

**METODOLOGÍA PARA ESTIMAR LA PRESIÓN DE PORO INCLUYENDO LOS  
ESFUERZOS TÉRMICOS ORIGINADOS POR EL CRAQUEO DE KERÓGENO Y  
ACEITE EN FORMACIONES SHALE**



**DIEGO ARMANDO VARGAS SILVA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICOS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**METODOLOGÍA PARA ESTIMAR LA PRESIÓN DE PORO INCLUYENDO LOS  
ESFUERZOS TÉRMICOS ORIGINADOS POR EL CRAQUEO DE KERÓGENO Y  
ACEITE EN FORMACIONES SHALE**

**DIEGO ARMANDO VARGAS SILVA**

**Trabajo de Grado para optar por el título de  
Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**PhD ZULY H. CALDERÓN CARRILLO**

**Codirector**

**MSc. REINEL CORZO RUEDA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICOS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

## **DEDICATORIA**

*A mis papás y hermana por todo su apoyo*

*A mis padrinos por toda su ayuda incondicional*

*A mi sobrino*

*A todos mis amigos*

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a DIOS por la vida y la salud

A la Universidad Industrial de Santander por brindarme todos los conocimientos y A la Dra. Zuly Calderón por su gran ayuda

Al Instituto Colombiano del Petróleo, Ing. Reinel Corzo, Msc. Darwin Mateus, Ing. Yair Quintero y Geol. Oscar Acevedo por las asesorías brindadas

Al grupo de Investigación de Estabilidad de Pozo (GIEP) por permitir ganar nuevos conocimientos

A toda mi familia

Al ITIAD por contribuir en mi formación, en especial a la profesora Adriana por su incondicional colaboración

GRACIAS.

## RESUMEN

### METODOLOGÍA PARA ESTIMAR LA PRESIÓN DE PORO INCLUYENDO LOS ESFUERZOS TÉRMICOS ORIGINADOS POR EL CRAQUEO DE KERÓGENO Y ACEITE EN FORMACIONES\* SHALE

DIEGO ARMANDO VARGAS SILVA\*\*

Palabras claves: Presión de poro, esfuerzos térmicos, geoquímica.

La presión de poro es un parámetro muy importante en la planeación de una perforación para evitar problemas y disminuir los tiempos no productivos (NPT). Para obtener un valor más exacto de presión, es necesario implementar un modelo matemático que incluya otras causas generadoras de sobrepresión adicionales al efecto de la sobrecarga, para esto se desarrolló una nueva metodología en la cual se analizará inicialmente subcompactación y posteriormente se adicionarán los esfuerzos térmicos.

Primero se hace una descripción de las principales características petrofísicas de las capas que serán tenidas en cuenta para el modelo, para esto se analizaran datos de registros y en base a estos, Las variables serán calculadas en función de profundidad o temperatura como es el caso de la viscosidad. Para el efecto acuatermal se tendrá en cuenta la variación de la temperatura en función del tiempo, para el término de generación de hidrocarburos es necesario implementar un modelo de maduración cuyos resultados indican la fracción de hidrocarburos generado el cual depende de la temperatura, este modelo se implementará para el efecto del gas y aceite. La solución del modelo diferencial se hace mediante aproximaciones de diferencias finitas, dando como resultado los respectivos perfiles de presión, primero se obtendrán la curva correspondiente a subcompactación y posteriormente las que incluyen los demás efectos según las causas de sobrepresiones adicionadas, para finalizar se realizará un análisis de sensibilidad para determinar las variables más importantes del modelo.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de ingenierías físico químicas. Escuela de ingeniería de petróleo. Director PhD. Zuly H. Calderón Carrillo. Codirector MSc. Reinel Corzo Rueda

## ABSTRACT

METODOLOGÍA PARA ESTIMAR LA PRESIÓN DE PORO INCLUYENDO LOS ESFUERZOS  
TÉRMICOS ORIGINADOS POR EL CRAQUEO DE KERÓGENO Y ACEITE EN FORMACIONES\*  
SHALE

DIEGO ARMANDO VARGAS SILVA\*\*

Keywords: Pore pressure, thermal stresses, geochemistry.

The pore pressure is a very important parameter planning a drilling operation to avoid problems and to diminish the not productive times (NPT). To obtain a more exact value of pressure, it is necessary to implement a mathematical model what includes other generating additional reasons of overpressure to the effect of the overload, for this reason a new methodology was developed in which compaction disequilibrium will be analyzed initially and later the thermal stresses be added.

First of all there is a description of the principal characteristics petrophysical of the layer that those will be taking into account for the model, for this information records data was analyzed and based on these, the variables will be calculated depending on depth or temperature like case of the viscosity. For the aquathermal effect the variation of the temperature will be taking into account depending on the time, for the term of hydrocarbons generation it is necessary to implement a model of maturing which results indicate the generated hydrocarbons fraction which depends on the temperature, this model will be implemented for the effect of the gas and oil. The solution of the differential model is done by approximations of finite differences, giving as a result the respective pressure profiles, primarily the curve corresponding to subcompaction will be obtained and later those what include other effects according to the reasons of overpressure added, finally an analysis of sensibility will be realized to determine the most important variables of the model.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de ingenierías físico químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director PhD. Zuly H.

Calderón Carrillo. Codirector MSc. Reinel Corzo Rueda

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	14
1. CONCEPTOS GENERALES .....	16
1.1 REGISTROS.....	16
1.1.1Registro Gamma Ray (GR) .....	17
1.1.2Potencial Espontaneo (SP) .....	18
1.1.3 Sónico.....	19
1.1.4 Densidad .....	20
1.1.5 Neutrón .....	21
1.1.6 Resistividad.....	22
1.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS SHALE .....	23
1.2.1 Kerógeno.....	25
1.3.1 Contenido de materia orgánica (TOC).....	27
1.3 PRESIÓN DE PORO .....	31
1.3.1 Presión normal .....	31
1.3.2 Presiones sub-normales.....	31
1.3.3 Sobrepresiones.....	32
1.4 PROBLEMAS DE PRESIONES ANORMALES .....	33
1.5 CAUSAS DE PRESIONES ANORMALES.....	33
1.5.1 Esfuerzos mecánicos.....	35
1.5.2 Esfuerzos termales .....	37
1.5.3 Transferencia dinámica .....	45
1.5.4 Compactación química .....	46
2.5.5 Diagénesis de arcillas .....	47
2. METODOLOGÍAS PARA ESTIMAR LA PRESIÓN DE PORO.....	49
2.1 METODOLOGÍAS CONVENCIONALES.....	49
2.1.1 Hottmann and Johnson (1965).....	49
2.1.2 Eaton, 1975 .....	51
2.1.3 Bowers (1995) .....	51
2.1.4 Método de Miller (2002).....	54
2.1.5 Modelo de Tau .....	54

2.2 MODELO DE TERZAGHI.....	55
2.3 ECUACIÓN DE PRESIÓN DE PORO 1D.....	57
2.3.1 Modelo de compactación.....	58
2.3.2 Modelo del efecto acuatermal.....	60
2.3.3 Modelo del efecto de generación de hidrocarburos.....	60
2.4 SUPOSICIONES DEL MODELO.....	65
3. METODOLOGÍA PROPUESTA.....	66
3.1 REVISIÓN DE INFORMACIÓN.....	66
3.2 IDENTIFICACIÓN DE LA CAUSA GENERADORA DE SOBREPRESIÓN.....	68
3.3 PERFIL DE PRESIÓN DE PORO USANDO CORRELACIONES.....	69
3.4 PERFIL DE PRESIONES USANDO MODELOS DIFERENCIALES.....	70
3.4.1 Efecto de compactación.....	70
3.5.2 Efecto acuatermal.....	71
3.5.3 Efecto de la generación de hidrocarburos.....	71
3.6 MÉTODO DE SOLUCIÓN.....	71
3.7 RESUMEN FINAL DE LA METODOLOGÍA.....	74
4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA.....	75
4.1 ANÁLISIS DE INFORMACIÓN.....	75
4.1.1 Características litológicas.....	75
4.1.2 Geoquímica de formación la Luna.....	78
4.2 PERFIL DE PRESIONES USANDO METODOLOGÍAS CONVENCIONALES.....	81
4.3 PERFIL DE PRESIONES USANDO MODELOS DIFERENCIALES.....	83
4.3.1 Efecto de compactación.....	83
4.3.2 Efecto acuatermal.....	85
4.3.3 Efecto de generación de hidrocarburos.....	86
4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	89
5. CONCLUSIONES.....	93
6. RECOMENDACIONES.....	95
7. NOMENCLATURA.....	96
8. BIBLIOGRAFÍA.....	98

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: Respuesta del registro Gamma ray según la litología .....	17
FIGURA 2: Comportamiento del SP según tipo de formación .....	19
FIGURA 3: Identificación de zonas de gas y con alto contenido de shale en base al registro de densidad y neutrón.....	22
FIGURA 4 a) Materia orgánica b) Laminación de shale.....	24
FIGURA 5: Diagramas de Van-Krevelen para clasificar el tipo de kerógeno .....	27
FIGURA 6: Clasificación de las causas de altas presiones según Osborne and Swarbrick, 1997 .....	34
FIGURA 7: Clasificación de los mecanismos de sobrepresiones según Grauls 1999.....	35
FIGURA 8: Diagrama presión-Densidad para el agua con un gradiente de 25 °C/km .....	38
FIGURA 9: Influencia de la temperatura en las sobrepresiones .....	39
FIGURA 10: Ventana de generación de hidrocarburos.....	41
FIGURA 11: Esquemas de los componentes sólidos y líquidos de una roca fuente y no fuente .....	42
FIGURA 12: Esquema del modelo de Barker 1990 en el que se muestra el craqueo termal de aceite a gas.....	43
FIGURA 13: Perfil de presión-profundidad según la cantidad de gas generada a partir de la facción de aceite del yacimiento .....	44
FIGURA 14 Proceso de compactación química. (A) disolución de sílice dentro del agua del poro. (B) Difusión de la sílice disuelta dentro del agua del poro. (C) Precipitación de sílice en los granos de cuarzo .....	47
FIGURA 15: Método de la profundidad equivalente para estimar la presión de poro .....	50
FIGURA 16: Tendencias de la gráfica de esfuerzo efectivo vs Sónico para el caso de las tendencias de compactación normal (a) y de descarga (b) .....	52
FIGURA 17: Modelo de maduración propuesto por Tissot y Epitalié (1975).....	62
FIGURA 18: Etapas del modelo de maduración .....	63
FIGURA 19 : Discretización de un modelo unidimensional.....	73
FIGURA 20: Estructura de una matriz para solucionar un sistema implícito.....	74
FIGURA 19: Metodología.....	74
FIGURA 22: Columna estratigráfica del valle medio del Magdalena .....	76
FIGURA 23: Registros usados para realizar un análisis de zona de interés y generar un perfil de presión de poro. ....	77

FIGURA 24: Volumen de shale comparado con la tendencia del registro densidad y el neutrón .....	78
FIGURA 25: Formación la Luna en la cuenca del Catatumbo .....	80
FIGURA 26: Formación la Luna en la cuenca del Magdalena Medio .....	80
FIGURA 27: Registro Sónico y su respectiva tendencia normal .....	81
FIGURA 28: Perfil de presiones usando Eaton 1975 .....	82
FIGURA 29: Velocidad de onda p ( $V_p$ ) vs esfuerzo efectivo .....	82
FIGURA 30: Perfil de presión usando Bowers 1995 .....	83
FIGURA 31: Perfil de porosidad mediante registros y usando la ley de Athy .....	84
FIGURA 32: Perfil de presión usando el modelo diferencial .....	85
FIGURA 33: Perfil de presiones incluyendo efecto acuatermal .....	85
FIGURA 34: Fracción de aceite generado según el tipo de kerógeno .....	86
FIGURA 35: Perfil de presión incluyendo el efecto del aceite .....	87
FIGURA 36: Fracción de gas generada comparada con fracción de aceite .....	87
FIGURA 37: Perfil de presiones incluyendo subcompactación y los esfuerzos termales .....	88
FIGURA 38: Comparación del perfil de presión generado por correlaciones y por el modelo matemático .....	89
FIGURA 39: Perfil de presión final .....	90
FIGURA 40: Aporte de cada mecanismo .....	90
FIGURA 41: Distribución de presión a la profundidad del influjo .....	91
FIGURA 42: Distribución de presión a profundidades mayores al influjo (15300 ft) .....	92

## LISTA DE TABLAS

TABLA 1: Tipo de kerógeno, maceral principal y grado de maduración necesario para entrar en ventana de generación (%Ro) .....	26
TABLA 2: Potencial de la roca según el contenido de TOC.....	28
TABLA 3: Comparación entre TTI y Ro. Rangos de generación hidrocarburos.....	30
TABLA 4: Parámetros usados en el modelo de maduración de materia orgánica .	64
TABLA 5: Datos adicionales utilizados en el modelo .....	89

## INTRODUCCIÓN

El éxito de una perforación depende en gran medida del modelo geomecánico, el cual está conformado principalmente por las propiedades de la roca, esfuerzo in-situ y presión de poro. Para hacer la predicción de la presión de formación, se han utilizado correlaciones según la causa que se esté analizando. Para el caso de subcompactación, se puede estudiar mediante los métodos de Hottmann and Johnson (1965) e Eaton 1975. Si hay otras causas presentes, con Bowers 1995 y Miller 2002, los cuales se basan en el comportamiento de la gráfica de esfuerzo efectivo vs Sónico, identificando dos zonas diferentes, la curva de compactación normal y la descarga, proponiendo para cada caso una correlación diferente.

Las metodologías anteriores tienen limitaciones. Para el caso de las usadas en subcompactación, dan valores inferiores a los reales cuando están presentes otras causas generadoras de altas presiones. Por otro lado las correlaciones que incluyen otras causas, necesitan datos de pruebas de presión, las cuales no se pueden tomar en rocas shale por su baja permeabilidad, aunque en ocasiones pruebas tomadas en arenas o eventos de perforación pueden ser usadas para calibrar la curva de presión.

Debido a las limitaciones mencionadas anteriormente, la estimación de la presión de poro se puede realizar mediante la implementación de modelos matemáticos cuya estructura depende de las causas que se estén analizando. La ley Terzaghi 1923 puede ser utilizada para desarrollar un modelo de sobrepresiones en 1D cuyas variables pertenecientes al modelo son calculadas en función de la profundidad o temperatura. A este modelo se pueden adicionar otros términos según la causa de sobrepresión que se quiera analizar.

En esta investigación se adicionaran los términos correspondientes a los esfuerzos termales, expansión de fluidos y generación de hidrocarburos (Grauls 1999). El efecto acuatermal estará representado por el término propuesto por Luo and Vasseur 1992. Para los términos de generación de hidrocarburos es necesario utilizar el modelo de maduración propuesto por Tissot and Espitalié, 1975; Tissot and Welte, 1984. Este modelo permite estimar la fracción de kerógeno que se convierte a aceite en la primera etapa de maduración y posteriormente se estimará la de gas. Con esta fracción y los términos propuestos por Hantschel e Kauerauf, 2009 se puede hacer una estimación del efecto de generación de hidrocarburos incluyendo crackeo de kerógeno-aceite y de aceite-gas en la presión de poro.

En esta tesis se muestra cómo se pueden implementar estos términos en modelos 1D para la estimación de la presión de poro. Para tal fin, en los primeros capítulos se hace una revisión de las principales causas de sobrepresiones y las metodologías que se han implementado para estimar este valor. Posteriormente, se analizarán las variables más representativas, como es el caso de compresibilidad, porosidad, permeabilidad y viscosidad en el término que representa la subcompactación, la temperatura en el efecto acuatermal y el contenido de materia orgánica, con su respectivo grado de maduración para el término que representa el efecto de generación de hidrocarburos. Luego de esta revisión y del análisis a las variables se propondrá una nueva metodología y se aplicará a un caso de estudio.

## **1. CONCEPTOS GENERALES**

Para realizar el estudio adecuado de una formación y conocer con mayor exactitud sus características como litología, propiedades petrofísicas, saturación etc. y con ellos finalmente llegar a la presión de yacimiento, es necesario tener la mayor cantidad de información que puede ser obtenida a partir de registros, historial de sedimentación de la cuenca, edad de la formación, profundidad de interés, entre otras. Con la información reunida se podrá llegar a la solución de un modelo matemático e implementar un modelamiento de cuencas en 1D. Para obtener esta información e interpretarla, primero se revisarán algunos conceptos teóricos necesarios para la comprensión correcta de los datos.

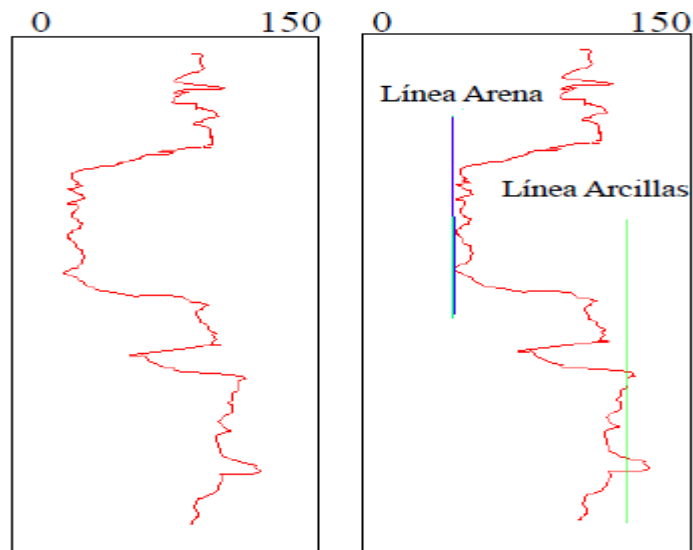
### **1.1 REGISTROS**

Los registros eléctricos dan una respuesta directa de las propiedades de la roca en profundidad. Para el caso de la litología, los registros que mejor respuesta dan son el Gamma Ray (GR) y el Potencial Espontaneo (SP), por medio de los datos obtenidos y correlaciones se estima el volumen de shale ( $V_{sh}$ ). Con los registros de resistividad y conductividad se pueden identificar las características de los fluidos presentes en la formación; el Neutrón y Sónico dan una respuesta a la porosidad, siendo el Sónico el más utilizado para estimar sobrepresiones ya que es ampliamente afectado por la presencia de fluidos, finalmente el registro de densidad es utilizado para calcular el esfuerzo de sobrecarga. Una combinación de los datos obtenidos de los registros anteriores, es ampliamente usada para implementar correlaciones o modelos matemáticos, como es el caso de esta investigación y calcular la presión de poro. Seguidamente se hará una descripción de las principales características de los registros mencionados anteriormente.

**1.1.1 Registro Gamma Ray (GR)** Es una medida de la radioactividad natural de las formaciones y puede ser usado para identificar litologías y correlacionar zonas (Asquith G. and D. Krygowski 2004). Las arenas libres de shale tienen bajas concentraciones de material radioactivo y dan bajas lecturas de gamma ray (figura 1), sin embargo, este registro tienen altas lecturas cuando las arenas poseen potasio, micas, glauconita o uranio, en estas zonas se debe correr el gamma ray espectral el cual toma las lecturas de cada uno de los elementos responsables de la radiactividad, potasio (K) Torio (Th) y uranio (U). Para esta investigación es necesario tener claridad del tipo de litología que se está trabajando, para ello es necesario hacer una estimación del volumen de shale (Vsh), siendo está una de las principales aplicaciones de este registro. El cálculo se hace mediante la ecuación 1 la cual indica la fracción de Vsh presente en los poros de la formación.

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (1)$$

FIGURA 1: Respuesta del registro Gamma ray según la litología



Fuente: Capacitación de registros convencionales para modelo geomecánico

ECOPETROL 2011

**1.1.2 Potencial Espontaneo (SP)** Es un registro muy importante en la interpretación de pozos, con éste se puede diferenciar las zonas permeables como las arenas, de las zonas impermeables como los shale, este registro solo puede ser corrido en lodos conductivos como los base agua, considerando que debe haber diferencia entre las salinidades, en los lodos base aceite no es posible correr este registro. La curva SP registra el potencial eléctrico producido por la interacción del agua de la formación, el fluido conductivo de perforación y ciertas rocas que actúan como membranas selectivas de iones (lutitas).

Para hacer las respectivas correcciones del SP se hace con la ayuda del registro GR estableciendo una línea base del shale como  $SP = 0$  mv, si las lecturas se alejan positiva o negativamente de esta línea indica zonas permeables como lo muestra la figura 2. Debido a que las lecturas dependen de las diferencias entre las salinidades, cuando el filtrado del lodo es igual o tiene mayor salinidad que el agua de la formación se presenta una deflexión positiva o el SP no responde.

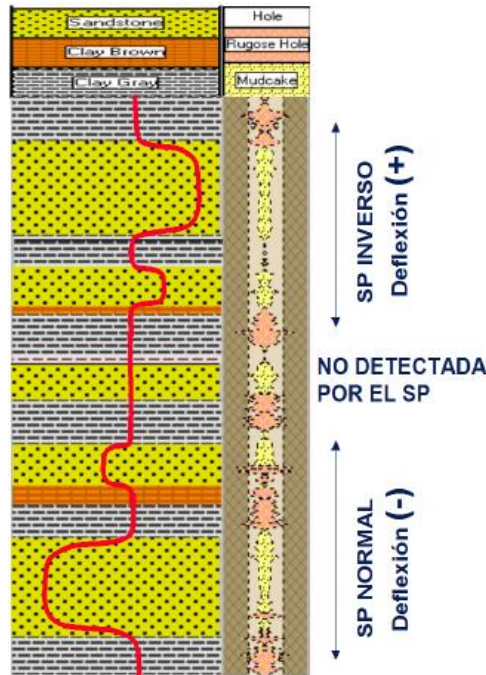
Las medidas del SP son influenciadas principalmente por los espesores (si este es muy pequeño no es detectado), la resistividad, diámetro del pozo, filtrado del lodo, contenido del shale, contenido de hidrocarburos. Resaltando que por medio de estas lecturas no se puede hacer una estimación de la saturación de hidrocarburos, luego esta respuesta es solo cualitativa (Asquith G. and D. Krygowski 2004).

A igual que el Gamma Ray (GR), este registro identifica la litología y puede ser usado para estimar el volumen de shale mediante la siguiente ecuación.

$$V_{sh} = 1 - \frac{SP_{log}}{SSP} \quad (2)$$

SSP= Potencial espontaneo estático

FIGURA 2: Comportamiento del SP según tipo de formación



Fuente: Capacitación de registros convencionales para modelo geomecánico  
 ECOPEtrol-ICP 2011

**1.1.3 Sónico** El registro Sónico hace parte de los usados para estimar la porosidad de la formación midiendo el tiempo de tránsito de la onda compresional ( $DT \mu\text{s}/\text{ft}$ ), que viaja a través de la formación en el eje axial. Los valores registrados dependen de la litología y la porosidad, para el caso de las arcillas tiene altos tiempos de tránsito debido a sus propiedades. Este registro tiene aplicaciones importantes, entre ellas la predicción de la presión de poro por medio de correlaciones en función del esfuerzo efectivo, propiedades mecánicas de la roca y detecta zonas de gas. Para el cálculo de la porosidad se usará la correlación (Wyllie et al. 1958) donde  $\Delta t_{ma}$  es el intervalo de tiempo en la matriz y varía entre 43 y 55  $\mu\text{s}/\text{ft}$  según el tipo de roca,  $\Delta t_{fl}$  tiempo para el fluido 190-200  $\mu\text{s}/\text{ft}$  y  $\Delta t_{log}$  es la lectura del registro.

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \quad (3)$$

Los hidrocarburos afectan las mediciones de porosidad, dando valores anormalmente altos y si este efecto no es corregido la porosidad también es alta. En el trabajo realizado por (Asquith G. and D. Krygowski 2004) propone que este efecto se puede compensar usando la corrección de Hilchie, 1978.

$$\phi = \phi_s * 0.7 \text{ gas} \quad (4)$$

$$\phi = \phi_s * 0.9 \text{ aceite} \quad (5)$$

Cuando las lecturas del registro Sónico no son confiables se puede hacer un perfil sintético usando una metodología<sup>1</sup> que se basa de dos partes, primero se asume que la porosidad calculada con el registro densidad es similar a la obtenida con la ecuación de Wyllie et al. 1958 y se despeja la curva del Sónico, dado que los demás parámetros son conocidos para la formación, dando como resultado la siguiente ecuación.

$$DT(\rho) = \Delta t_{ma} + \left[ \left( \frac{\rho_{ma} - \rho_{log}}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \right) (\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}) \right] \mu s/ft \quad (6)$$

**1.1.4 Densidad** Para analizar este registro es necesario revisar dos términos importantes como son:  $\rho_{ma}$  que representa la densidad de la matriz y  $\rho_{log}$  que representa la densidad de toda la formación (sólido y fluido). La densidad de la matriz hace referencia a la densidad de la estructura de la roca. Este registro tiene varias aplicaciones como determinación de un perfil de porosidad (ecuación 7), esfuerzo de sobrecarga, detectar zonas de hidrocarburos y evaluación de litologías.

---

<sup>1</sup> ESCAMILLA Rocio. Modelamiento de los registros Sónicos y densidad para la elaboración de modelos geomecánico del área del piedemonte. 2007 p.50

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_{log}}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (7)$$

Igual que el registro Sónico en ocasiones los valores no son tan confiables o no están disponibles para toda la formación. Como estos valores son necesarios para calcular el esfuerzo de sobrecarga, se puede hacer un registro sintético en función del registro Sónico, igualando nuevamente las porosidades obteniendo la siguiente expresión.

$$\rho(\Delta t) = \rho_{ma} - \left[ \left( \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \right) (\rho_{ma} - \rho_{fl}) \right] \text{ g/cc} \quad (8)$$

**1.1.5 Neutrón** Este registro mide la porosidad por medio de la concentración de hidrógenos de la formación; cuando los poro están llenos de gas en lugar de aceite o agua, los datos leídos de la porosidad neutrón son menores que la porosidad actual de la formación, esto ocurre porque hay baja concentración de hidrógenos en el gas comparado con la del aceite o agua. Por el efecto anterior se pueden identificar zonas de gas<sup>2</sup>. Cuando la matriz de la roca está compuesta en parte de arcilla, el reporte del registro es una porosidad mayor a la que tiene la formación, este efecto ocurre por los hidrógenos que están dentro de la arcilla y los del agua, por lo anterior cuando la lectura del registro aumente indica efecto de shale.

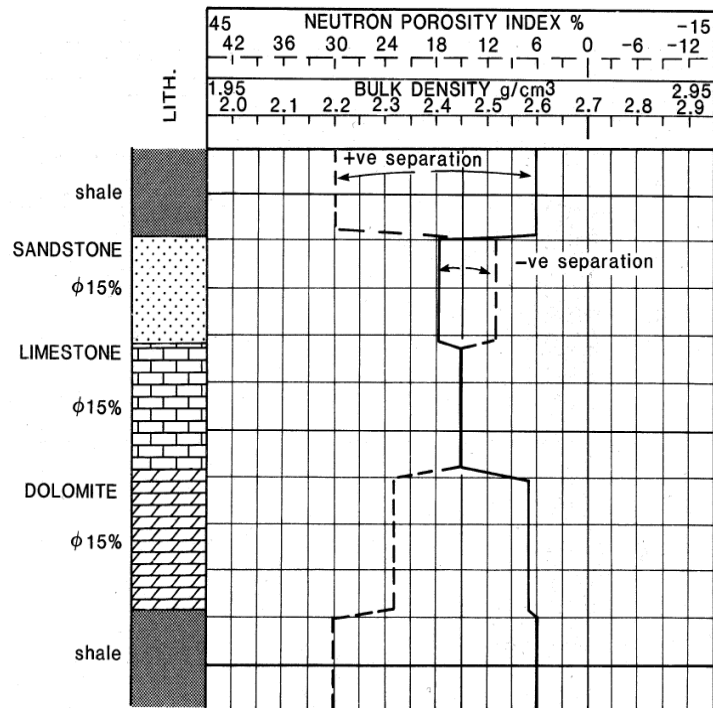
Para obtener datos de porosidad más exactos se puede hacer una combinación entre la porosidad del registro densidad utilizando la ecuación 7 y la porosidad obtenida del registro Neutrón. Otra aplicación de estas herramientas es detectar zonas de gas e identificación de tipos de litologías, lo anterior se logra al superponer los dos registros con sus respectivos rangos (1.95 – 2.95 g/cm<sup>3</sup>

---

<sup>2</sup> Asquith, G.,and Krygowski, 2004, Porosity logs, in Asquith, G.,and Krygowski Basic Well log analysis: AAPG Methods in Exploration 16, p 40 .

densidad y  $45 - 0.15 \%$ ). Si se presentan separaciones positivas indica un shale, de lo contrario, otras litologías que pueden contener gas (figura 3).

FIGURA 3: Identificación de zonas de gas y con alto contenido de shale en base al registro de densidad y neutrón



Fuente: Capacitación de registros convencionales para modelo geomecánico  
ECOPETROL-ICP 2011

**1.1.6 Resistividad.** Esta herramienta produce una corriente adyacente a la formación y mide la respuesta de ésta a la corriente. Este registro es el más utilizado para diferenciar las zonas de hidrocarburos de las zonas de agua. Lo anterior es debido a que la matriz de la roca y los hidrocarburos son no conductivos, la habilidad de la formación de transmitir corriente está en función del agua de los poros, luego si la saturación de hidrocarburos aumenta, la resistividad también aumenta. Cuando la salinidad del agua disminuye igualmente se presenta un incremento en la resistividad.

Los shale son impermeables y están impregnadas con aguas capilares de alta salinidad, lo que da una resistividad baja a lo largo y ancho del intervalo, para el caso de las rocas compactas e impermeables (tales como la anhidrita, sal, formaciones calcáreas densas y ciertas clases de carbón) son totalmente resistivos debido al bajo contenido de agua intersticial<sup>3</sup>.

## **1.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS SHALE**

Los shale son rocas sedimentarias de grano fino formado por la consolidación de limos y arcillas, estos se depositan con materia orgánica (figura 4a) que posteriormente se madura producto de la sobrecarga, presión y temperatura, hasta el punto de generar y expulsar los hidrocarburos. Para conocer el potencial de generación es necesario saber el contenido de materia orgánica y el tipo de kerógeno.

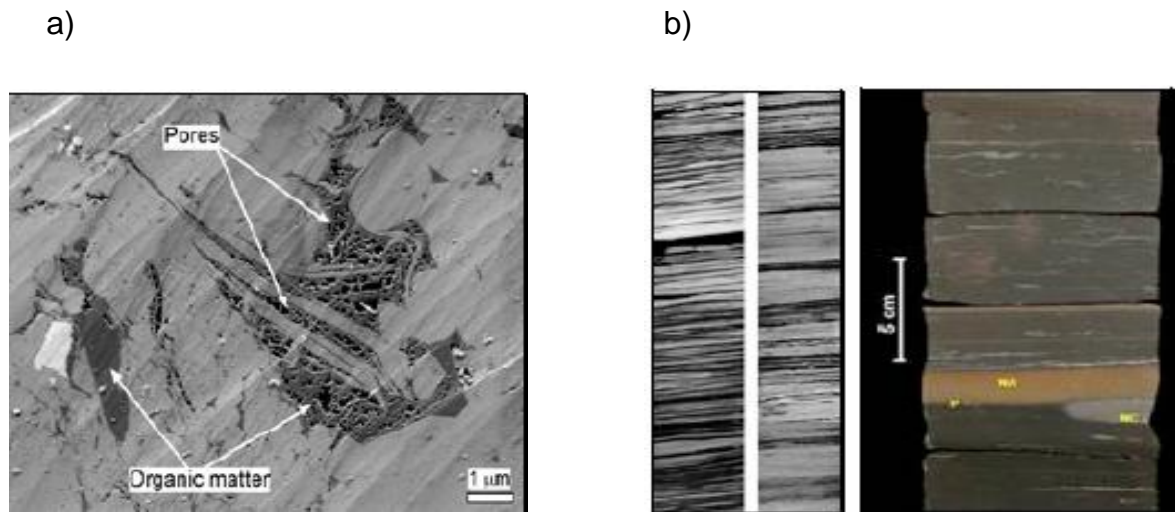
Mediante núcleos, cutings y muestras de pared se pueden medir en laboratorio las variables geoquímicas que están relacionadas directamente con la generación de hidrocarburos y las altas presiones. Datos petrofísicos como saturación de agua, porosidad, permeabilidad, densidad y propiedades mecánicas de la roca también son medidas (GLORIOSO Juan y RATTIA Aquiles, 2012).

El término de shale hace referencia a la ficidad que presentan algunas rocas como se muestra en la figura 4b o simplemente a las compuestas por limos y arcillas. Para hacer una estimación del volumen de shale ( $V_{sh}$ ) se hace mediante registros Gamma Ray, Potencial Espontaneo con las ecuaciones 1 y 2 (presentadas anteriormente), se compara el comportamiento de los registros densidad - neutrón y posteriormente es calibrado con las muestras de pozo.

---

<sup>3</sup> ACEVEDO O. Metodología para la generación de modelos de presión 3d acoplado transferencia dinámica de fluidos a los métodos convencionales. Aplicación al campo cupiagua del piedemonte llanero 2012 p.18

FIGURA 4 a) Materia orgánica b) Laminación de shale



Fuente: GLORIOSO Juan y RATTIA Aquiles. Unconventional reservoirs. Basic petrophysical concepts for shale gas. P. 2 y 3.

Dentro de sus propiedades petrofísicas más importantes está la porosidad, la cual puede ser estimada mediante los datos de registros o pruebas de laboratorio. En los shale, la porosidad, además de las fracturas naturales está representada por la porosidad de la matriz, la de algunos minerales y la debida al espacio dejado por el kerógeno luego de su respectiva maduración.

En cuanto a la permeabilidad, es considerablemente más baja que la de una arenisca<sup>4</sup>. Dentro de los componentes de un yacimiento el sello hace una función muy importante, mantiene los hidrocarburos dentro de los yacimientos y evita que estos migren a superficie, generalmente estos sellos son shale que por sus características de baja permeabilidad evitan que los fluidos sigan migrando.

---

<sup>4</sup> PAEZ V, PEREZ F. Estudio de la viabilidad de técnicas de perforación y completamiento de pozos no convencionales en Colombia, teniendo en cuenta analogías a nivel mundial, asociadas a shales y tight sandstones. 2012

Según el ambiente de depositación, los shale pueden contener el 25% de materia orgánica y gran parte de ésta, según las condiciones dadas, se convierte a kerógeno, conociéndose como formaciones generadoras. Para determinar el potencial generador de estas formaciones, es necesario hacer un análisis geoquímico el cual se basa en análisis de muestras tomadas de pozos perforados con anterioridad como núcleos, recortes, laterales o en ocasiones muestras de afloramiento. Dentro de las variables obtenidas de un análisis geoquímico se puede determinar el tipo de kerógeno, contenido de materia orgánica (TOC) y grado de madurez.

**1.2.1 Kerógeno** El kerógeno consiste en una mezcla de componentes orgánicos que hace parte de la materia orgánica presente en las rocas sedimentarias y es insoluble en solventes orgánicos, dando unos componentes complejos de un alto peso molecular. Los componentes solubles son conocidos como bitumen (GLORIOSO Juan y RATTIA Aquiles 2012).

Altas concentraciones de kerógeno hacen que la roca se convierta en roca generadora. Cuando éste kerógeno es sometido a condiciones favorables de maduración como presión y temperatura, se convierte en aceite o gas según el tipo de kerógeno o el grado de maduración. Shale con altas concentraciones de kerógeno con insuficiente grado de maduración, se convierte en depósitos superficiales llamados OIL SHALE. Para establecer el tipo de kerógeno presente en una roca y su respectivo potencial de generar hidrocarburos se hace un análisis de laboratorio, estas pruebas se basan en degradación térmica, pirolisis, fluorescencia espectral o petrografía<sup>5</sup>, clasificándolo en kerógeno tipo I, tipo II, tipo III y tipo IV según el diagrama de Van Krevelen.

---

<sup>5</sup> GLORIOSO Juan y RATTIA Aquiles. Unconventional reservoirs. Basic petrophysical concepts for shale gas. 2012 p. 4

Según la clasificación del kerógeno será el producto generado durante una maduración termogénica, ya que si es descompuesto por bacterias el producto solo será gas biogénico, siendo este principalmente metano como lo propone Hedberg, 1974. Para el caso del kerógeno tipo 1 genera principalmente aceite pero posteriormente se puede convertir a gas; el tipo 2 genera aceite en menor proporción al tipo 1 y gas; el tipo 3 genera una mínima fracción de aceite y altas cantidades de gas y el tipo IV no genera hidrocarburos (GLORIOSO Juan y RATTIA Aquiles 2012).

Además, cada kerógeno tiene un maceral representativo, es importante tener en cuenta que el inicio de la ventana de generación representada por el grado de madurez (% Ro reflectancia de vitrinita la cual será explicada con precisión más adelante) está en función de este maceral. En la tabla 1 se presentará la respectiva clasificación.

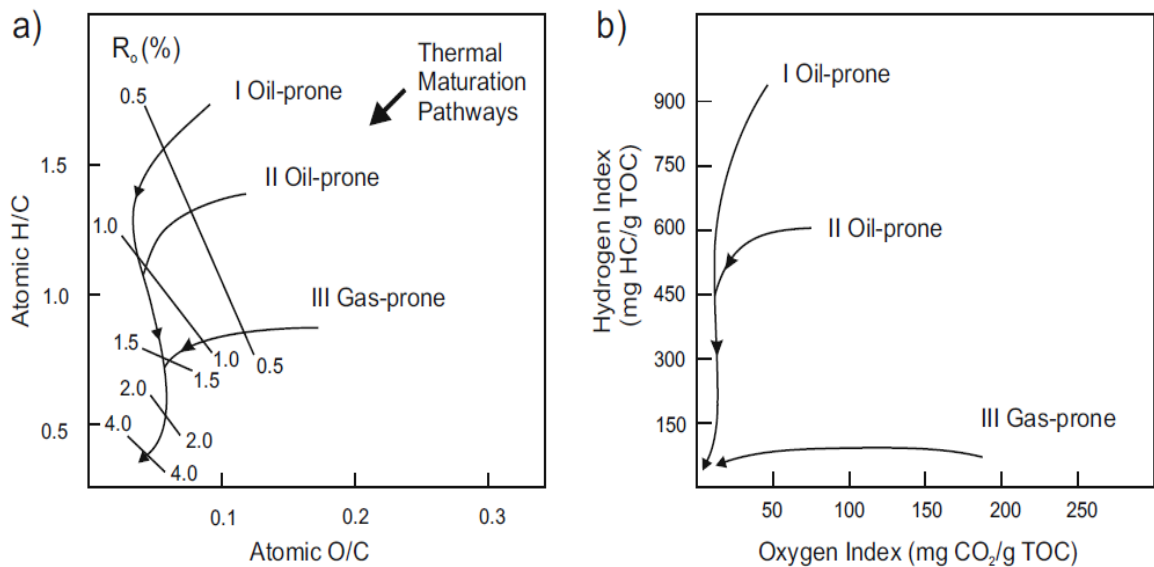
TABLA 1: Tipo de kerógeno, maceral principal y grado de maduración necesario para entrar en ventana de generación (%Ro)

KERÓGENO	MACERAL	VENTANA
I	Liptinitas	0.7
II	Liptinitas	0.6
III	Liptinitas/ Vitrinitas	0.6 – 0.8
IV	Intertinita	

Fuente: SPALLETTI Luis A. Cátedra de sedimentología, Facultad de ciencias Naturales y Museo, Universidad nacional De La Plata 2006 – 2009

El diagrama de Van- Krevelen es el utilizado para la clasificación de kerógeno como se mencionó anteriormente. Esta clasificación se hace de acuerdo a la relación entre el hidrógeno y carbono (H/C) y la relación entre oxígeno y carbono (O/C) como lo muestra la figura 5a, o según la cantidad de hidrocarburos o dióxido de carbono generado como lo muestra la figura 5b, teniendo en cuenta que los parámetros analizados son el índice de hidrógeno (HI) y el índice de oxígeno (OI).

FIGURA 5: Diagramas de Van-Krevelen para clasificar el tipo de kerógeno



Fuente: Thomas Hantschel · Armin I. Kauerauf. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2009 p 157

**1.3.1 Contenido de materia orgánica (TOC)** TOC o Carbono Orgánico Total es la cantidad de materia orgánica ligada a las rocas que es preservada luego de que inicialmente parte de ésta sea descompuesta por bacterias (GLORIOSO Juan y RATTIA Aquiles, 2012). Esta materia orgánica posteriormente será sometida a altas presiones y temperaturas sufriendo una degradación termogénica y entrando a la ventana de generación de hidrocarburos.

El TOC se usa para cuantificar la calidad de la roca, y principalmente para caracterizar yacimientos no convencionales, ya que mediante éste parámetro se puede determinar el nivel de adsorción de gas y algunas propiedades de la formación. Para esta investigación, se revisa esta variable con el fin de determinar la posibilidad de generar altas presiones, ya que de su valor dependerá la cantidad de hidrocarburos generados, por lo cual, el TOC permite hacer una clasificación del potencial de la formación, tal como se muestra en la tabla 2.

TABLA 2: Potencial de la roca según el contenido de TOC

POTENCIAL	TOC %
Pobre	0 - 0.5
Regular	0.5 - 1
Bueno	1 - 2
Muy Bueno	2 - 4
Excelente	> 4

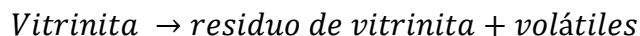
Fuente: GLORIOSO Juan y RATTIA Aquiles. Unconventional reservoirs. Basic petrophysical concepts for shale gas. 2012 p. 8

Conociendo el potencial de generación de la roca es importante analizar el grado de maduración de esta materia orgánica y determinar si está dentro de la ventana de generación de aceite o gas. Para lo anterior, existen algunos parámetros que indican el grado de madurez de la formación como la reflectancia de la vitrinita (Ro), índice de maduración, Tiempo y temperatura (TTI), entre otros, siendo la Ro el más utilizado.

**1.2.2 Reflectancia de la vitrinita (Ro).** La vitrinita es uno de los macerales más importantes presentes en la materia orgánica, es muy abundante y proviene de la diagénesis de la madera. La reflectancia de la vitrinita es una medida de la intensidad de la luz que se refleja sobre una superficie pulida de este maceral<sup>6</sup>.

Para hacer los estudios se prepara una muestra de materia orgánica insoluble (kerógeno), se fija con resina y se pule para ser analizada microscópicamente con luz reflejada. Su empleo como herramienta para determinar el grado de maduración de materia orgánica se basa en que la reflectancia aumenta con la temperatura. Este incremento se debe a la recristalización (aumento de tamaño) de los anillos aromáticos condensados que componen la estructura de la vitrinita. Este proceso de crecimiento es irreversible; es decir que, una vez que se produce el aumento de reflectancia es prácticamente imposible que decrezca con el descenso de la temperatura (SPALLETTI L. 2006-2009).

Para determinar este valor se han propuesto algunos modelos los cuales se basan en que la vitrinita reacciona y parte de esta se convierte a condensado y queda un residuo, los modelos propuestos son los de Waples (1980); Larter (1988); Sweeney and Burnham (1990). De los modelos anteriores, el más fácil de implementar es el de Waples (1980) por su facilidad para obtener las variables de las que depende.



Waples 1980, usando el método de Lopatin, calcula el índice de maduración (TTI) de una zona a la cual le traza un perfil de temperaturas en rangos de 10°C, a cada rango le asigna un valor de n partiendo de un valor base de 100-110°C con n=0 el cual aumenta o disminuye de acuerdo al número de intervalos, según la zona de estudio y se aplica la ecuación 9.

---

<sup>6</sup> SPALLETTI Luis A. Paleogeotermometría. Cátedra de sedimentología, Facultad de ciencias Naturales y Museo, Universidad nacional De La Plata 2006 – 2009

$$n = -1 \quad T = (90 - 100)^{\circ}C$$

$$n = 0 \quad T = (100 - 110)^{\circ}C \quad TTI = \sum_{nmin}^{nmax} (\Delta T_n)(r^n) \quad (9)$$

$$n = 1 \quad T = (110 - 120)^{\circ}C \dots$$

Donde le asignan un valor de  $r=2$  ya que asumen que el grado de maduración se duplica cada  $10^{\circ}C$ . El TTI calculado se relaciona con el valor del  $R_o$  (reflectancia de vitrinita), basados en el análisis de varias muestras a nivel mundial, por lo anterior, se establecieron los rangos de generación y preservación de hidrocarburos como lo muestra la tabla 3.

TABLA 3: Comparación entre TTI y  $R_o$ . Rangos de generación hidrocarburos.

	TTI	$R_o$
El inicio de la generación de aceite	15	0.65
La generación de pico del petróleo	75	1.00
Fin de la generación de aceite	160	1.30
Límite superior de TTI para la aparición del petróleo con la gravedad API <40 °	500	1.75
Límite superior de TTI para la aparición del petróleo con la gravedad API <50 °	1000	2.0
Límite superior de TTI para la ocurrencia de gas húmedo	1500	2.2
La última aparición conocida de gas seco	65000	4.8
Por debajo del límite de gas seco	972000	> 5

Fuente D. W. Waples. 1980

### 1.3 PRESIÓN DE PORO

La presión de poro es la presión de los fluidos que se encuentran dentro de los poros. En el transcurso del tiempo se han realizado varias investigaciones para tratar de demostrar las causas de la presión de poro orientado hacia aspectos geológicos. La primera publicación acerca de este fenómeno fue realizada por George Dickinson en 1953<sup>7</sup>, este autor afirma que un estudio geológico es la clave para entender el origen de las altas presiones.

La estratigrafía controla la distribución de presiones anormales (Kenneth L. Harkins, Humble J, W. Baugher, 1969). Estas presiones son principalmente encontradas en intercalaciones de arenas y shale, resaltando que el espesor de los shale debe ser mayor a 200 ft, estos shale proporcionan un sello suficiente para la preservación de las geopresiones. Otro aspecto que favorece este fenómeno son los domos salinos por su levantamiento. En cuanto a la litología, este fenómeno es asociado a bajos porcentajes de arena, un contenido menor al 35%.<sup>8</sup>

**1.3.1 Presión normal** La presión de poro puede variar entre la presión hidrostática y la litostática, aunque en ocasiones esta presión supera la litostática o está por debajo de la hidrostática. Se habla de presión normal cuando la presión de poro se puede controlar con una columna hidrostática con un gradiente de 0.433 psi/ft.

**1.3.2 Presiones sub-normales.** Según la experiencia en la industria del petróleo, en la exploración de pozos las formaciones con presiones anormalmente bajas no son tan comunes como lo son las zonas sobrepresionadas. Muchas formaciones

---

<sup>7</sup> Dickinson, George: "Geological Aspects of Abnormal Reservoir Pressures in Gulf Coast Louisiana", AAPG (1953) 37, No. 2, 410-432.

<sup>8</sup> Kenneth L. Harkins, Humble J, W. Baugher Geological Significance of Abnormal Formation Pressures Journal of Petroleum Technology. 1969

de presión sub-normal han sido inducidas artificialmente por la producción de hidrocarburos o agua subterránea, en yacimientos aislados en los que no hay una zona de recarga que permita introducir fluidos suficientes para reponer los fluidos retirados<sup>9</sup>

**1.3.3 Sobrepresiones.** La presión anormalmente alta se define como la presión que excede una columna hidrostática. Dickinson en 1953, propone que la principal causa de sobrepresión de los shale es por la compactación y que la mejor forma de evitar problemas por esto, es colocando casing cerca de las zonas sobrepresionadas, para poder usar un lodo más pesado y prevenir las pérdidas de circulación.

Las formaciones que contienen fluidos con presiones anormales, han sido encontradas en todas las partes del mundo en las que se haga exploración que conduzca a encontrar hidrocarburos. De acuerdo a Spencer 1998, en Estados Unidos hay alrededor de 7 unidades estratigráficas que están sobrepresionadas.

Estas formaciones están aisladas por barreras impermeables, manteniendo la sobrepresión del yacimiento. El origen de estas barreras puede ser físico, químico o una combinación de ambas según Loudon, 1972.

Hay múltiples orígenes de las causas de sobrepresiones como lo son compactación, compresión tectónica, fallas, gradientes geotérmicos altos, cambios en los minerales, generación de hidrocarburos, migración de los fluidos a lo largo de las fallas y ósmosis, estas causas de sobrepresiones serán explicadas más adelante.

---

<sup>9</sup> E.C. DONALDSON, G.V. CHILINGAR, J.O. ROBERTSON JR. and V. SEREBRYAKOV. Introduction to abnormally pressured formations Capítulo 1

#### **1.4 PROBLEMAS DE PRESIONES ANORMALES**

Las sobrepresiones pueden causar un aumento en los tiempos no productivos y generar ciertos incidentes durante la perforación, si las presiones anormales no son correctamente calculadas, antes y durante la perforación. Dentro de los problemas más comunes son los influjos, patadas de gas, amagos de reventón, pérdidas de las propiedades del lodo, derrumbes en la formación, aumento en la tasa de cavings (splinter), entre otros. Un indicativo que las presiones son subestimadas es el aumento en el gas de fondo (%BGG) o presencia de gas de conexión.

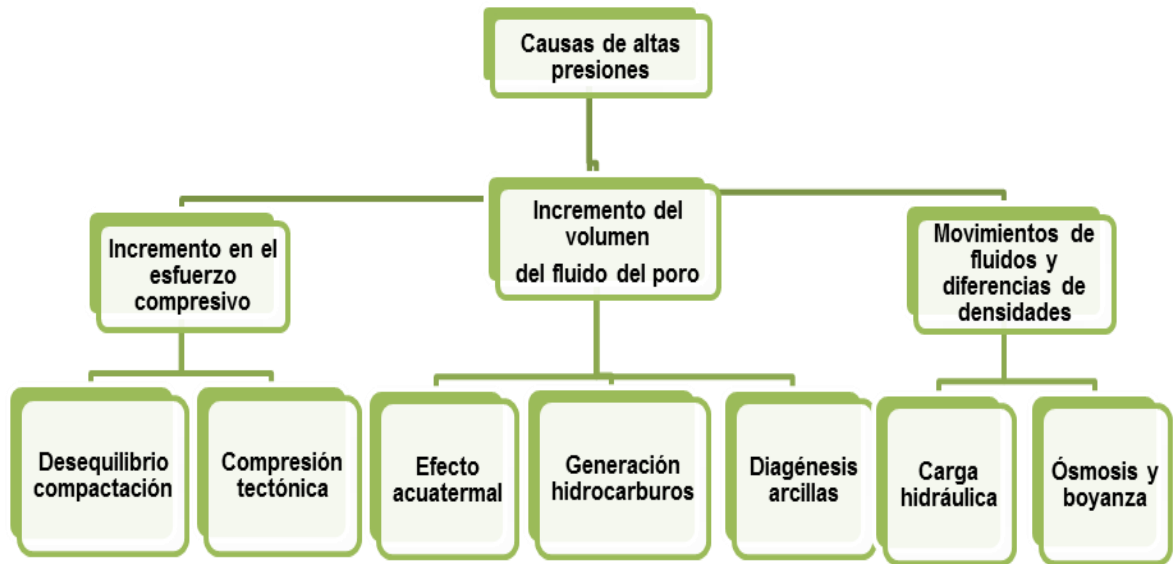
Un estudio realizado a 2520 pozos de gas en el golfo de México muestra que más del 24% de los tiempos no productivos están asociados a patadas (kicks), influjos de agua, flujos de gas y pérdidas de circulación (Dodson, 2004)

La explicación para estos sucesos se debe a que la presión del lodo es inferior a la presión de formación. Las causas de estas altas presiones han sido estudiadas y clasificadas según algunos autores (Osborne and Swarbrick, 1997) (Grauls 1999) (M. Zoback 2007) y una revisión del estado del arte realizada por (Acevedo 2011-GIEP).

#### **1.5 CAUSAS DE PRESIONES ANORMALES**

Osborne and Swarbrick, 1997 afirman que las altas presiones se originan específicamente por: 1) incremento en el esfuerzo compresivo (reducción del volumen del poro) causado por el desequilibrio en la compactación y compresión tectónica; 2) cambios en el volumen de fluido causados por el incremento de la temperatura, presión acuatermal, diagénesis de arcilla y generación de hidrocarburos y 3) movimientos de fluidos y procesos relacionados con diferencias de densidades entre fluidos y gases, causados por la cabeza hidráulica, osmosis y boyanza como lo muestra la figura 6.

FIGURA 6: Clasificación de las causas de altas presiones según Osborne and Swarbrick, 1997

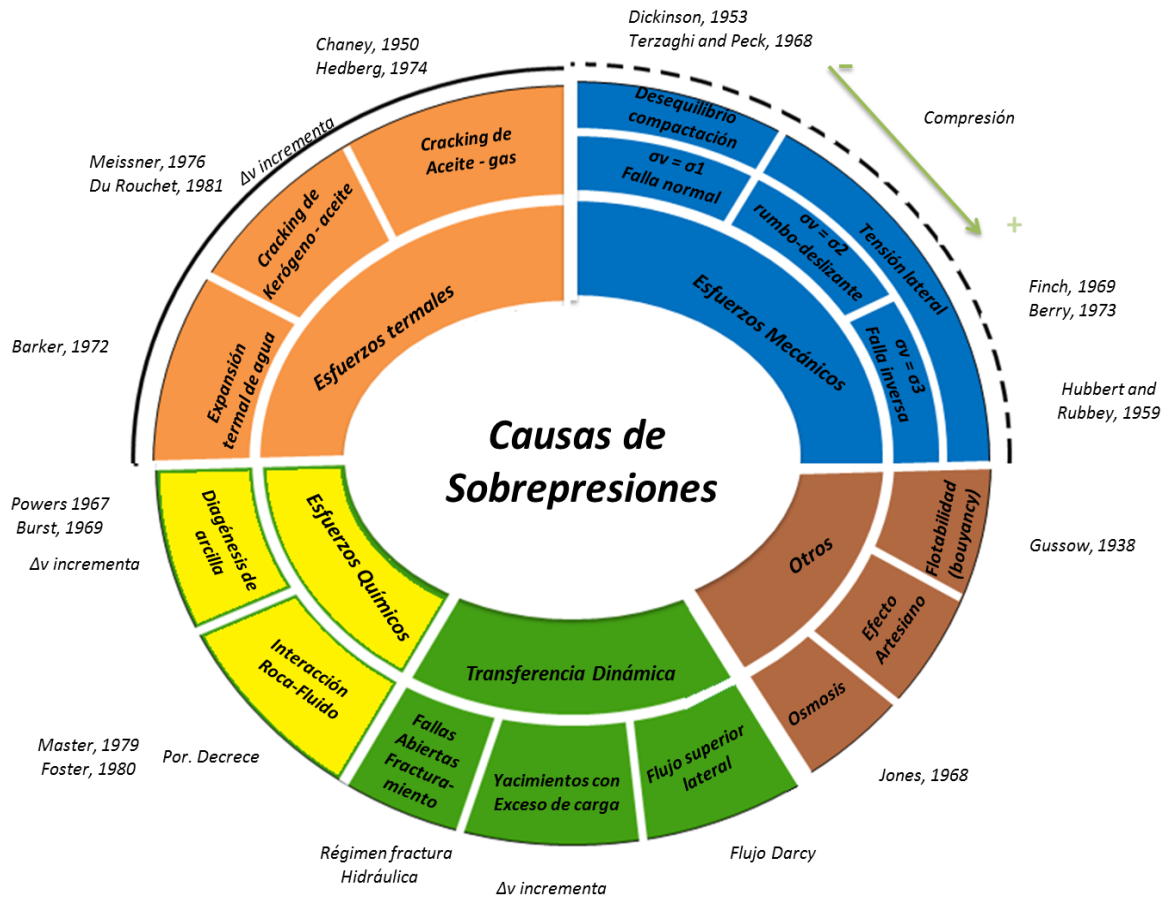


Fuente: Osborne and Swarbrick, 1997

Según la clasificación de Grauls (1999), estas causas son organizadas en esfuerzos mecánicos (siendo la subcompactación el más importante). Esfuerzos térmicos, los cuales se subdividen en expansión acuatermal, craqueo de kerógeno a aceite y craqueo de aceite a gas. Esfuerzos químicos dentro de los que se destaca la diagénesis de la arcilla y la interacción roca fluido. Transferencia dinámica a través de fallas o flujo lateral y otras causas como osmosis, efecto artesiano y boyanza, esta clasificación se puede observar más claramente mediante la figura 7.

Zoback (2007) hace una recopilación de los principales mecanismos de sobrepresión incluyendo causas similares a la de los autores anteriores, adicionando la causa del efecto centroide.

FIGURA 7: Clasificación de los mecanismos de sobrepresiones según Grauls 1999



Fuente: Grauls 1999

Dentro de la revisión del estado del arte realizada por Acevedo 2011, analizó las principales características correspondientes a los esfuerzos mecánicos, expansión de fluidos (efecto acuatermal, y generación de hidrocarburos), diagénesis de la roca y el enfoque principal de su investigación, transferencia dinámica. Planteando una metodología para la identificación de cada una de las causas.

**1.5.1 Esfuerzos mecánicos.** En las cuencas sedimentarias, las cuales son dominadas especialmente por arenas y shale, el peso de sobrecarga o el esfuerzo

vertical es el principal contribuyente a la generación de sobrepresiones (Grauls, 1999). Sin embargo, los cambios en los estados de esfuerzos también pueden contribuir mediante una compresión horizontal y vertical debido a las fuerzas tectónicas, aunque las sobrepresiones debidas a este mecanismo pueden ser disipadas, si grandes volúmenes son conducidos a través de los planos de falla (Osborne and Swarbrick, 1997).

Bajo condiciones de compactación normal, existe un equilibrio entre la sobrecarga generada por el peso de los estratos y la reducción de los fluidos del poro, cuando este equilibrio se ve alterado ocurre la subcompactación. Este fenómeno se da cuando la tasa de depositación de los sedimentos es superior a la rata de expulsión de fluidos, lo anterior puede ser favorecido por la reducción de la permeabilidad especialmente en los shale.

Cuando se encuentran formaciones de altas permeabilidades con sobrepresión, se debe a que este estrato es aislado por un sello o por la reducción de la permeabilidad lateral debida a una falla, sin embargo, si ésta arena está conectada, la sobrepresión es disipada (Osborne and Swarbrick, 1997).

Para determinar las sobrepresiones se puede establecer una tendencia de compactación normal con la ayuda del registro Sónico y compararlo con la lectura del registro. Por otro lado, si ocurre compactación normal, en una gráfica de esfuerzo efectivo vs Sónico se tendrá una curva virgen como lo propone Bowers 1994. No obstante, en ocasiones estos cálculos no son tan exactos, por lo cual, los perfiles de presión pueden ser determinados implementando modelamiento de cuencas con modelos matemáticos 1D derivados de la ley de Darcy, la ley de continuidad y la relación porosidad-esfuerzo efectivo de la teoría de compactación de suelos de Terzaghi 1923 cuya estructura es lineal.

**1.5.2 Esfuerzos termales** Según la clasificación de Grauls (1999) los esfuerzos termales corresponden a la expansión acuatermal y la maduración de materia orgánica para convertirse en aceite y posteriormente a gas si el craqueo continúa.

Estas causas están presentes en la clasificación propuesta por Osborne and Swarbrick, 1997 dentro de las responsables del incremento del volumen del fluido del poro, éste mecanismo también es estudiado por Zoback 2007.

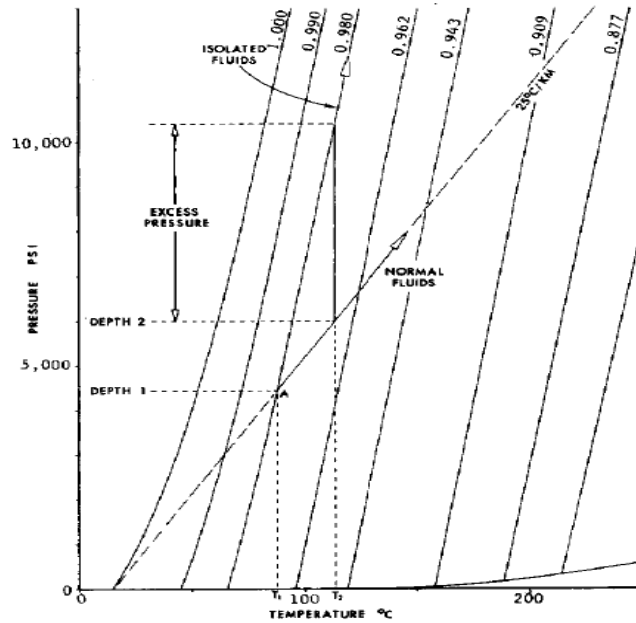
**1.5.2.1 Efecto acuatermal** Para que este efecto se presente deben existir bajas permeabilidades y que la expansión del volumen de poro sea menor que la expansión termal del agua a una presión constante. La expansión acuatermal consiste en el incremento del volumen de los fluidos en el poro por efecto de la temperatura. (Barker 1972) afirma que las presiones de formación incrementan por encima de la presión hidrostática con el aumento de la temperatura si se tiene un sistema cerrado, de lo contrario, si la formación está conectada con otras zonas, la presión se escapará y se estabilizará como presión hidrostática. Como caso contrario, si un sistema es aislado y posteriormente su temperatura disminuye (disminución de la presión de sobrecarga por causa de la erosión), la presión del sistema será inferior a la presión hidrostática.

Para mostrar como varía la presión con la temperatura se tiene una gráfica de presión vs temperatura con líneas de igual densidad con los datos de Kennedy and Holser 1966 como se muestra en la figura 8.

Sobre ésta gráfica, se traza una línea de gradiente de temperatura, teniendo en cuenta que si el sistema es cerrado la densidad será constante. Si se analiza un punto inicial y se determina la presión a la cual debe estar el fluido y luego se analiza un punto siguiente sobre la línea de gradiente, se determina la presión a la cual debería estar si fuera normal, pero al ser aislado, se debe desplazar hasta la línea de igual densidad y se calcular el exceso de presión, teniendo en cuenta que

este aumento de presión varía si el agua es pura o si tiene sales siendo más notable el aumento para el primer caso, en el que posee una densidad de 1g/ml.

FIGURA 8: Diagrama presión-Densidad para el agua con un gradiente de 25 °C/km



Fuente: Colin Barker 1972

Las suposiciones de este autor son las siguientes:

1. El volumen poroso debe ser totalmente aislado de su entorno.
2. El volumen poroso que va a ser sobrepresionado por incremento de la temperatura debe ser constante
3. Las zonas de sobrepresiones aisladas ocurrieron a una baja temperatura de lo que se registra ahora.

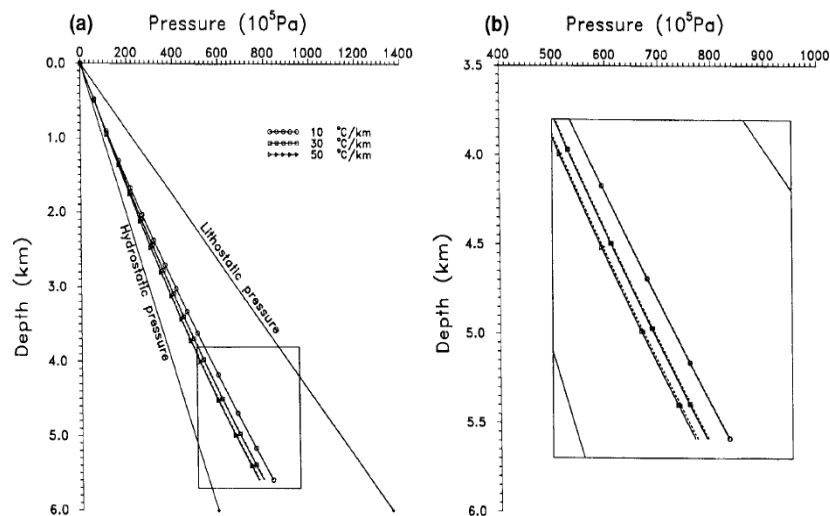
Barker 1987 muestra cómo, no siempre un enterramiento y por consiguiente un aumento en la temperatura de un sistema aislado origina una sobrepresión lo cual explica con un ejemplo.” Si se tiene un sistema aislado a 4000 ft con una presión

de 1860 *psi* y posteriormente es enterrado a 8000 *ft*, utilizando la ecuación del gas ideal se calcula la presión final  $\frac{p_1 v_1}{t_1} = p_2 * \frac{v_2}{t_2}$  la cual da como resultado 2035 *psi* pero a esa profundidad la presión hidrostática es de 3720 *psi* lo cual se convertía en una zona sub-presionada.

Luo and Vasseur (1992) mediante un modelo matemático hace una cuantificación de los efectos de dos factores que afectan las altas presiones, compactación y expansión acuatermal usando un modelo hidrodinámico basado en la solución de ecuaciones simultáneas (Darcy y la relación porosidad- profundidad). Las geopresiones son calculadas en un perfil de sedimentación de una dimensión basados en diferentes ambientes que pueden influenciar el exceso de volumen de fluido en el poro y permeabilidad de los sedimentos.

Dentro de las conclusiones a las que llegó Luo and Vasseur (1992) afirma que los cálculos previos de presión de poro en continuos perfiles sedimentarios muestra que en general en los ambientes geológicos actuales, el factor acuatermal no juega un papel importante incluso usando parámetros extremos como lo muestra la figura 9.

FIGURA 9: Influencia de la temperatura en las sobrepresiones



Fuente: Luo and Vasseur (1992)

Haciendo una comparación de los modelos propuestos anteriormente, cuando Barker 1972 propone este mecanismo, él enfatiza que el gradiente debe ser de por lo menos  $15\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{km}$  para que el efecto acuatermal contribuya con la presión de poro y que esa contribución incrementa al incrementar el gradiente, los resultados obtenidos del modelo de Luo and Vasseur (1992) muestran que este incremento es muy ligero, pero al mismo tiempo la presión total disminuye, lo cual se puede deber a la reducción de la viscosidad.

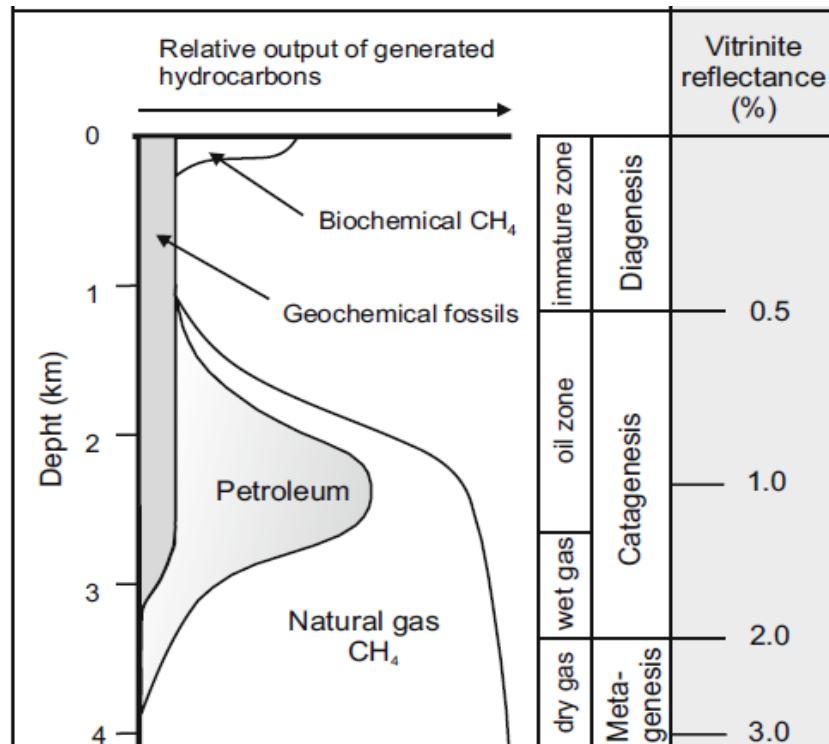
**1.5.2.2 Generación de hidrocarburos** Durante la sedimentación, parte de este material puede ser materia orgánica, la cual, según su origen puede formar 3 tipos de kerógeno clasificados con el diagrama de Van Krevelen de acuerdo al índice de hidrógeno (HI). Este kerógeno, dependiendo las condiciones de enterramiento, puede sufrir procesos biogénico o termogénico. Los procesos biogénicos de los cuales se obtiene principalmente metano (Hedberg H. 1974) se pueden dar a profundidades someras, pero a medida que el enterramiento continúa, inician los procesos termogénicos.

**Generación de aceite** Cuando inician los procesos termogénicos, aparece la ventana de generación; pero para que esto ocurra, deben cumplirse ciertas condiciones tales como: la temperatura debe ser mayor a  $200^{\circ}\text{F}$  ( $93^{\circ}\text{C}$ ) y la reflectancia de la vitrinita ( $R_o$ ) mayor a 0.7% (Spencer 1987). La cantidad de aceite generado dependerá del tipo de kerógeno y del contenido de materia orgánica (TOC). De acuerdo a Meissner 1978 el cambio de kerógeno-aceite es acompañado por un aumento en el volumen del 25%. Para que este mecanismo sea importante el contenido de TOC debe ser superior al 2% (Spencer 1981) y bajas permeabilidades.

**Generación de gas** La generación de gas se puede dar por medio de dos procesos, biogénico y termogénico. A temperaturas bajas entre  $68\text{-}176\text{ }^{\circ}\text{F}$  ( $20\text{-}80^{\circ}\text{C}$ ) se puede deber a descomposición por bacterias (gas biogénico). Debido a

que el proceso de enterramiento continúa, esta materia orgánica se convierte a aceite y posteriormente a gas si las condiciones de temperatura y grado de madurez son favorables. Las condiciones para que se genere gas varían entre valores cercanos a un Ro de 2% y temperaturas mayores a 340 °F (175°C) Hedberg, 1974. El aporte por este mecanismo al igual que el del aceite depende del TOC y del tipo de kerógeno. Para determinar el índice de maduración y predecir en que sección de la ventana de generación se encuentra la materia orgánica, se puede hacer un modelo de maduración el cual depende de la historia de sedimentación como lo propone (Waples 1980). Teniendo en cuenta las condiciones de generación de hidrocarburos (aceite y gas) se han establecido ventanas de generación encontradas en la literatura como muestra la figura 10.

FIGURA 10: Ventana de generación de hidrocarburos



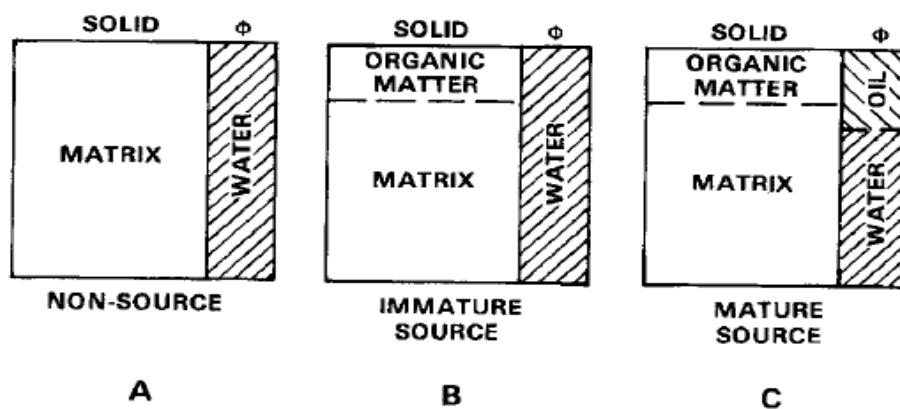
Fuente: Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Hantschel e Kauerauf, 2009

Chaney (1949) afirma que el craqueo termal de aceite a gas en zonas aisladas, puede causar presiones anormalmente altas en incluso por encima de la presión de fractura. Hedeberg (1974) propone que la generación de metano en conjunto con la subcompactación puede generar sobrepresiones.

Meissner (1978) hace un análisis de los registros petrofísicos identificando lo siguiente para zonas con presencia de hidrocarburos. Los registros Sónico y resistivo identifican la maduración de la roca fuente y las formaciones con fluidos sobrepresionados. Anomalías altas de GR indican contenido de materia orgánica y el efecto de maduración y posterior generación de hidrocarburos causa una alta resistividad, contrario a las bajas resistividades que presenta las zonas sobrepresionadas propuestas por Hottman & Johnson.

Meissner describe que una roca no fuente está conformada por matriz de la roca y los fluidos del espacio poroso (figura 11a), la roca fuente inmadura tiene tres componentes 1) Matriz de la roca, 2) Materia orgánica y 3) los fluidos de los poros (figura 11b). En la roca fuente madura, parte de la materia orgánica sólida se ha convertido a líquidos, la cantidad dependerá del grado de maduración (figura 11c).

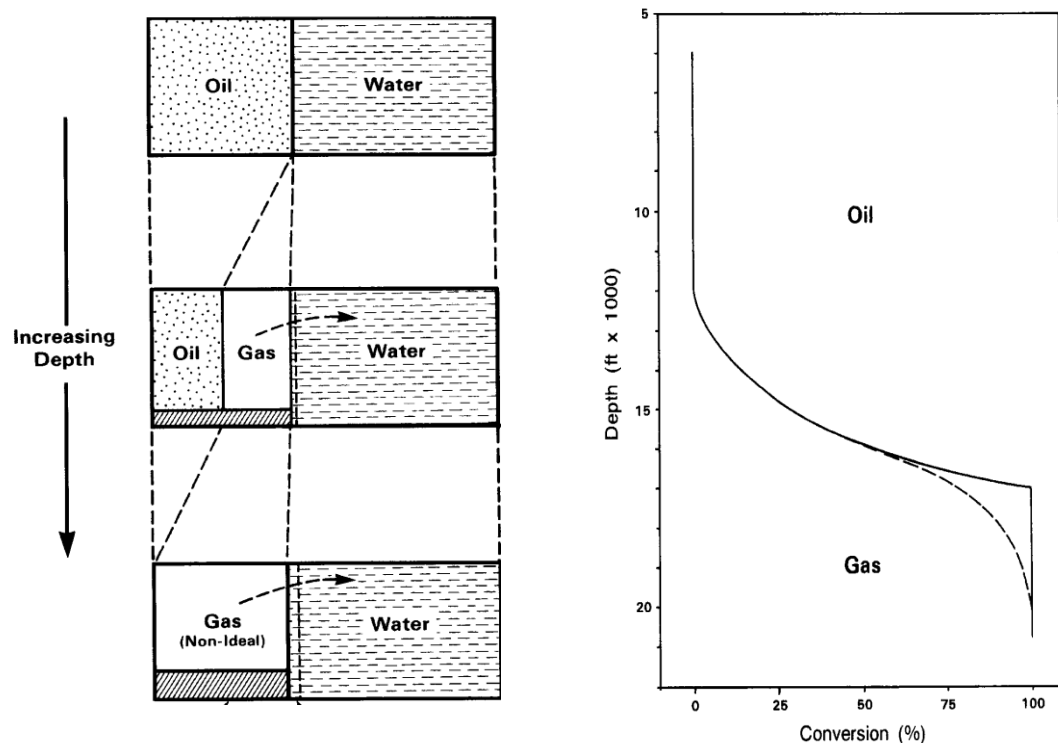
FIGURA 11: Esquemas de los componentes sólidos y líquidos de una roca fuente y no fuente



Fuente: Passey et al, 1990

Barker (1990) afirma que un barril de aceite produce aproximadamente de 3000 a 4000  $ft^3$  de gas dependiendo de la composición inicial del aceite. El gas y el residuo del aceite ocuparan el espacio del aceite. Además, la presión final del gas se verá afectada por el agua que está dentro de los poros ya que esta se expande y disminuye el volumen disponible para el gas. Adicional a esto, parte del gas se disuelve en el agua como se muestra en la figura 12.

FIGURA 12: Esquema del modelo de Barker 1990 en el que se muestra el craqueo termal de aceite a gas



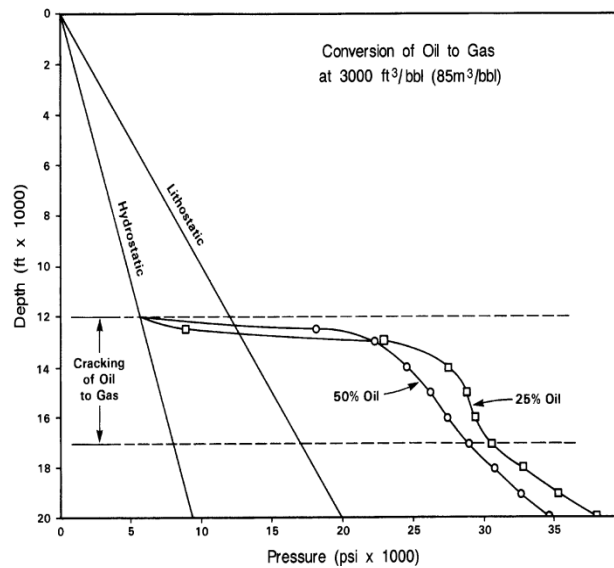
Fuente: Barker 1990

Este autor plantea que en un sistema abierto la presión permanecerá hidrostática, para el caso en el que el sistema sea totalmente aislado y el volumen permanezca constante, habrá un incremento en la presión y propone que este cambio de presión puede ser calculado teniendo en cuenta los siguientes pasos:

- 1) Calcular el volumen del gas a condiciones estándar ( $V_g$ )
  - (a) Volumen generado por el cracking del gas
  - (b) Decrecimiento por la cantidad que va en la solución
- 2) Calcular el volumen disponible para gas ( $v$ )
  - (a) Desde el decrecimiento en el volumen del gas
  - (b) Reducción por el volumen por los residuos carbonáceos formados
- 3) Calcular la presión final usando  $V_g$ ,  $V$ , temperatura final y el valor de la compresibilidad.

El valor de esta presión final, se calcula de la cantidad de gas generado y del volumen que puede ser ocupado teniendo en cuenta el factor “z” ya que el gas no es ideal. Tomando como factor de conversión 3000 ft<sup>3</sup> de gas por barril y asumiendo que el yacimiento tiene entre un 25-50% aceite se obtiene el siguiente perfil presión (Figura 13).

FIGURA 13: Perfil de presión-profundidad según la cantidad de gas generada a partir de la fracción de aceite del yacimiento



Fuente: Barker 1990

Luo and Vasseur (1996) desarrollaron un modelo matemático para estimar el efecto de la generación de hidrocarburos el cual se ve representado en la disminución de las permeabilidades efectivas y aumento en la saturación de gas. Se usa un modelo numérico de cuencas de dos fases de formulación hidrodinámica, para calcular el efecto de la maduración en materia orgánica en las geopresiones. Luo and Vasseur (1996), la generación de aceite no es tan importante excepto cuando el contenido de materia orgánica es mayor al 5%, sin embargo la generación de gas, si es muy importante. Los resultados muestran que después de cierta profundidad el cracking de aceite a gas genera altas presiones. El efecto de este mecanismo es mejorado con el contenido de materia orgánica, tipo de kerógeno, gradiente temperatura y litología.

Luo and Vasseur (1996) concluyen que el aporte de sobrepresión debido al aceite es muy poco en rocas con contenido de materia orgánica bajo. Afirmando que, para que este efecto sea importante, el TOC debe estar entre 5-10% aunque esos valores solo se encuentran en rocas muy ricas. El efecto de generación de gas es más importante ya que este se genera a partir del aceite y de los residuos que no reaccionaron para generar aceite, además, este efecto es más representativo en rocas de grano fino.

Hantschel e Kauerauf, 2009 proponen un término adicional para representar el efecto de la generación de hidrocarburos el cual es sumado a lo propuesto para compactación por Terzaghi 1923 y para el efecto termal por Luo and Vasseur (1992), esta adición de términos es posible ya que el modelo inicial tiene estructura lineal. Éste término se basa en los cambios de densidades al presentarse los cambios de fase.

**1.5.3 Transferencia dinámica** Osborne and Swarbrick, 1997 afirma que la presión se puede transferir a través de las rocas por el movimiento de fluidos en tres dimensiones, además, un buen conocimiento de la hidrodinámica de la cuenca es

esencial en la reconstrucción de la historia de presión. Las fallas pueden permitir que el líquido se escape de los compartimientos sobrepresionados y por lo tanto, producir una sobrepresión en las formaciones a profundidades menores (Grauls y Baleix, 1994).

Grauls 1999 propone que las sobrepresiones son generadas a profundidades mayores a los 3000m (9842 ft) lo cual juega un papel muy importante en la migración de hidrocarburos y especialmente en la transferencia dinámica. Tales procesos dinámicos pueden estar relacionados al flujo lateral mediante la ley de Darcy.

La transferencia dinámica también se puede relacionar con el flujo vertical, fracturas y fallas abiertas que actúan como vías preferenciales para el flujo de hidrocarburos (Grauls and Cassagnol, 1992; Grauls and Baleix, 1993). La transferencia dinámica está controlada por la permeabilidad.

**1.5.4 Compactación química** Hantschel and Kauerauf, 2009 estudiaron este mecanismo como procesos especiales de sobrepresiones. Estos autores afirman que todas las arenas y los carbonatos son cementados durante el enterramiento. La cementación de cuarzo puede ser considerada en tres pasos: disolución de cuarzo entre contactos grano a grano, transporte de sílice generado, a través del espacio poroso y precipitación de sílice sobre los granos de cuarzo, tal como se muestra en la figura 14 (Walderhaug 1996). Los tres procesos tienen diferentes efectos sobre la compactación, reducción de la porosidad y cambios en la presión de poro. Las tasas de cementación son controladas por las condiciones de subsuelo, flujo y química del agua<sup>10</sup>

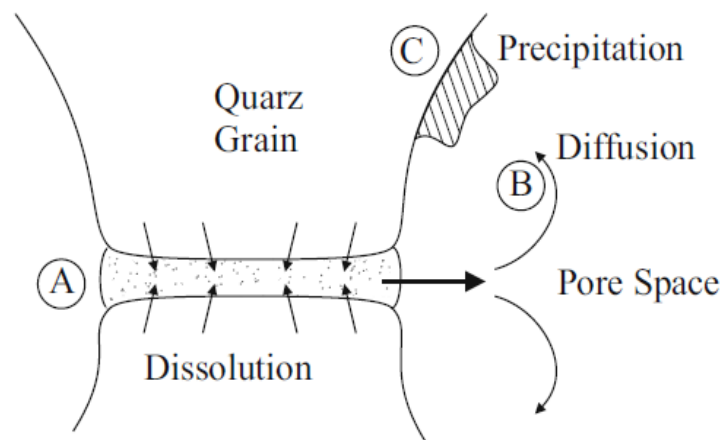
---

<sup>10</sup> Thomas Hantschel · Armin I. Kauerauf. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2009

Durante la disolución, el volumen de la roca disminuye por la cantidad de cuarzo disuelto mientras que el volumen del poro incrementa en la misma cantidad. La sílice disuelta se transporta en agua por difusión y junto con el agua como un flujo de fase separada (Hantschel e Kauerauf, 2009).

La literatura distingue entre un enfoque de sistemas abiertos y cerrados, suponiendo caminos relativamente largos y cortos de transporte (Schneider et al., 1996). El enfoque de los sistemas cerrados es más importante, ya que por lo general el cuarzo se precipitó cerca de la ubicación de la disolución.

FIGURA 14 Proceso de compactación química. (A) disolución de sílice dentro del agua del poro. (B) Difusión de la sílice disuelta dentro del agua del poro. (C) Precipitación de sílice en los granos de cuarzo



Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Hantschel e Kauerauf, 2009

**2.5.5 Diagénesis de arcillas** La esmectita es un mineral muy común en los shale y contiene abundante agua en su estructura, esta agua es extraída mediante una deshidratación lo cual se puede convertir en sobrepresión (Osborne and Swarbrick, 1997).

Por lo tanto, cuando el agua es expulsada de la capa intermedia para convertirse en agua de los poros, hay una expansión en volumen generando altas presiones. Algunos investigadores han propuesto que la deshidratación se genera en dos (Powers, 1967) o tres (Burst, 1969) pasos. Éstos autores sugirieron que estos pulsos de agua liberada fueron decisivas para llevar hidrocarburos de rocas generadoras a trampas (Powers, 1967).

En zonas de altas presiones, la esmectita es estable a temperaturas menores a 200 °C (Colton-Bradley (1987)). Bajo condiciones de presión hidrostática, la esmectita es inestable, una capa de agua es expulsada a temperaturas de menos de 60 ° C, la pérdida de una segunda capa de agua se produce a 67-81 ° C, y la expulsión de la última capa requiere temperaturas mucho más altas de 172 a 192 ° C (Colton-Bradley, 1987).<sup>11</sup>

---

<sup>11</sup> M. J. Osborne and R. E. Swarbrick. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: A re-evaluation. AAPG Bulletin, 81:1023–1041, 1997.

## 2. METODOLOGÍAS PARA ESTIMAR LA PRESIÓN DE PORO

El estudio de las causas de la presión comienza con Terzaghi en 1923 mediante la teoría de compactación de suelos, la cual se basa en un balance de masa de flujo monofásico e incompresible, Para tratar de explicar las sobrepresiones en los campos de Lusiana Estados Unidos y zonas del golfo de México se desarrollaron algunas metodologías experimentales, mediante las cuales se desarrollaron algunas correlaciones usadas en metodologías experimentales.

### 2.1 METODOLOGÍAS CONVENCIONALES

Dentro de las metodologías convencionales se destacan algunas correlaciones desarrolladas en el golfo de México, las cuales comienzan con un método gráfico “Profundidad equivalente” y que posteriormente se establecieron unas ecuaciones, basadas en la relación entre el esfuerzo efectivo (Terzaghi) y algunos registros en especial los usados para determinar los cambios de porosidad.

**2.1.1 Hottmann and Johnson (1965)** Es de los primeros métodos y en él se tienen en cuenta registros de pozo, este se basa en un método grafico el cual utiliza datos del registro Sónico y resistivo, los cuales detectan los cambios petrofísicos de la roca, en el caso de porosidad, normalmente disminuye con la profundidad (Yoshida C. et al. 1996). El registro Sónico a medida que aumenta la profundidad la velocidad aumenta lo cual genera una tendencia normal, si se registra un cambio en la presión se puede ver una desviación de los datos en una curva de velocidad contra profundidad.

El esfuerzo efectivo en la parte más profunda, en formaciones con presiones anormales, es igual al esfuerzo efectivo en la “Profundidad Equivalente”, porque el esfuerzo de sobrecarga es soportado por los fluidos de los poros, y no por la matriz de la roca.



**2.1.2 Eaton, 1975** Eaton desarrolla unas correlaciones para estimar la presión de poro utilizando una relación entre el esfuerzo efectivo normal y un factor que indica el exceso de presión. El valor de este factor es determinado de un registro, tomando el dato observado y el valor normal, elevado a un exponente el cual depende del registro usado para tal cálculo. A continuación se presentan las diferentes opciones para estimar la presión de poro.

Resistividad

$$P_h = \sigma_v - \left[ (\sigma_v - P_h) \cdot \left( \frac{\Delta Ro}{\Delta Rn} \right)^{1,2} \right] \quad (10)$$

Conductividad

$$P_h = \sigma_v - \left[ (\sigma_v - P_h) \cdot \left( \frac{\Delta Cn}{\Delta Co} \right)^{1,2} \right] \quad (11)$$

Sónico

$$P_h = \sigma_v - \left[ (\sigma_v - P_h) \cdot \left( \frac{\Delta tn}{\Delta to} \right)^3 \right] \quad (12)$$

Exponente “dc”

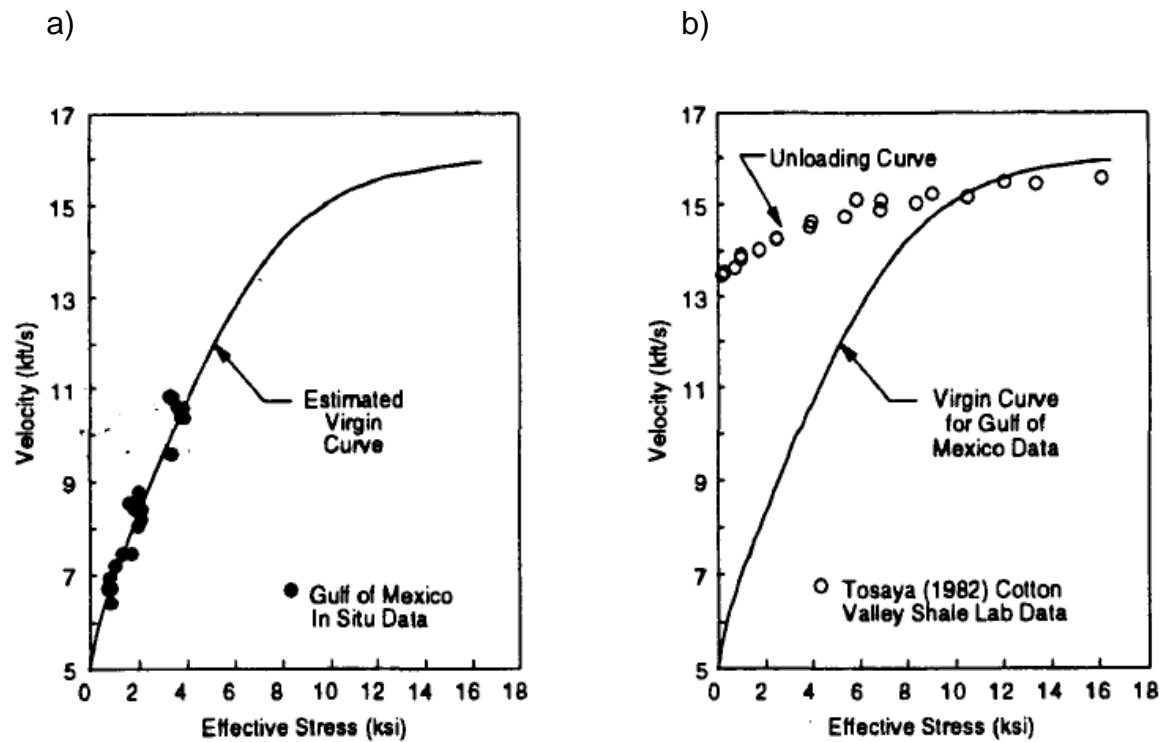
$$P_h = \sigma_v - \left[ (\sigma_v - P_h) \cdot \left( \frac{dco}{dcn} \right)^{1,2} \right] \quad (13)$$

El parámetro de la ecuación 13 se obtiene de datos de perforación y la obtención del factor que indica el exceso de presión se hace mediante el mismo procedimiento implementado para los registros.

**2.1.3 Bowers (1995)** Los métodos anteriores para la estimación de la presión de poro fueron los primeros utilizados, pero estos no incluían los efectos de descarga originados por la expansión de fluidos, por lo cual, Bowers en 1995 desarrolló una

correlación para este caso. El observó que las zonas donde se presentaban las demás causas de sobrepresiones, tenían dos tendencias, una normal la cual estaba regida principalmente por la compactación y otra curva llamada “curva de descarga” como se muestra en la figura 16. Esta curva se presenta por un aumento en la presión de poro, haciendo que la presión del fluido sea la que soporte en su gran mayoría el esfuerzo vertical efectivo, notándose que la velocidad en este punto tiende a retroceder, la zona donde se presenta esto se llamó zona de descarga.

FIGURA 16: Tendencias de la gráfica de esfuerzo efectivo vs Sónico para el caso de las tendencias de compactación normal (a) y de descarga (b)



Fuente: Bowers SPE Drilling & Completion. June 1995

Bowers desarrolla la siguiente correlación para estimar el esfuerzo efectivo

$$Vp = Vml - A\sigma^B \quad (14)$$

$Vml$  es la velocidad de la onda  $p$  en el fluido y es aproximadamente 5000 ft/s

$\sigma$  es el esfuerzo efectivo  $A$  y  $B$  son parámetros de calibración. Para la zona de compactación normal desarrollo la siguiente correlación:

$$p = \sigma v - \left( \frac{Vp - Vlm}{A} \right)^{\frac{1}{B}} \quad (15)$$

Para la zona de descarga se planteó otra correlación como se muestra en la ecuación 16 y se desarrolló una ecuación para determinar el valor del esfuerzo máximo:

$$Vp = 5000 + A \left[ \sigma_{max} \left( \frac{\sigma}{\sigma_{max}} \right)^{\frac{1}{u}} \right]^B \quad (16)$$

$$\sigma_{max} = \left( \frac{v_{max} - 5000}{A} \right)^{\frac{1}{B}} \quad (17)$$

Donde  $u$  es un parámetro de descarga y da una medida de que tan plásticos son las sedimentos. La expresión final para el cálculo de la presión de poro en la zona de descarga es.

$$p = \sigma v - \left( \frac{Vp - Vlm}{A} \right)^{\frac{u}{B}} (\sigma_{max})^{1-u} \quad (18)$$

**2.1.4 Método de Miller (2002)** Describe una relación entre la velocidad de la onda y el esfuerzo efectivo añadiendo un parámetro adicional  $d_{max}$ . Si  $d_{max}$  es menor a la profundidad de descarga se utiliza la siguiente correlación:

$$p = \sigma v - \frac{1}{\lambda} \ln \left( \frac{V_m - V_{ml}}{V_m - V_p} \right) \quad (19)$$

$V_m$ : Es la velocidad sónica en el intervalo de la matriz

$\lambda$ : Es el parámetro empírico que define la velocidad de aumento de la velocidad con esfuerzo efectivo (normalmente 0,00025);

$d_{max}$  es la profundidad a la que la descarga se ha producido.

$V_{ml}$  es la velocidad de la onda p en fluido

Si  $d_{max}$  es mayor o igual a la profundidad de descarga se usa la siguiente ecuación:

$$p = \sigma v - \frac{1}{\lambda} \ln \left( am \left( 1 - \frac{V_p - V_{unl}}{V_m - V_{lm}} \right) \right) \quad (20)$$

Donde  $am$  es la relación entre las curvas de carga y descarga, normalmente es 1,8  $am = \frac{V_p}{V_{unl}}$  y  $V_{unl}$  es la velocidad en la zona de descarga.

**2.1.5 Modelo de Tau** Es un método propuesto por Shell (López et al., 2004) para estimar la presión de poro el cual utiliza la siguiente ecuación.

$$p = \sigma v - As \left( \frac{C - \Delta t}{\Delta t - D} \right)^{Bs} \quad (21)$$

Donde A y B son constantes de ajuste,  $\Delta t$  es el tiempo de tránsito, sea del Sónico o del sísmico, C es una constante relacionada con el tiempo de tránsito del lodo

( $c=200 \mu\text{s}/\text{ft}$  normalmente) y  $D$  es una constante relacionada con el tiempo de tránsito de la matriz ( $D=50 \mu\text{s}/\text{ft}$  normalmente)

El modelo de Tau y el método de Miller son similares al método de Bowers. La ventaja del método de Miller y del modelo Tau es que, tanto los efectos de la matriz y las velocidades en el lodo se consideran en la predicción de la presión de poro

Como se mencionó anteriormente, estas metodologías se basan en relaciones entre el esfuerzo efectivo y datos de registros. Para el caso de los métodos que tienen en cuenta dos tendencias, la zona de compactación o curva virgen y la zona de descarga, se necesitan datos de eventos de perforación o pruebas de presión las cuales son muy difíciles de tomar en los shale, siendo este el tipo de roca para las cuales están hechas estas correlaciones. En ocasiones las pruebas de presión tomadas en arenas se usan para calibrar estas curvas ya que se asume que en el contacto, la presión de las formaciones es muy similar.

## **2.2 MODELO DE TERZAGHI**

En el modelo de Terzaghi, la sobrepresión está relacionada con la compactación mecánica incompleta y se establece una relación entre la disminución de la porosidad y la compactación de sedimentos, la obtención del modelo se basa en un balance de masa de flujo incompresible y monofásico. Este modelo es muy usado en el modelamiento de cuencas 1D, y tiene en cuenta las siguientes consideraciones.

- La presión litostática se considera teniendo en cuenta solo la componente vertical del tensor de esfuerzos como esfuerzo principal máxima. La presión litostática es igual al peso de sobrecarga. Los esfuerzos horizontales son fijados proporcionales a la presión litostática. Adicionalmente, la tectónica de esfuerzos debida a las fuerzas compresionales y extensionales son nulas.

- Formación de la presión de poro es causada por la sobrecarga. El flujo de fluidos y la compactación determina, cómo la presión es formada y distribuida en la cuenca. La compactación está relacionada con la salida de fluido del poro y disminuye la sobrepresión. Se considera que la roca está saturada por un solo fluido y es controlada por las permeabilidades. Se asume comunicación de la presión en el medio poroso.
- La compactación mecánica de los poros tiene en cuenta el reagrupamiento de los granos. La compactación es relacionada con la reducción de la porosidad causada por la salida del fluido del poro, esta reducción es controlada por el esfuerzo efectivo de Terzaghi. Se asume una relación entre el máximo esfuerzo efectivo y la porosidad.
- El agua es considerada incompresible

Mediante la teoría de compactación de suelos de Terzaghi 1923 teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, el modelo diferencial planteado es el que se muestra en la ecuación 22

$$\frac{du}{dt} = Cte \frac{d^2u}{dy^2} \quad (22)$$

Donde  $u$  representa un potencial de presión.

Luo and Vasseur (1992) plantearon un modelamiento matemático basados en la teoría de Terzaghi. Este autor, mediante la ley de continuidad analiza la masa rocosa, este planteamiento es retomado por Hantschel e Kauerauf, 2009 y mediante este análisis se establece un modelo diferencial para estimar la presión de poro.

### 2.3 ECUACIÓN DE PRESIÓN DE PORO 1D

La ecuación de presión se basa en un balance para el agua del poro, las fuerzas que conducen el flujo de agua del poro es el gradiente de sobrepresión, la ley de Darcy establece una relación lineal entre la velocidad de descarga del fluido del poro y el gradiente de sobrepresión. El factor de proporcionalidad es la movilidad, éste valor depende de la permeabilidad de la roca y la viscosidad del fluido.

$$V = \frac{k}{\mu} \nabla P \quad (23)$$

Como se mencionó anteriormente, Luo and Vasseur (1992) contribuyeron con la derivación de la ecuación de presión de poro, afirmando que la conservación del material rocoso puede ser descrito con la ecuación de continuidad. Con este análisis el autor anterior llega a la siguiente expresión.

$$\nabla V_s = \frac{1}{1 - \phi} \frac{d\phi}{dt} \quad (24)$$

Dentro de los conceptos que se deben aplicar en la explicación de este modelo es la relación que existe entre la reducción de la porosidad y el esfuerzo. Para esto, se parte de la ecuación de compresibilidad (ecuación 25)

$$C = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial \sigma} \quad (25)$$

Donde la compresibilidad es una propiedad de la matriz de la roca. La presencia de fluidos dentro del poro, puede disminuir la compactación, por lo cual, se introduce el concepto de esfuerzo efectivo, este concepto es comprobado por Terzaghi en 1923<sup>12</sup>. Esta ley de compactación es escrita en términos de pérdida de porosidad en función del esfuerzo efectivo vertical como lo muestra la ecuación 26.

---

<sup>12</sup> T. Hantschel, A.I. Kauerauf, Fundamentals of Basin and Petroleum 31 Systems Modeling, DOI 10.1007/978-3-540-72318-9 2, © Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2009

$$\frac{d\phi}{dt} = -C \frac{d\sigma}{dt} \quad (26)$$

**2.3.1 Modelo de compactación** Teniendo en cuenta los conceptos anteriores, se puede establecer un modelo para la presión de poro sólo para compactación considerando las suposiciones de Terzaghi (ecuación 28), en la cual, se puede ver que la sobrecarga genera el incremento en la presión y la compactación. Los dos parámetros litológicos permeabilidad y compresibilidad controlan el flujo de fluidos y la formación de sobrepresión. La compresibilidad describe la habilidad de la roca a compactarse y controla, cómo la sobrecarga puede influenciar la presión de poro. La permeabilidad controla las tasas de flujo, vías de circulación y campos de presión de poro resultante (Hantschel e Kauerauf, 2009).

$$-\nabla \frac{k}{\mu} \nabla P = -\frac{1}{1-\phi} \frac{d\phi}{dt} = \frac{C}{1-\phi} \frac{d\sigma}{dt} \quad (27)$$

$$\frac{C}{1-\phi} \frac{dP}{dt} - \nabla \frac{k}{\mu} \nabla P = \frac{C}{1-\phi} \frac{dPl}{dt} \quad (28)$$

Según Luo and Vasseur (1992) los términos  $\frac{C}{1-\phi} \frac{dP}{dt}$  y  $\frac{C}{1-\phi} \frac{dPl}{dt}$  representan el efecto de la compactación. Los términos de la ecuación anterior pueden ser calculados con otros modelos ya que varían en profundidad como es el caso de la porosidad, la permeabilidad y la compresibilidad. La viscosidad varía con la temperatura.

**Porosidad.** Athy en 1930 propone una correlación (ecuación 29) para estimar como cambia la porosidad en función de la profundidad, para determinado tipo de roca estará dada la porosidad inicial y el parámetro de compactación.

$$\phi = \phi_0 e^{-\alpha z} \quad (29)$$

La expresión anterior sólo puede ser usada para zonas de compactación normal donde la presión es hidrostática por lo tanto, se puede establecer una relación entre la porosidad y el esfuerzo efectivo (ecuación 30).

$$\phi = \phi_0 e^{-b\sigma} \quad (30)$$

Donde el parámetro b puede ser calculado mediante la ecuación 31

$$b = \frac{\alpha}{\Delta\rho g} (\text{psi}^{-1}) \quad (31)$$

Con la ayuda de registros se puede determinar la porosidad y aplicando la ley de Athy 1930 se puede estimar el parámetro de compactación  $\alpha$  y calcular la compresibilidad de la roca mediante la siguiente ecuación 32.

$$cr = \frac{\alpha \phi}{\Delta\rho g(1 - \phi)} (\text{psi}^{-1}) \quad (32)$$

**Permeabilidad.** La permeabilidad intrínseca está relacionada con la estructura del poro, especialmente la garganta y la conectividad de los poros.

Generalmente para rocas de grano fino, la permeabilidad está en función de la porosidad como lo propone Terzaghi 1925 donde el parámetro  $\lambda$  varía entre  $10^{-3} - 10^{-7}$  según la litología. La ecuación es la siguiente.

$$k = \lambda \phi^5 \quad (33)$$

**Viscosidad.** La viscosidad varía en función de la temperatura. Mercer (1975) presenta la variación de la viscosidad en función de la temperatura para rangos entre 0 - 300°C los cambios de la viscosidad pueden ser determinados mediante la ecuación 34

$$\frac{1}{\mu} = (5.38 + 3.8A - 0.26A^3)10^3 \quad (34)$$

$$A = \frac{T - 150}{100} \quad (35)$$

**2.3.2 Modelo del efecto acuatermal** Luo and Vasseur (1992) proponen un término que representa el efecto acuatermal y lo analiza mediante diversos ambientes geológicos, incluso en casos extremos para determinar la importancia de este efecto. El término propuesto es  $\beta \frac{dT}{dt}$  donde  $\beta$  es una constante que representa la expansión del agua por grado de temperatura. Un valor aproximado de esta constante puede ser  $5 \times 10^{-5}$  como lo propone Luo and Vasseur (1992) y (Hantschel e Kauerauf, 2009).

Debido a que la estructura del modelo inicial es lineal, los términos que representan las demás causas pueden ser adicionados.

El modelo diferencial resultante que incluye el efecto acuatermal es el que se muestra en la ecuación 36.

$$\frac{C}{1 - \phi} \frac{\partial P}{\partial t} - \nabla \cdot \frac{K \partial P}{\mu \partial z} = \frac{C}{1 - \phi} \frac{\partial PL}{\partial t} + \beta \frac{dT}{dt} \quad (36)$$

La importancia del término que representa el efecto acuatermal, dependerá de la velocidad de calentamiento de la zona la cual está relacionada con la velocidad de enterramiento.

**2.3.3 Modelo del efecto de generación de hidrocarburos** Luo and Vasseur (1996) desarrollaron un modelo matemático para determinar el efecto de generación de hidrocarburos.

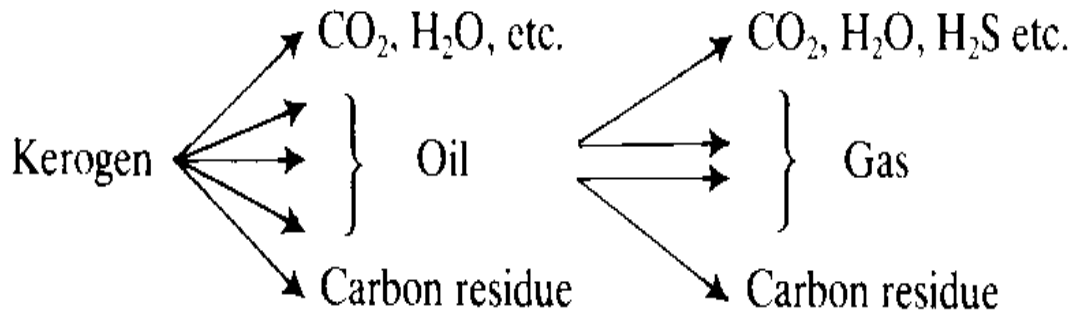
Éstos autores proponen que para evaluar el efecto de generación de hidrocarburos como mecanismo de sobrepresión, se realizaron 3 etapas: La

primer etapa es un modelo de maduración química aplicado a simular la generación de crudo y gas, luego se usa un modelo numérico de cuencas a dos fases de formulación hidrodinámica, para calcular el efecto de la maduración en materia orgánica en las geopresiones. Mediante este modelo se llega a la conclusión que la generación de aceite no es tan importante excepto cuando el contenido de materia orgánica es mayor al 5%. Sin embargo la generación de gas si es muy importante. Los resultados muestran que después de cierta profundidad el craqueo de aceite a gas genera altas presiones. El efecto de este mecanismo es mejorado con el contenido de materia orgánica, tipo de kerógeno, gradiente temperatura y litología.

Luo and Vasseur (1996) implementan el modelo de maduración propuesto por Tissot and Welte, 1984, el cual muestra cómo el kerógeno se convierte a aceite, gas y otros gases como CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y H<sub>2</sub>O, etc. Más un residuo sólido, con el continuo enterramiento, los hidrocarburos se convierten en moléculas más ligeras y si la temperatura aumenta se convierte en metano y un residuo de grafito.

El modelo matemático de generación de petróleo fue propuesto inicialmente por Tissot (1969) y finalmente fue discutido por Tissot y Epitalié (1975), el modelo se basa en la degradación cinética del kerógeno. Como la profundidad de enterramiento se incrementa, la temperatura también incrementa y los enlaces son rotos a medida que aumenta la energía de ruptura. Lo primero que se genera son “compuestos heteroatómicos pesados”, dióxido de carbono y agua, posteriormente se generan moléculas más pequeñas y finalmente hidrocarburos. Las reacciones no son reversibles. La formulación de Tissot y Epitalié (1975) está representada mediante la figura 17

FIGURA 17: Modelo de maduración propuesto por Tissot y Epitalié (1975)



Fuente: Tissot, B., and D. H. Welte, 1984, Petroleum formation and occurrence (2d ed.): Berlin, Springer-Verlag, 699 p.

La reacción consiste en cierta cantidad de masa X que se convierte a una fracción Y como se muestra en la ecuación 37 donde k es la rata de reacción y t es el tiempo en millones de años

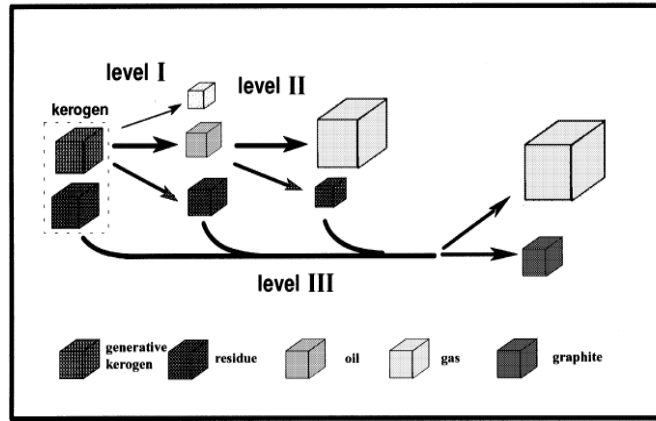
$$\frac{\partial x}{\partial t} = -kx \quad (37)$$

Para determinar cómo varía la rata de reacción k en función de la temperatura, se implementa la ecuación de Arrhenius la cual depende de dos parámetros, la energía de activación E y el factor de frecuencia, la temperatura debe estar en kelvin y R es una constante ( $R = 8.31447 \text{ J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$ ) (ecuación 39).

$$k = Ae^{-E/RT} \quad (38)$$

Para el modelamiento de la generación de hidrocarburos se proponen 3 etapas. En la primera etapa de reacción, el kerógeno reactivo se descompone en tres productos, metano aceite y residuo, en la segunda etapa el aceite se convierte a metano y residuo, se asume que esos residuos tienen las mismas características químicas, en la tercera etapa de reacción, el residuo se convierte a metano y a grafito como se muestra en la figura 18.

FIGURA 18: Etapas del modelo de maduración



Luo and Vasseur (1996)

El modelamiento de la primera etapa se hace mediante 6 reacciones paralelas en la cual se determina que fracción de kerógeno se convierte a aceite. Las demás etapas se dice que son muy complejas luego en muchos trabajos lo toman como un promedio de los componentes (Tissot and Espitalié, 1975).

Los valores de los parámetros de reacción de esas tres etapas son discutidos por Tissot and Espitalié (1975), Angevine and Turcotte (1983), Tissot and Welte (1984). Las constantes de reacción, energía de activación, y las proporciones iniciales de reactivos usados en este modelo están en la tabla 4, los de la primer etapa son de los trabajos de Tissot and Espitalié (1975) los de las demás etapas son de los trabajos de Durand (1980), Behar et al. (1991), Horsfield et al. (1991), and Kuo and Michael (1994).<sup>13</sup>

<sup>13</sup> X. Luo and G. Vasseur. Geopressuring mechanism of organic matter cracking: Numerical modeling. *AAPG Bulletin*, 80(6):856–874, 1996.

TABLA 4: Parámetros usados en el modelo de maduración de materia orgánica

Etapa	KERÓGENO TIPO I			KERÓGENO TIPO II			KERÓGENO TIPO III			
	Xi	Ei	A	Xi	Ei	A	Xi	Ei	A	
1	1.1	0.024	10	4.75E+04	0.022	10	1.27E+05	0.023	10	5.20E+03
	1.2	0.064	30	3.04E+16	0.034	30	7.47E+16	0.053	30	4.20E+16
	1.3	0.136	50	2.08E+25	0.251	50	1.48E+27	0.072	50	4.33E+25
	1.4	0.152	60	3.98E+30	0.152	60	5.52E+29	0.091	60	1.97E+32
	1.5	0.347	70	4.47E+31	0.116	70	2.04E+35	0.049	70	1.20E+33
	1.6	0.172	80	1.10E+34	0.12	80	3.80E+35	0.027	80	7.56E+31
2	2	1	54	3.20E+25	1	54	3.20E+25	1	54	3.20E+25
3	3	1	57	3.16E+26	1	59	3.16E+26	1	59	3.16E+26

Fuente: X. Luo and G. Vasseur. 1996

Hantschel e Kauerauf, 2009 hace una descripción de los mecanismos de sobrepresión y en cuanto a la generación de hidrocarburos, afirma que el cambio de kerógeno a aceite y gas se da mediante craqueo primario y secundario. Según éste autor, los modelos de fluidos proporciona una modificación a las densidades de fase, la cual controla la generación de sobrepresiones por este mecanismo. La densidad del petróleo generado está denotada como  $u_l$  y la del gas  $u_v$ . Para cuantificar el efecto de este mecanismo, estos autores proponen los siguientes términos para el aceite y el gas (ecuación 39 y 40).

$$f(TOC) = \left( \frac{1}{\rho_l} - \frac{1}{\rho_k} \right) \frac{\partial \mu_l}{\partial t} \quad (39)$$

$$f(TOC) = \left(\frac{1}{\rho_v} - \frac{1}{\rho_k}\right) \frac{\partial \mu v}{\partial t} \quad (40)$$

Adicionando los términos anteriores al modelo diferencial que incluye el efecto de la compactación (Terzaghi 1923) y el efecto acuatermal (X. Luo and G. Vasseur. 1992) se obtiene la ecuación final que sirve para hacer la estimación de la presión de poro en una dimensión como lo muestra la ecuación 41 en el cual se incluyen los efectos de compactación, expansión acuatermal, generación de aceite y generación de gas

$$\frac{C}{1-\phi} \frac{\partial P}{\partial t} - \nabla \cdot \frac{K \partial P}{\mu \partial z} = \frac{C}{1-\phi} \frac{\partial PL}{\partial t} + \beta \frac{dT}{dt} + \left(\frac{1}{\rho_l} - \frac{1}{\rho_k}\right) \frac{dul}{dt} + \left(\frac{1}{\rho_v} - \frac{1}{\rho_k}\right) \frac{\partial \mu v}{\partial t} \quad (41)$$

■ Compactación   ■ Acuatermal   ■ Aceite   ■ Gas

## 2.4 SUPOSICIONES DEL MODELO.

- Modelo 1D, luego no incluye transferencias laterales y es solucionado mediante el método de diferencias finitas.
- El perfil de porosidad es calculado usando el registro sísmico.
- El modelo de permeabilidad usado es el aplicado para formaciones shale.
- Los mecanismos de sobrepresión estudiados son subcompactación, efecto acuatermal y generación de hidrocarburos.
- Para la generación de hidrocarburos, el gas es considerado como ideal.

### 3. METODOLOGÍA PROPUESTA

#### 3.1 REVISIÓN DE INFORMACIÓN

- **Columna estratigráfica:** Se debe tener conocimiento de la columna estratigráfica de la zona, para saber las principales características de las formaciones que se atravesarán durante la perforación. Dentro la información que se puede obtener es. Edad aproximada de la formación, espesor de cada estrato, litologías y topes.
- **Edad de las formaciones:** Teniendo una edad aproximada de las formaciones se tendrá conocimiento acerca del ambiente depositación, el cual está ligada al tipo de litología. Además para el caso de las formaciones con alto contenido de materia orgánica, dependiendo del tiempo de enterramiento será el grado de madures del kerógeno el cual es directamente proporcional a la reflectancia de la vitrinita y al índice de madurez tiempo y temperatura (TTI). Para estimar este grado de madurez se puede usar la metodología propuesta por D. W. Waples. 1980. En cuanto a la implementación del modelo diferencial es un dato necesario el cual debe ser discretizado para determinar el número de pasos necesarios al momento de solucionar el modelo.
- **Gradiente geotérmico** Mediante el gradiente geotérmico se puede tener un estimado de la temperatura de las formaciones, este valor es muy importante para determinar el aporte del efecto acuatermal a la presión de poro (X. Luo and G. Vasseur 1992) y es un dato necesario para determinar el grado de madurez.
- **Análisis de registros** Mediante el análisis de registros se pueden identificar las principales características de la formación como lo son: el tipo de litología, tipos de fluidos, contenido de materia orgánica, entre otras.

Mediante el gamma ray se identifican los estratos con contenido de shale, y se puede hacer un estimado de este mediante la ecuación 1 al igual que potencial espontaneo mediante la ecuación 2. Además, si se tienen valores anormalmente altos, indica que hay alto contenido de materia orgánica ya que ésta contiene uranio el cual es uno de los componentes que registra el gamma ray espectral.

Mediante el registro Sónico se puede hacer una estimación de la porosidad y es el más utilizado para generar perfiles de presión mediante metodologías convencionales, debido a que sirve para detectar zonas de fluidos por sus valores anormalmente altos de tiempo de tránsito. En esta metodología será usado para hacer un perfil de presión mediante la correlación de Eaton 1975 y para generar un perfil de porosidad el cual es un dato de entrada para el modelo diferencial de la metodología propuesta.

Con la ayuda del registro de resistividad, se identificarán los tipos de fluidos predominantes en cada estrato diferenciando entre hidrocarburos y el agua connata.

Mediante un análisis conjunto de los registros de densidad y neutrón se podrán identificar zonas de shale y zonas de hidrocarburos. Además el registro densidad es implementado para calcular el esfuerzo vertical y para generar perfiles sintéticos del registro Sónico.

- **Características petrofísicas:** Las características petrofísicas son muy importantes al caracterizar una zona de estudio. Estos datos pueden ser obtenidos mediante registros o análisis de laboratorio a corazonces. Mediante el volumen de shale (Vsh) se identifica la litología. Para el caso de las metodologías convencionales, es muy necesario ya que estas fueron desarrolladas para shale, luego es necesario este valor para la selección de los datos al momento de generar los perfiles de presión.

Perfiles de porosidad pueden ser obtenidos mediante el Sónico, densidad o neutrón y en base a este se pueden determinar otras características petrofísicas como es el caso de la permeabilidad y la compresibilidad.

- **Características geoquímicas.** Para identificar el potencial de la roca fuente, la cual está ligada con la generación de sobrepresiones debido a la expansión de fluidos (esfuerzos termales), es necesario revisar las características geoquímicas. Lo primero es determinar el tipo de kerógeno predominante en la zona, esto se hace mediante pruebas de laboratorio. Se debe clasificar de acuerdo al índice de hidrógeno (HI) según el diagrama de Van Krevelen. Luego de esto se debe determinar la cantidad de materia orgánica (TOC) la cual se hace mediante el análisis corazonas o muestras de pared, y el grado de madurez. Los datos anteriores son obtenidos de laboratorio aunque existen metodologías que sirven para hacer una estimación en base a registros (Passey et al, 1990).
- **Pruebas de presión.** Para el caso de las metodologías convencionales que incluyen expansión de fluidos, se necesitan pruebas de presión para su respectiva calibración como es el caso de Bowers 1995 y Miller 2002. Estas pruebas dan un dato real de la presión de formación (RFT, MDT, DST). En ocasiones los eventos de perforación como lecturas de presión durante los inlfujos sirven para calibrar estos modelos.

### **3.2 IDENTIFICACIÓN DE LA CAUSA GENERADORA DE SOBREPRESIÓN**

Dentro de las causas generadoras de sobrepresiones, la subcompactación es el más importante como se mencionó en capítulos anteriores, adicional a esto, se analizaron los esfuerzos termales. Para identificar la subcompactación, principalmente se deben localizar los estratos de baja permeabilidad, los cuales impidieron la expulsión de fluidos durante la sedimentación dado que actuaron como un sello. Luego, mediante un perfil de porosidad se identifican las zonas con

porosidades anormales lo cual es debido a que la tasa de sedimentación es mayor a la tasa de expulsión de fluidos.

Para analizar el efecto acuatermal es necesario revisar el perfil de temperatura de la zona, dado que si se presentan datos anormales, el efecto de expansión de agua puede ser importante, además, si hay bajas permeabilidades el efecto será mayor Luo and Vasseur (1992).

El efecto de la generación de hidrocarburos es proporcional al tipo de kerógeno, contenido de materia orgánica y grado de madurez. Según algunos autores la temperatura de la zona debe ser mayor a 93°C, TOC mayor a 2% y Ro cercano a 7% para el aceite (Spencer, 1987). Para el gas, se deben tener en cuenta los aspectos anteriores, adicionando que el grado de madures debe ser mayor luego la reflectancia de la vitrinita debe ser alrededor del 2% y temperaturas cercanas a 340 °F (175°C) (Hedberg, 1974).

A igual que la subcompactación y el efecto acuatermal, para que esta presión generada se mantenga, la zona debe presentar estratos de baja permeabilidad o fallas que sirvan de sello y genere un sistema cerrado para que la presión no se disipe.

Luego de analizar las características principales que debe tener la formación para que existan sobrepresiones y hacer el análisis respectivo a los registros, se determina el método más adecuado para generar el perfil de presiones, ya sea con metodologías convencionales o con el modelamiento matemático.

### **3.3 PERFIL DE PRESIÓN DE PORO USANDO CORRELACIONES**

- **Eaton 1975** Para implementar la metodología de Eaton es necesario analizar los registros en profundidad y generar un tren de compactación normal. La relación entre el valor normal y el valor leído del registro sirve para determinar el factor que indica el exceso de presión. Para esta

metodología, el factor es determinado usando el Sónico y se implementa la ecuación 12.

- **Bowers 1995.** Si existen datos de pruebas de presión o lecturas de presión durante los eventos de perforación se pueden calibrar los perfiles de presión usando esta metodología. Para este, se establece la zona de compactación normal mediante el Sónico y con la ecuación 15 se genera el perfil de presión, luego con las pruebas de presión se calibra la zona de descarga y el perfil de presión de esta zona se hace mediante la ecuación 18. El procedimiento para la metodología de Miller mediante las ecuaciones 19 y 20 es muy similar.

### **3.4 PERFIL DE PRESIONES USANDO MODELOS DIFERENCIALES**

**3.4.1 Efecto de compactación** Para generar un perfil de presión usando un modelo diferencial 1D se usará la ecuación 28 la cual se deriva de la ley de compactación de suelos de Terzaghi. Esta ecuación depende de ciertas variables las cuales son calculadas en profundidad.

Para el caso de la porosidad se usará el registro Sónico mediante la ecuación 3, luego mediante el modelo de Athy 1930 (ecuación 29) y el perfil de porosidad se hará la estimación del coeficiente de compactación.

Teniendo un valor aproximado del coeficiente de compactación y la porosidad, se calculará la compresibilidad de la formación para cada profundidad analizada usando la ecuación 32.

Los parámetros que controlan la movilidad de los estratos también son calculados en profundidad. La permeabilidad mediante la ecuación 33 y para la viscosidad se usará el modelo de Mercer 1975 con la ecuación 34.

**3.5.2 Efecto acuatermal** Para calcular el efecto acuatermal se implementa el modelo de la ecuación 36. El termino adicional que representa el efecto acuatermal es estimado usando dos conceptos fundamentales. La variación de la profundidad con el tiempo el cual se plantea con un historial de enterramiento y la variación de la temperatura con la profundidad la cual se establece con un gradiente geotérmico.

**3.5.3 Efecto de la generación de hidrocarburos** Para establecer el efecto de la generación de hidrocarburos es necesario implementar un modelo de maduración para calcular la fracción de kerógeno que se convierte a aceite y posteriormente a gas. Para ello se implementaran las ecuaciones 37 y 38 usando los datos de la tabla 4 según el tipo de kerógeno presente en la formación.

Luego de tener la fracción de hidrocarburos generados (aceite y gas) se adicionan los términos 39 y 40 a la ecuación 36 para obtener la ecuación 41 la cual incluye el efecto termal total.

Luego de tener el modelo diferencial con todos los términos y variables calculadas en profundidad mediante los modelos indicados anteriormente, se implementa el método de solución explicado a continuación.

### **3.6 MÉTODO DE SOLUCIÓN**

La solución de estas ecuaciones por medios analíticos es, generalmente, imposible. En la mayoría de las aplicaciones la única manera de obtener solución de estas ecuaciones es mediante la solución numérica. Esta solución numérica produce resultados en puntos discretos dentro del sistema. La transformación de la ecuación diferencial continua a una forma discreta se logra mediante el uso de diferencias finitas. En este proceso tanto el espacio como el tiempo, son discretizados.

Según el Dr Gildardo Osorio, la solución se obtiene en puntos discretos en el espacio y en el tiempo. El dominio espacial se divide en un número de celdas, grids o bloques superponiendo algún tipo de malla. Este enmallado, generalmente, es rectangular pero no necesariamente. El tiempo también se discretiza en un número de pasos de tiempo, durante cada uno de los cuales se resuelve el problema para obtener nuevos valores de los parámetros dependientes. El tamaño de estos pasos depende del problema particular que se está resolviendo, y generalmente, entre más pequeño sea este paso, más exacta es la solución.

Las aproximaciones de diferencias finitas se basan en las series de Taylor. Para el caso de la primera derivada se utiliza la aproximación mostrada en la ecuación 42

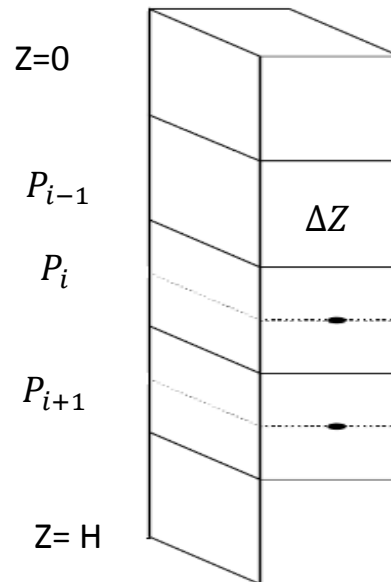
$$\frac{\partial P}{\partial t} = \frac{P_i^{n+1} - P_i^n}{\Delta t} \quad (42)$$

Para el caso de la segunda derivada la aproximación se hará mediante la expresión 43 la cual se obtiene de las aproximaciones progresivas y regresivas mediante la serie de Taylor, similar a la aproximación de la primera derivada.

$$\frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = \frac{P_{i+1}^{n+1} - 2P_i^{n+1} + P_{i-1}^{n+1}}{\Delta z^2} \quad (43)$$

Luego de tener las aproximaciones para las respectivas ecuaciones diferenciales se discretiza el modelo en tiempo  $\Delta t$  y espacio  $\Delta z$  las dimensiones del modelo a desarrollar, para este caso, se solucionará unidimensionalmente como lo muestra la figura 19.

FIGURA 19 : Discretización de un modelo unidimensional



Fuente: simulación de yacimientos - aproximación de ecuaciones diferenciales a diferencias finitas Dr. Gildardo Osorio

Las aproximaciones anteriores pueden ser resueltas de forma explícita o implícita. Para el caso explícito, el cálculo de la presión de cada celda se hace en función de los valores de presión de las celdas cercanas a un tiempo conocido, para este cálculo se necesita una condición inicial y las condiciones de frontera. La segunda forma de solucionar este sistema es mediante la aproximación implícita, mediante esta se puede obtener una distribución de presión en todo el sistema para un tiempo posterior.

En esta investigación se usó el método implícito, para poder solucionarlo, es necesario crear una matriz la cual tiene estructura trigonal como se muestra en la figura 20 y es diagonalmente dependiente.



## 4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

### 4.1 ANÁLISIS DE INFORMACIÓN

**4.1.1 Características litológicas** Datos como características generales de los estratos se extraen de la columna estratigráfica de la zona.

Para obtener la información litológica se puede a partir del análisis de los registros, para complementar esta información, es necesario tener una descripción de las principales características de cada uno de los estratos durante una perforación, para ello, es confiable tener la columna estratigráfica de la zona de interés.

Para la implementación del modelo de presión de poro, uno de los datos necesarios es la edad de la formación. Para el caso de esta investigación las formaciones de interés se encuentran en el terciario y el cretácico. Para el caso de las formaciones depositadas durante el cretácico tienen aproximadamente de 144 – 65 millones de años, mientras que las del terciario entre 65 – 1.8 millones de años (Tarbuck & Lutgens - Ciencias de la tierra, una Introducción a la Geología física).

En la figura 22 se muestra la columna estratigráfica del valle medio del Magdalena en la cual se presentan las formaciones depositadas en cada periodo de tiempo geológico (terciario y el cretácico), cada formación posee una descripción litológica con un espesor aproximado.

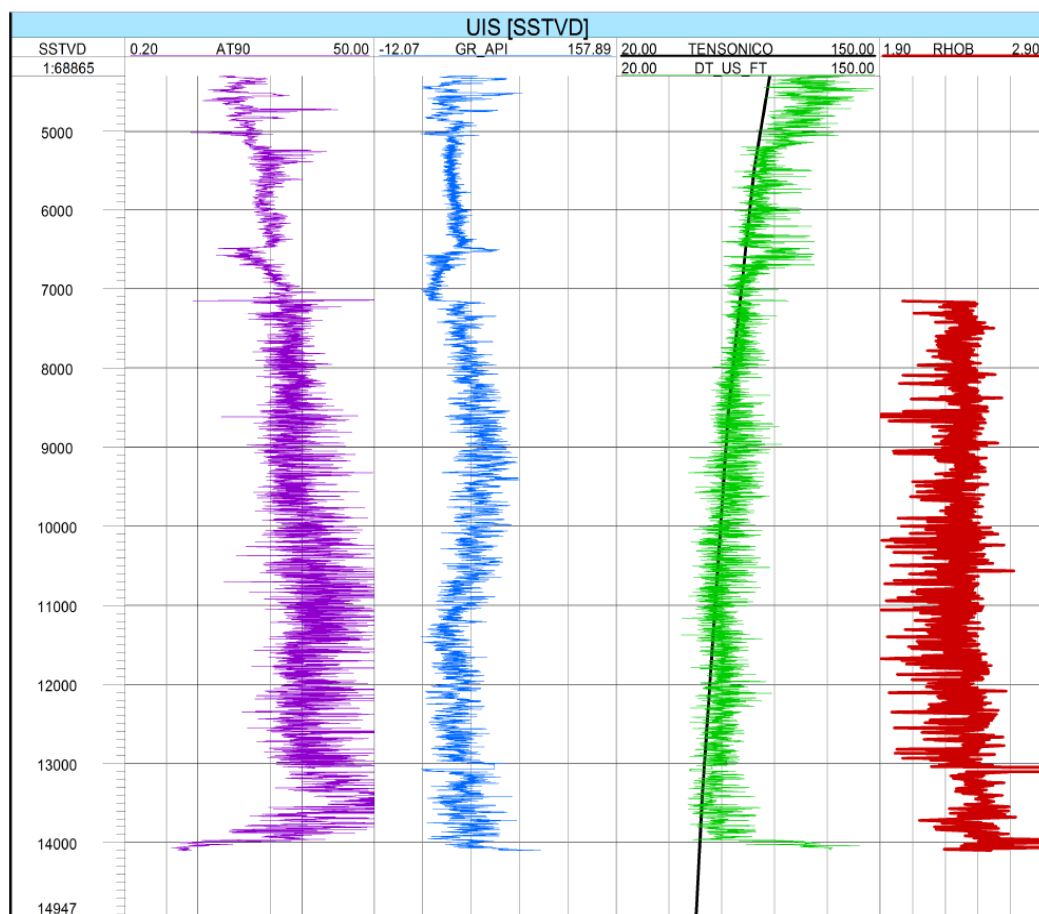
FIGURA 22: Columna estratigráfica del valle medio del magdalena

SISTEMA	SERIE	UNIDAD LITOESTRATIGRAFICA	SIMBOLO	LITOLOGIA	DESCRIPCION	
Terciario	CUAT. HOL.		Qtf		Terrazas y aluviones	
	PLIO.	GRUPO MESA	TQ		Gravas, arenas y conglomerados. Espesor: 300 - 545 m.	
		GRUPO REAL	Tmp		Discontinuidad estratigráfica (?) Areniscas, lodolitas y conglomerados. Espesor: 500 - 700 m.	
	MIOCENO	GRUPO CHUSPAS	FM. COLORADO	Tom		Discontinuidad estratigráfica (?) Lodolitas rojas y areniscas conglomeráticas. Espesor: 935 - 1.250 m.
			FM. MUGROSA	Teo		Lodolitas y capas delgadas de areniscas. Espesor: 550 - 850 m.
		GRUPO CHORRO	FM. ESMERALDA	Tpe		Areniscas, lodolitas y capas delgadas de carbón. Espesor: 160 - 575 m.
			FM. LA PAZ			Areniscas conglomeráticas con estratificación cruzada. Espesor: 240 - 800 m.
	PAL.	FM. LISIANA			Lodolitas areniscas y capas delgadas de carbón. Espesor: 300 - 950 m.	
	Cretácico	SUPERIOR	FM. UMIR	IKs		Lodolitas con concreciones ferruginosas y capas explotables de carbón. Espesor: 800 - 1.400 m.
			FM. LA LUNA	Kalc		Calizas, lodolitas calcáreas, concreciones calcáreas y rocas fosfóricas. Espesor: 280 - 630 m.
INFERIOR		FM. SIMITI	Kbal		Lodolitas principalmente, areniscas y calizas en menor proporción. Espesor: 250 - 660 m.	
		FM. TABLAZO	IKI		Calizas y lodolitas calcáreas. Espesor: 240 - 325 m.	
		FM. PAJA			Lodolitas y areniscas. Espesor: 150 - 625 m.	
		FM. ROSA BLANCA	Kbeh		Calizas, lodolitas y areniscas. Espesor: 290 - 450 m.	
		FM. CUMBRE			Areniscas gris verdosas, cuarzosas, de grano fino, localmente lodosas, con intercalaciones de limolitas, arcillolitas y lodolitas de color gris, negro y rojizo, piritosas. Espesor: 25 - 100 m.	
FM. LOS SANTOS						
SUPERIOR		FM. GIRON	Js		Areniscas cuarzosas claras, localmente conglomeráticas y lodolitas pardo rojizas. Espesor: 150 - 650 m. Alternancia de areniscas y lodolitas gris amarillentas a pardo rojizas, localmente niveles conglomeráticos, pardo rojizos, masivos y lenticulares. Espesor: 3.000 - 4.500 m.	

Fuente: GUTIÉRREZ José M., CLAVIJO Jairo. Mapa Geológico especializado del departamento de Santander 2001 p. 28 Adaptado de morales et al. 1958, Bueno 1986, Govea y Aguilera 1986 Mojica y Franco 1992

Datos más detallados de cada uno de los estratos se extraen del análisis de registros tales como gamma ray, Sónico, densidad y resistivo como se muestra en la figura 23.

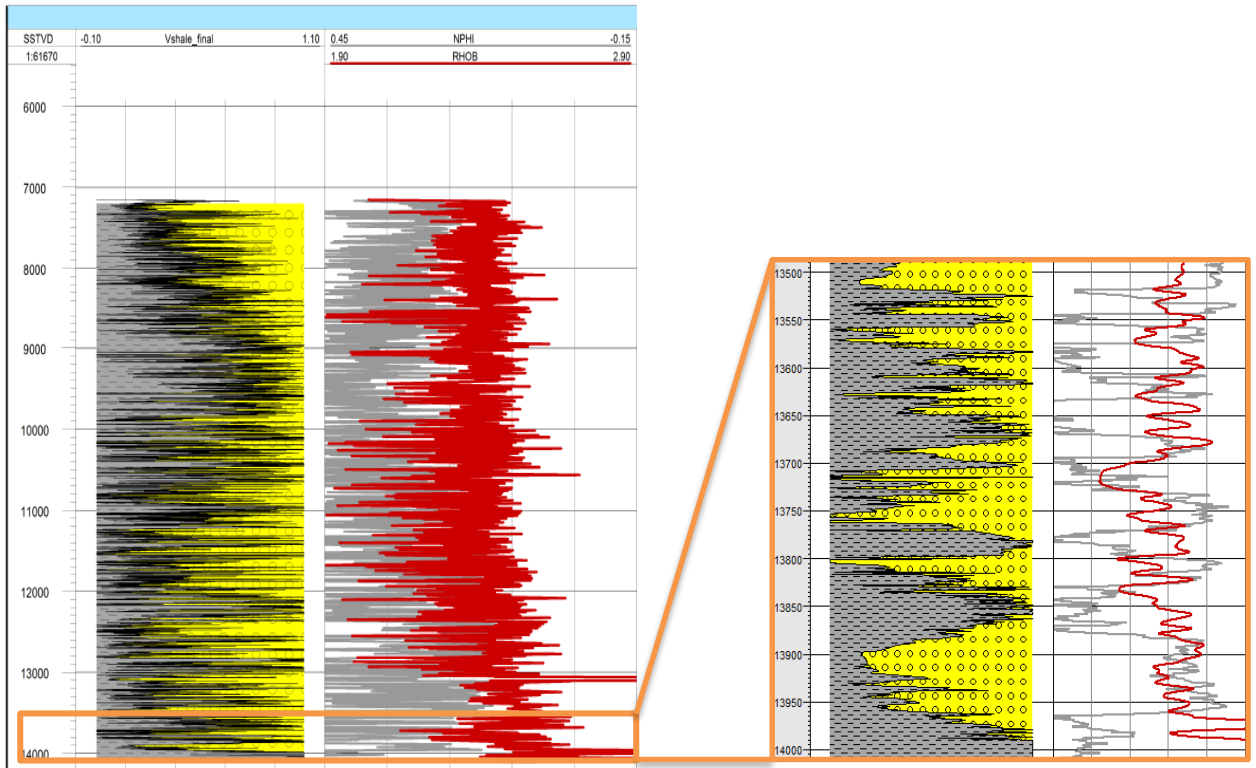
FIGURA 23: Registros usados para realizar un análisis de zona de interés y generar un perfil de presión de poro.



Usando los registros se puede hacer una estimación del volumen de shale, este parámetro es importante para el tipo de litología ya que las metodologías convencionales fueron establecidas para shale, en la figura 24 se mostrará el Vsh

correspondiente a la zona de estudio comparado con la tendencia del neutrón y la densidad.

FIGURA 24: Volumen de shale comparado con la tendencia del registro densidad y el neutrón



Como se muestra en la figura 26 las zonas que contienen alto contenido de shale, el registro densidad y neutrón presenta separaciones positivas como lo muestra la literatura.

**4.1.2 Geoquímica de formación la Luna** La formación la luna, está constituida por calizas gris oscuras, arcillosas, lutitas grises a negras, calcáreas, en capas delgadas, lutitas gris oscuras con delgadas intercalaciones de calizas arcillosas,

concreciones de calizas con fósiles, que alcanzan más de dos metros de diámetro y capas delgadas de chert negro y también capas fosfáticas hacia la parte superior. En el valle medio del Magdalena la formación La Luna se subdivide en tres miembros: el inferior Salada, el intermedio Pujamana y el superior Galembo. El ambiente de depositación es marino de aguas relativamente poco profundas, con poca ventilación en el fondo. El espesor varía entre 275 y 575 m. El contacto de la formación La Luna con la infrayacente formación Simití es concordante. Entre las formaciones La Luna y Umir existe una ligera discontinuidad estratigráfica<sup>14</sup>.

Esta formación es muy importante debido a su alto contenido de materia orgánica como lo muestra las figuras 25 y 26, además los datos de geoquímica que corresponden al grado de madurez de TOC (reflectancia de la vitrinita), indican que está en ventana de generación de aceite y en algunas zonas de gas, además, según el índice de hidrógeno que es el usado para clasificar el tipo de Kerógeno, existen los tres tipos luego esta formación tiene potencial generador de aceite y gas, luego si el contenido de arcilla no es tan alto y las propiedades mecánicas de la roca permiten su fracturamiento, se podría ver esta formación como interesante en cuanto a proyectos de “shale gas”.

Esta formación es representativa en las cuencas del Catatumbo, Cesar y Magdalena Medio. Las figuras 25 y 26 mostraran las principales características geoquímicas de las cuencas más importantes (Catatumbo y Magdalena Medio) incluyendo el contenido de materia orgánica (TOC) tipo de kerógeno (índice de hidrógeno) y grado de maduración (Reflectancia de vitrinita).

---

<sup>14</sup> Grupo de Investigación sobre Desarrollo Regional Y Ordenamiento Territorial – GIDROT diagnóstico dimensión biofísico ambiental territorial de santander, Universidad Industrial de Santander

FIGURA 25: Formación la Luna en la cuenca del Catatumbo

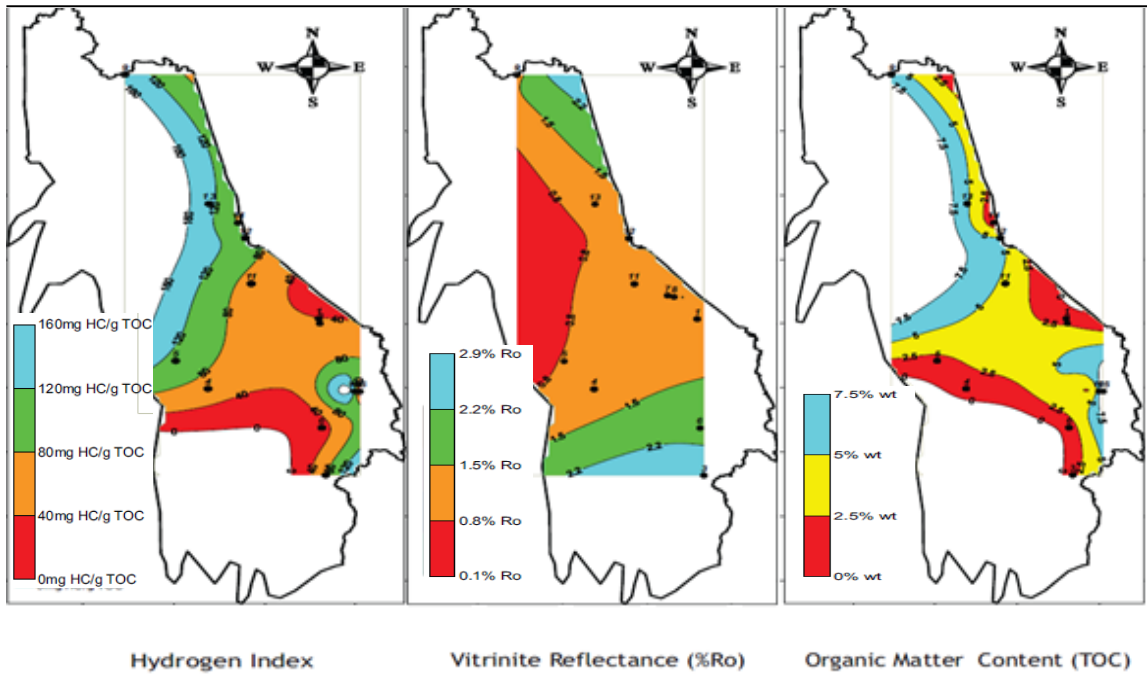
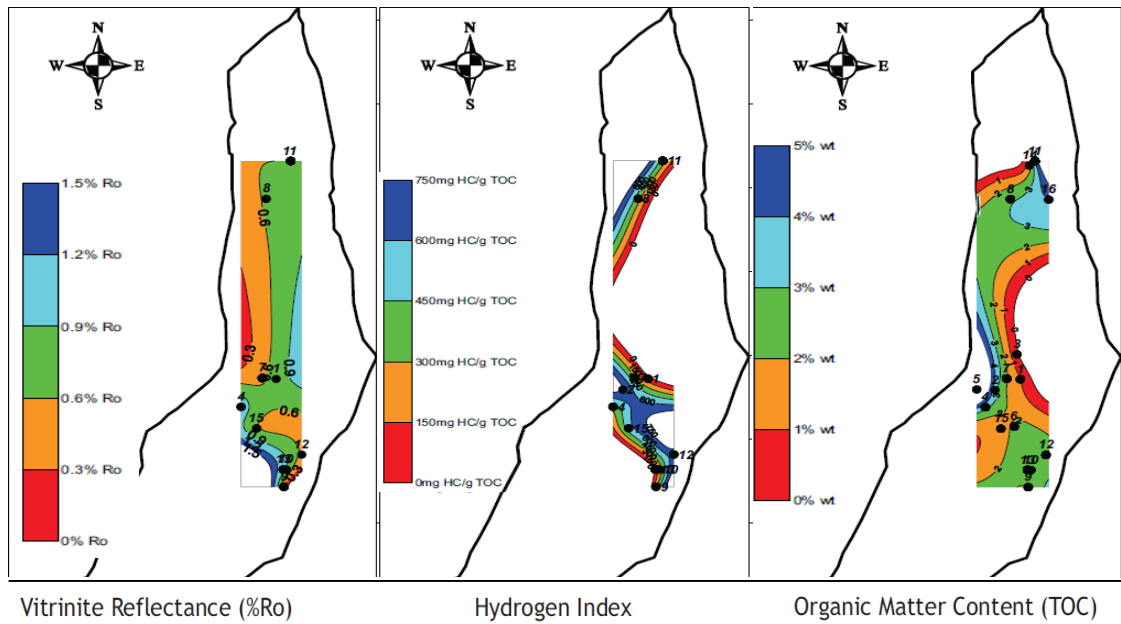


FIGURA 26: Formación la Luna en la cuenca del Magdalena Medio



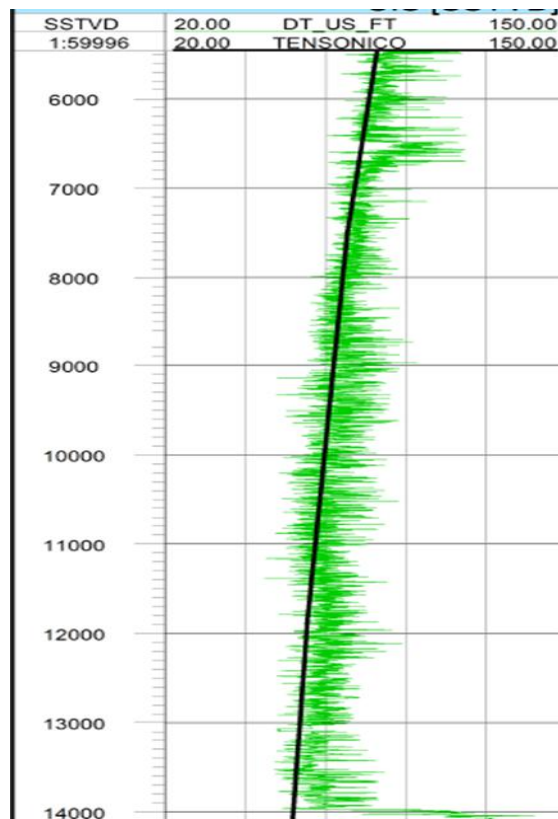
Fuente (7 y 8) AGUILERA Roberto et al, Organic Geochemistry Atlas of Colombia, Earth sciences research Journal, Second Edition 2010

#### 4.2 PERFIL DE PRESIONES USANDO METODOLOGÍAS CONVENCIONALES

Dentro de las metodologías convencionales que aplicaran están Eaton 1975 y Bowers 1995.

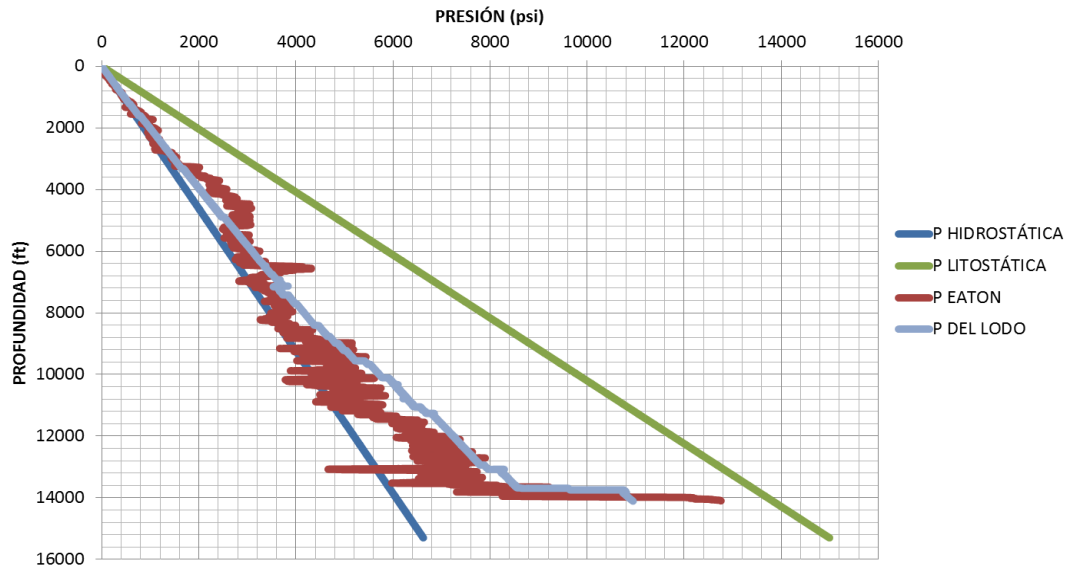
Para aplicar Eaton se usará la ecuación 12 y mediante el registro Sónico se calculará el factor que indica el exceso de presión analizando la tendencia normal y la observada según la figura 27.

FIGURA 27: Registro Sónico y su respectiva tendencia normal



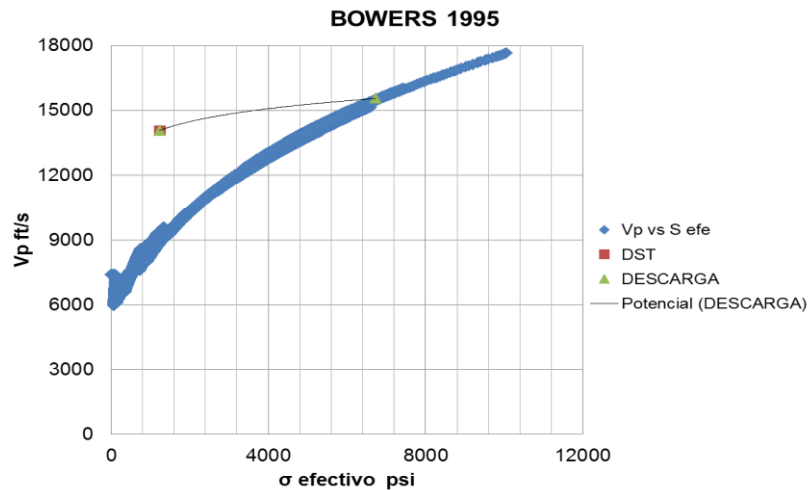
Calculando el factor e implementado la correlación, se obtiene el siguiente perfil de presión el cual es comparado con la densidad del lodo usado durante la perforación. El perfil se observa en la figura 28

FIGURA 28: Perfil de presiones usando Eaton 1975



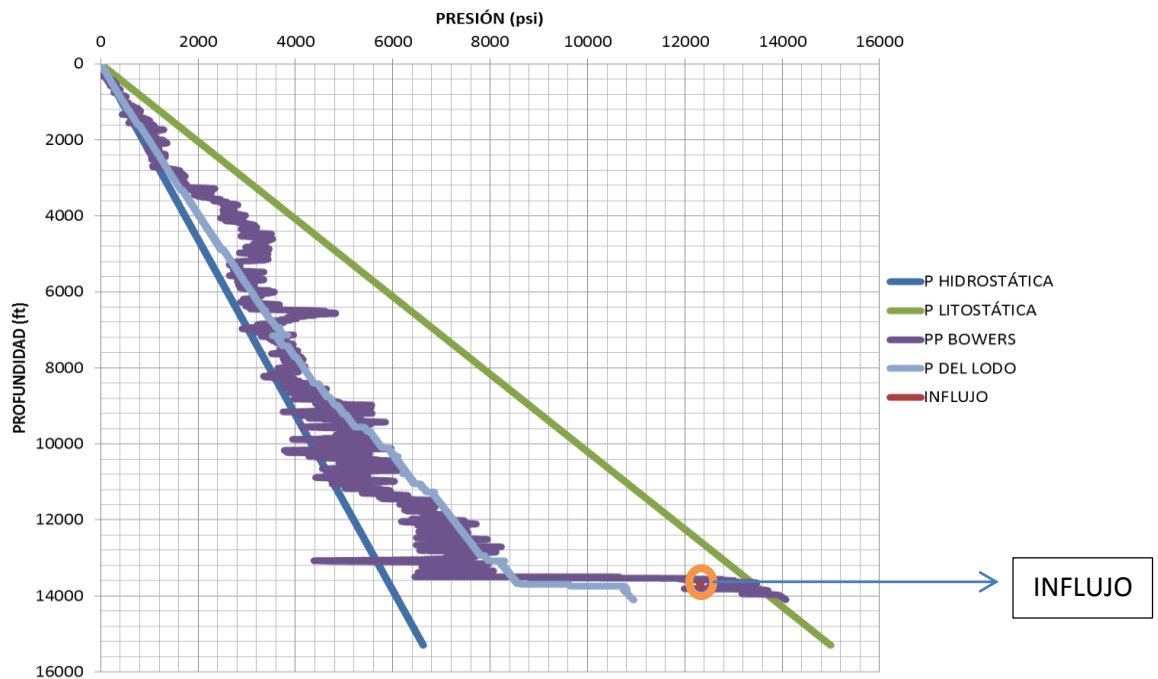
Para usar Bowers 1995 se necesita establecer una gráfica de la velocidad de la onda p ( $V_p$ ) vs el esfuerzo efectivo como se muestra en la figura 29

FIGURA 29: Velocidad de onda p ( $V_p$ ) vs esfuerzo efectivo



La gráfica anterior debe ser calibrada con pruebas de presión o mediante eventos de perforación. Luego de esto se genera el perfil de presiones usando las ecuaciones 15 y 18 según el caso. El perfil resultante se muestra en la figura 30.

FIGURA 30: Perfil de presión usando Bowers 1995



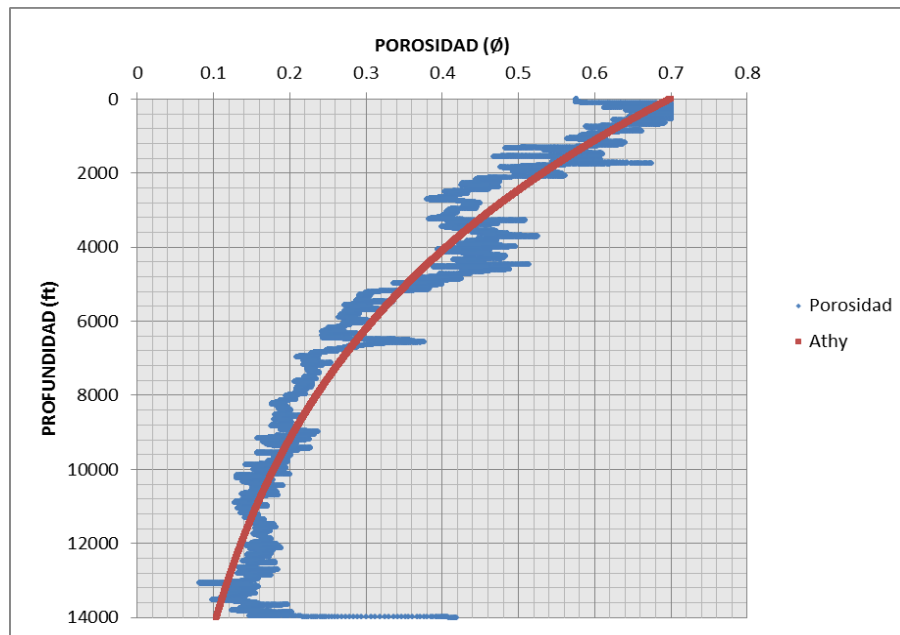
### 4.3 PERFIL DE PRESIONES USANDO MODELOS DIFERENCIALES

Para implementar el modelo diferencial que parte de la teoría de Terzaghi, primero se solucionará teniendo en cuenta el efecto de la compactación y posteriormente se adicionarán las demás causas.

**4.3.1 Efecto de compactación** Para solucionar la ecuación 28 que corresponde al efecto de la compactación, se deben calcular los respectivos parámetros en profundidad.

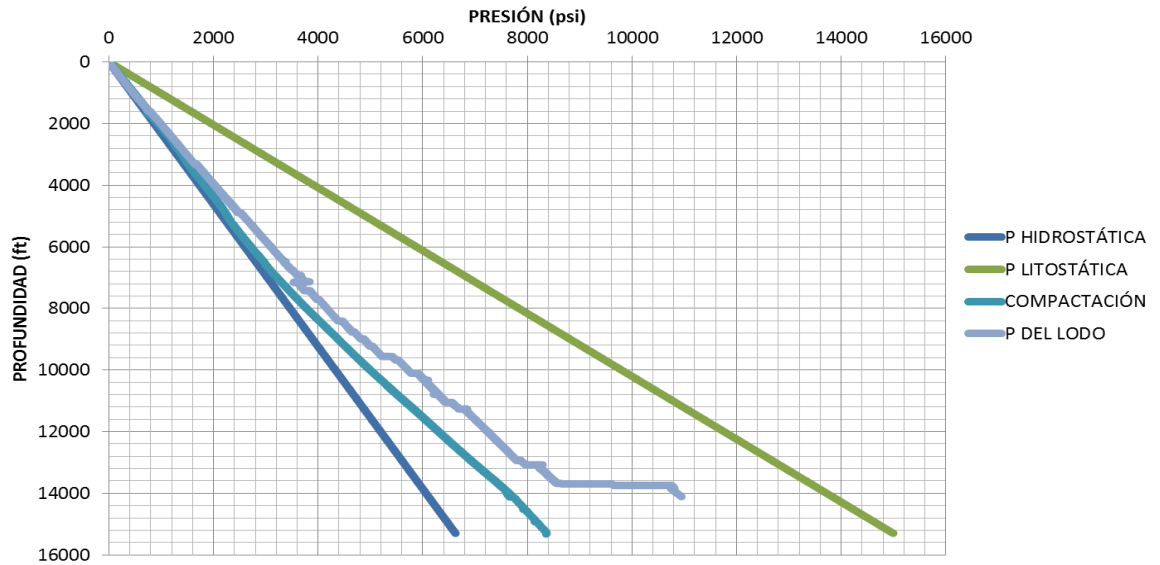
Mediante registros se genera el perfil de porosidad y con la ecuación 29 se genera una tendencia de compactación para calcular el coeficiente de compactación el cual es fundamental para calcular la compresibilidad de la formación mediante la ecuación 32. En la figura 31 se muestra el perfil de porosidad generado

FIGURA 31: Perfil de porosidad mediante registros y usando la ley de Athy



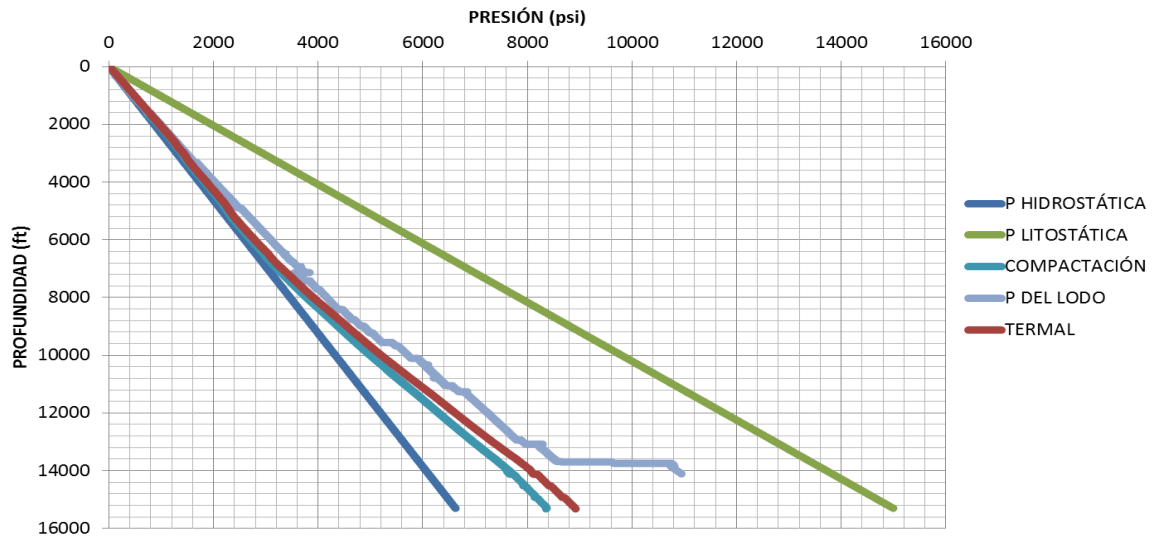
En base al perfil de porosidad se calcula la permeabilidad intrínseca de la formación. Finalmente se implementa el modelo de viscosidad y se tiene todas las variables calculadas. Solucionando el modelo de compactación se obtiene el perfil de presión como lo muestra la figura 32

FIGURA 32: Perfil de presión usando el modelo diferencial



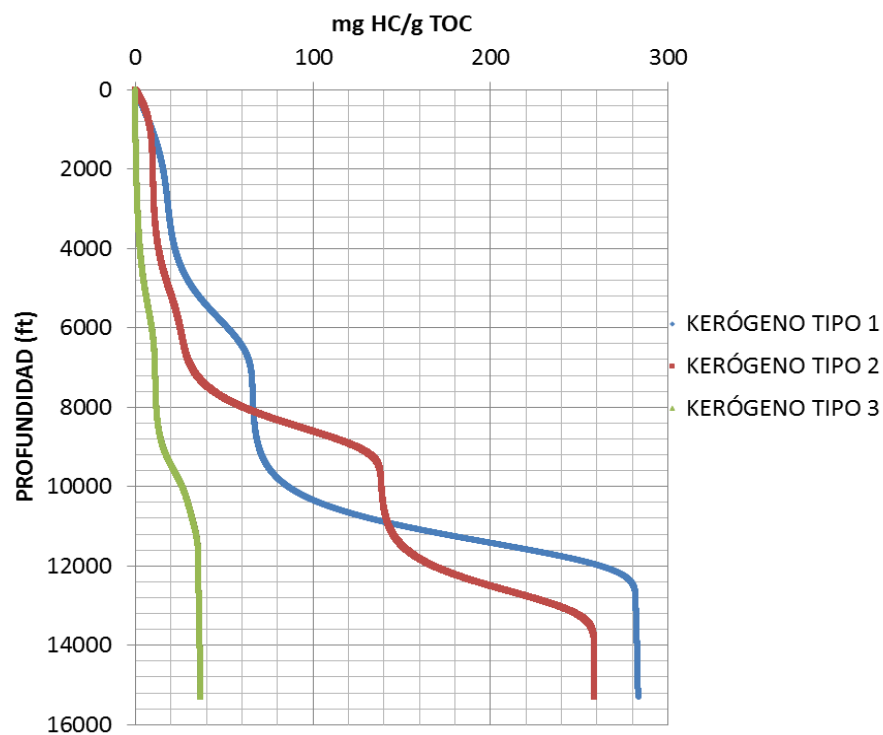
**4.3.2 Efecto acuatermal** Mediante la ecuación 36 se genera un perfil de presiones incluyendo el efecto acuatermal la cual es comparada con la curva que solo incluye el efecto de compactación. Los resultados se muestran en la figura 33.

FIGURA 33: Perfil de presiones incluyendo efecto acuatermal



**4.3.3 Efecto de generación de hidrocarburos** Como se mencionó en la metodología, para cuantificar este efecto es necesario determinar la fracción de aceite generada según el tipo de kerógeno. En la figura 34 se muestra una comparación entre los tres tipos de kerógenos, para esta investigación se tomó un kerógeno tipo 1.

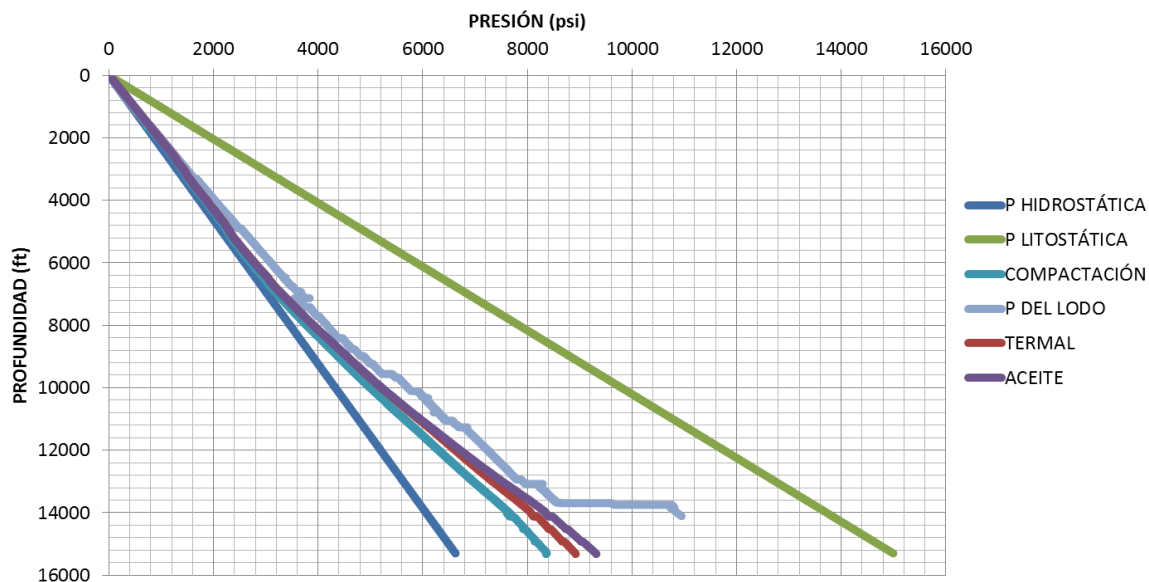
FIGURA 34: Fracción de aceite generado según el tipo de kerógeno



Los resultados confirman lo que muestra la literatura (el kerógeno tipo 1 es el más importante en la generación de aceite).

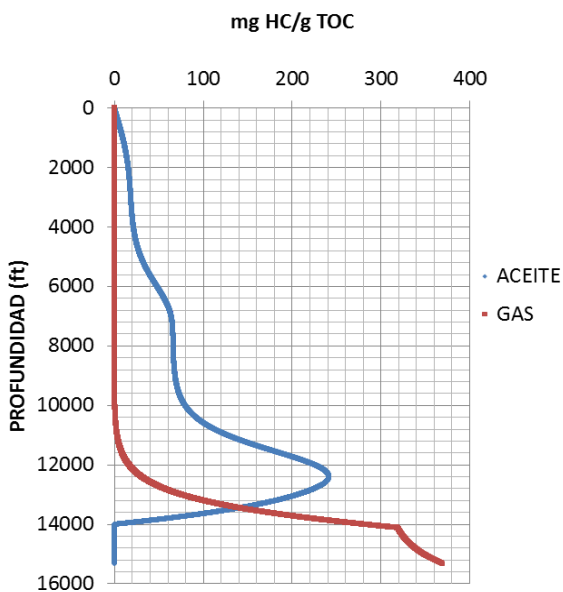
Luego de tener la fracción de aceite se soluciona el sistema incluyendo el término que representa este efecto, el cual es mostrado en la figura 35

FIGURA 35: Perfil de presión incluyendo el efecto del aceite



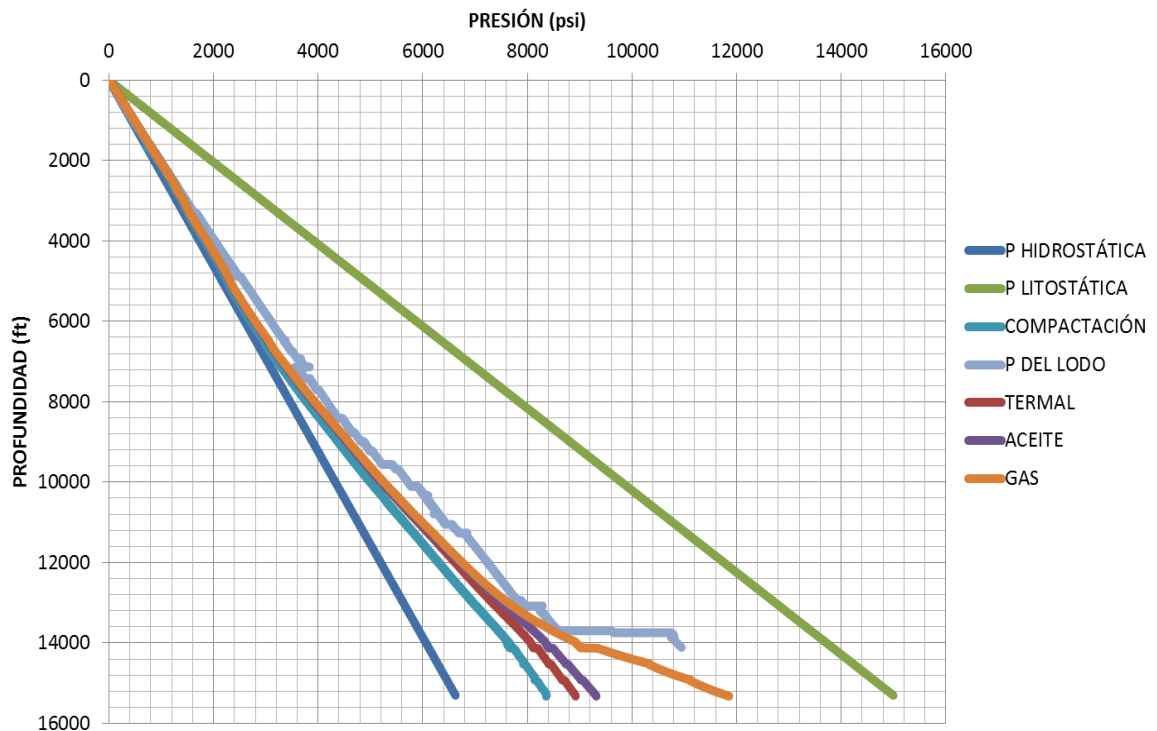
Al igual que el efecto acuatermal, la curva que incluye el efecto del aceite es comparada con los demás perfiles. Para el efecto del gas, es necesario determinar la fracción de gas generada como se muestra en la figura 36

FIGURA 36: Fracción de gas generada comparada con fracción de aceite



Teniendo la fracción de gas generada y utilizando la ecuación 41 se genera un perfil de presión el cual incluye subcompactación y el efecto termal total. Este perfil se muestra en la figura 37

FIGURA 37: Perfil de presiones incluyendo subcompactación y los esfuerzos termales



En la gráfica anterior se muestra una comparación entre cada uno de los perfiles de presión, a medida que se adicionan cada uno de los efectos. Como se puede observar, el efecto de la generación de hidrocarburos depende de la fracción de kerógeno que se convierte a aceite o a gas. Esta fracción dependerá principalmente de la temperatura y del tiempo de enterramiento.

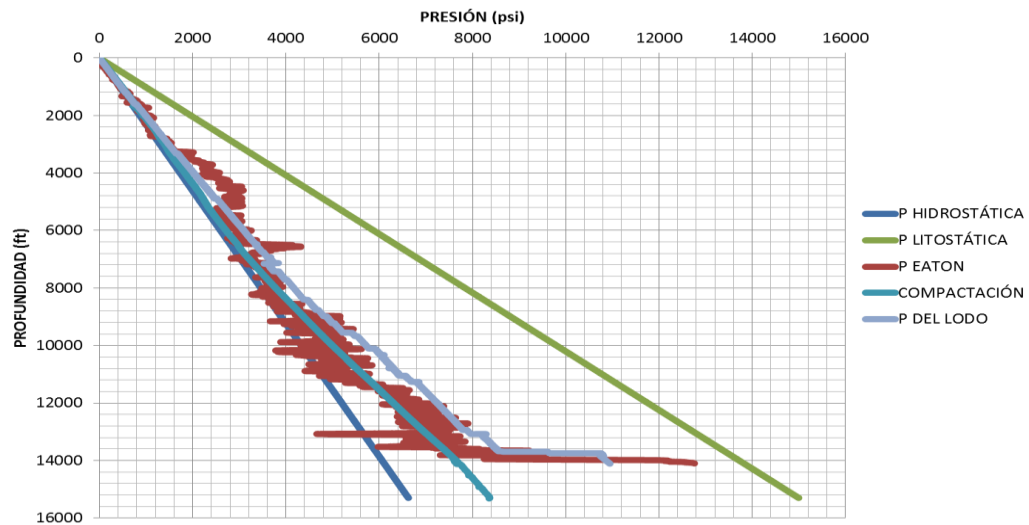
TABLA 5: Datos adicionales utilizados en el modelo

<b>GT</b>	1.5	°F/100ft
<b><math>\beta</math></b>	3.00E-04	1/°F
<b>HI</b>	750	mg HC/G TOC
<b>TOC</b>	3	%wt
<b>Co</b>	2.00E-05	1/psi
<b><math>\rho_k</math></b>	56	lb/ft <sup>3</sup>
<b><math>\rho_l</math></b>	45	lb/ft <sup>3</sup>

#### 4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Si el perfil de presión se generó mediante correlaciones convencionales, y el análisis de información indicó poco contenido de materia orgánica, la solución del modelo es muy similar al perfil generado por las correlaciones como lo muestra la figura 38

FIGURA 38: Comparación del perfil de presión generado por correlaciones y por el modelo matemático



Mediante el modelo diferencial utilizado se puede determinar el aporte de cada mecanismo de sobrepresión. En la figura 39 se muestra la curva de presión final y en la figura 40 se muestra el aporte de cada mecanismo analizado a una profundidad de 13500 ft.

FIGURA 39: Perfil de presión final

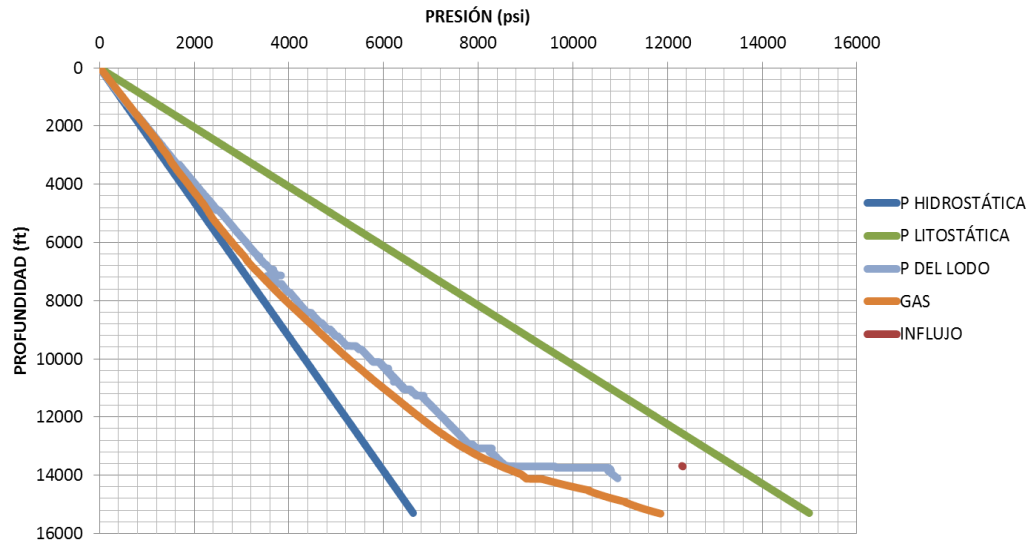
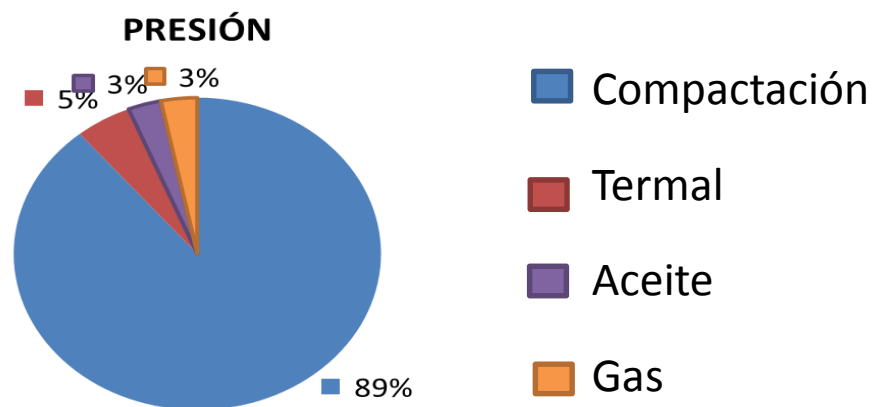


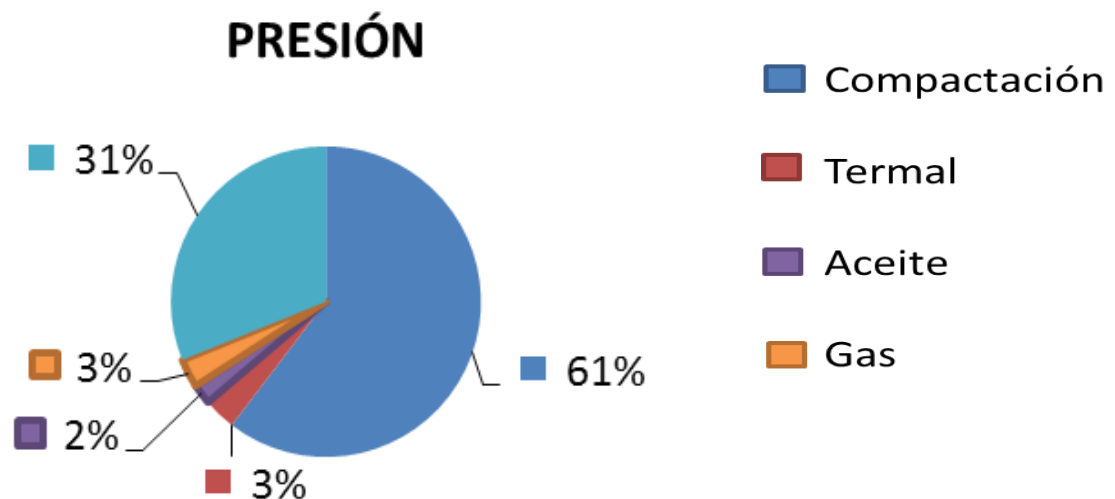
FIGURA 40: Aporte de cada mecanismo



En la figura 40 se corrobora lo que afirman muchos autores acerca de que la subcompactación es el efecto más importante en la generación de sobrepresiones ya que a la profundidad analizada este mecanismo contribuye con un 89%.

Según la figura 39, se presentó un influjo a una profundidad aproximada de 13700 ft que no pudo ser demostrado con los mecanismos estudiados. A esta profundidad la nueva distribución de presión se presenta en la figura 41.

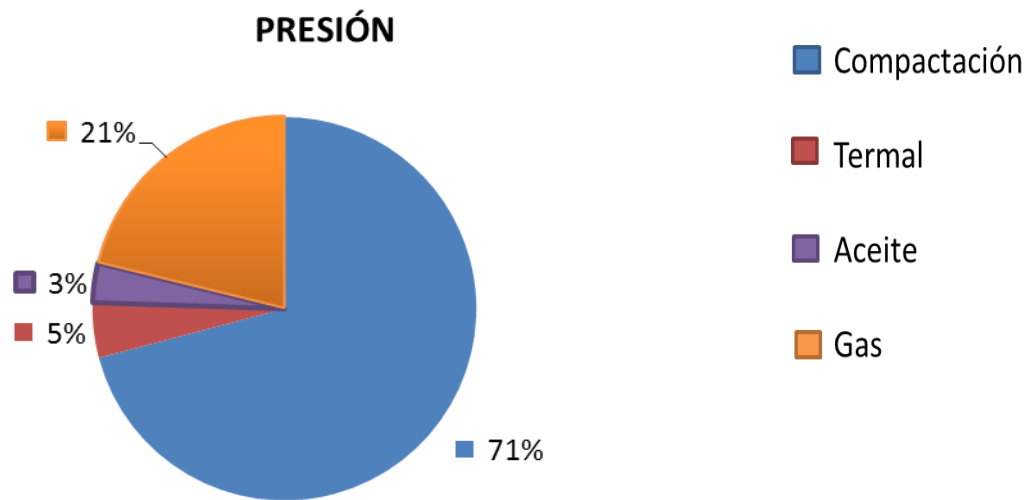
FIGURA 41: Distribución de presión a la profundidad del influjo



Según la figura 41 la subcompactación sigue siendo la causa más importante pero se presenta un 31% de la presión presente a esa profundidad que no fue justificada con los mecanismos estudiados.

Mediante el modelo diferencial el cual es usado para el modelamiento de cuencas, se pueden calcular presiones a profundidades mayores a las cuales la fracción de hidrocarburos generada es mayor luego este exceso de presión se pudo generar a profundidades mayores. En la figura 42 se muestra la distribución de presión a altas profundidades, el análisis de la nueva distribución de presión se hará a una profundidad de 15300 ft a la cual la fracción de gas generada es mayor.

FIGURA 42: Distribución de presión a profundidades mayores al influjo (15300 ft)



Como se muestra en la figura 42, la distribución de presión a profundidades mayores cambia ya que el efecto del gas se hace es más visible, llegando a ser el la segunda causa de sobrepresión más importante presente en una cuenca. Estas presiones generadas en otros lugares de la cuenca se pueden transferir a profundidades más someras, lo cual se puede convertir en una transferencia dinámica.

## 5. CONCLUSIONES

- Para estimar la presión de poro se propuso un modelo 1D debido a que a diferencia de las metodologías convencionales, este modelo permite cuantificar otras causas generadoras de sobrepresión, para este caso efecto acuatermal y generación de hidrocarburos
- Luego de analizar los resultados, se determinó que el efecto acuatermal no es importante en la generación de sobrepresiones ya que se pudo comprobar que el exceso de presión es compensado con la disminución de la viscosidad lo cual facilita la disipación de la presión como lo afirmo en su trabajo Luo and Vasseur (1992).
- El efecto de la generación de aceite, el cual depende del TOC y del modelo de maduración que indica la fracción de aceite que se está generando, no es tan importante en este caso de aplicación. Para que sea significativo las rocas deben tener un alto contenido de TOC y grado de maduración significativo, para que la fracción de aceite generada sea la suficiente para sobrepresionar la formación.
- El efecto del gas que es cuantificado de forma similar al del aceite, también depende del modelo de maduración, sólo que cuando la fracción de gas generada es alta, el efecto en las sobrepresiones es muy importante. Por lo anterior, se puede afirmar que de los esfuerzos termales el que más aporta sobrepresión es el efecto de la generación de gas, teniendo en cuenta que este efecto depende del tipo de kerógeno y el contenido de materia orgánica (TOC).

- Mediante la implementación del modelo matemático, se puede hacer la estimación de sobrepresión a profundidades mayores a las cuales el efecto de los esfuerzos termales es mayor. Además, los estratos sobrepresionados a profundidades menores las cuales no pueden ser justificados con los mecanismos estudiados, posiblemente fueron generados en otra zona de la cuenca y cargada por transferencia dinámica.

## 6. RECOMENDACIONES

- Usar los perfiles de porosidad del registro Sónico, puede no ser tan exacto ya que éste en ocasiones es afectado por agentes externos como el ruido, luego para posteriores investigaciones, este perfil puede ser generado combinando los demás registros (densidad y neutrón) para garantizar que el valor de este parámetro sea el más exacto.
- Para el perfil de permeabilidad, sólo se implementó un modelo para todas las litologías, asumiendo principalmente shale, para otras investigaciones se recomienda usar otros modelos de permeabilidad, dependiendo de los cambios en la litología ya que según el cambio de éste parámetro, se determinará si hay transferencia de fluidos en los contactos de los estratos
- Para la generación de gas, se asumió que se comportaba como un gas ideal luego el factor Z se aproximó a 1, este gas no es ideal luego es recomendado aplicar modelos para la compresibilidad del gas que incluya el factor Z
- Para que el perfil de presión sea más exacto, éste debe incluir causas de sobrepresión, adicionales a la compactación y a los esfuerzos termales, como es el caso de la compactación química y transferencia dinámica.

## 7. NOMENCLATURA

$T$  = Temperatura

$t$  = Tiempo

$\sigma$  = Esfuerzo efectivo,  $[M/Lt^2]$ , [psi]

$\sigma_v$  = Esfuerzo vertical,  $[M/Lt^2]$ , [psi]

$P$  = Presión de poro,  $[M/Lt^2]$ , [psi]

$P_l$  = Presión litostática,  $[M/Lt^2]$ , [psi]

$H$  = Profundidad, [L], [ft]

$C_r$  = Compresibilidad de la roca  $[1/(M/Lt^2)]$ , [1/psi]

$C_o$  = Compresibilidad del aceite  $[1/(M/Lt^2)]$ , [1/psi]

$\rho_l$  = Densidad líquido  $[ML^{-3}]$ , [lb/ft<sup>3</sup>]

$\rho_k$  = Densidad kerógeno  $[ML^{-3}]$ , [lb/ft<sup>3</sup>]

$\rho_v$  = Densidad gas  $[ML^{-3}]$ , [lb/ft<sup>3</sup>]

$\mu$  = Viscosidad  $[M/Lt^1]$

$\emptyset$  = Porosidad adimensional

$k$  = Permeabilidad  $[L^2]$

$u_v$  = Variación de densidad gas  $[ML^{-3}]$ , [lb/ft<sup>3</sup>]

$u_l$  = Variación de densidad líquido  $[ML^{-3}]$ , [lb/ft<sup>3</sup>]

$\beta$  = Coeficiente de expansión termal  $[T^{-1}]$ ,

$\lambda$  = Relación entre porosidad y permeabilidad  $[L^2]$

$\alpha$  = Coeficiente de compactación  $[L^{-1}]$  [ft<sup>-1</sup>]

$b$  = Coeficiente de compactación  $[1/(M/Lt^2)]$ , [1/psi]

GT= Gradiente de temperatura  $[TL^{-1}]$ ,  $[^{\circ}F/100ft]$

g = Gravedad  $[Lt^{-2}]$ ,  $[ft.s^{-2}]$

V=Velocidad  $[L.s^{-1}]$

$\nabla$ =Variación

$\Delta t_{ma}$ = Tiempo de tránsito en la matriz de la roca  $\mu s/ft$

$\rho_{ma}$ = Densidad de la matriz g/cc

$\rho_{fl}$ = Densidad del fluido g/cc

$\Delta t_{fl}$ = Tiempo de tránsito en el fluido  $\mu s/ft$

$\rho_{log}$ = Lectura del registro g/cc

DT( $\rho$ )= Registro Sónico calculado  $\mu s/ft$

$\rho(\Delta t)$ = Registro de densidad calculado g/cc

## 8. BIBLIOGRAFÍA

ACEVEDO O. Metodología para la generación de modelos de presión 3D acoplando transferencia dinámica de fluidos a los métodos convencionales. Aplicación al campo Cupiagua del piedemonte llanero 2012 p.18

AGUILERA Roberto et al, organic geochemistry atlas of Colombia, earth sciences research journal, second edition 2010

ASQUITH, and KRYGOWSKI 2004 Basic well log analysis: AAPG Methods in exploration 16, p 40.

ATHY.1930 Density, porosity and compaction of sedimentary rocks. American association of petroleum geophysicists bulletin, (14):1-24

BOWERS, G. 1995 Pore pressure estimation from velocity data: accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction, spe drilling & completion.

BARKER, C. 1972 Aquathermal pressuring: role of temperature in development of abnormal pressure zone. AAPG Bulletin v. 56 p. 2068-2071

BARKER, C. 1987 development of abnormal and subnormal pressures in reservoirs containing bacterially generate gas. AAPG Bulletin v. 71 p 1404-1413

BARKER, C. 1990 Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs. AAPG v. 74 p 1254-1261

EATON ,1975, the equation for geopressure prediction from well logs, aim

ESCAMILLA Rocío. Modelamiento de los registros Sónicos y densidad para la elaboración de modelos geomecánico del área del piedemonte. 2007 p.50

Estado del arte de las causas generadoras de geopresiones y los diferentes métodos para su predicción: informe técnico / Oscar Javier Acevedo quintero / [CD-ROM] cr 213.201.112/a128 2011 [Bucaramanga]: UIS, Piedecuesta: ECOPETROL. ICP, 2011

E.C. DONALDSON, G.V. CHILINGAR, J.O. ROBERTSON JR. and V. SEREBRYAKOV. Introduction to abnormally pressured formations Capitulo 1

GUTIÉRREZ José m., CLAVIJO Jairo. Mapa geológico especializado del departamento de santander 2001 p. 28 adaptado de morales et al. 1958, bueno 1986, govea y aguilera 1986 mojica y franco 1992

GLORIOSO Juan y RATTIA Aquiles. Unconventional reservoirs. basic petrophysical concepts for shale gas. SPE 153004 2012

GRAULS 1999. Overpressures: causal mechanisms, conventional and hydromechanical approaches oil & gas science and technology – rev. ifp, vol. 54 no. 6, pp. 667-678

SPALLETTI Luis a. cátedra de sedimentología, facultad de ciencias naturales y museo, universidad nacional de la plata 2006 – 2009

Grupo de investigación sobre desarrollo regional y ordenamiento territorial – gidrot diagnóstico dimensión biofísico ambiental territorial de santander, universidad industrial de santander

HEDBERG. 1974 Relation of methane generation to undercompacted shales, shale diapirs, and mud volcanoes. am. assoc. pet. geol. bull., 58, 668-673.

HOTTMANN. and JOHNSON. Estimation of formation pressures from log-derived shale properties, journal of petroleum technology. 1965.

MATEUS T Darwin. Modelagem de pressão de poros para perfuração de poços de petróleo com abordagem da modelagem de bacias: Aplicação na bacia da Guajira - Colômbia . Rio de Janeiro, Brasil, fevereiro de 2013

M. J.OSBORNE and R. E. SWARBRICK. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: a re-evaluation. AAPG bulletin, 81:1023–1041, 1997.

MEISSNER, F. Petroleum geology of the bakken formation, williston basin, north dakota and montana. montana geological society, billings, p. 207 - 227, 1978. proceedings of 1978 williston basin symposium, september 24–27

MERCER, J. W., G. F. PINDER, and I. G. DONALSON, 1975, A galerkin-finite element analysis of the hydrothermal system at wairakei, new zealand: Journal of geophysical research, v. 80, p. 2608–2621.

OSORIO, G. simulación de yacimientos -flujo lineal de un fluido incompresible

PAEZ V, PEREZ F. Estudio de la viabilidad de técnicas de perforación y completamiento de pozos no convencionales en Colombia, teniendo en cuenta analogías a nivel mundial, asociadas a shale y tight sandstones. 2012 p. 29

SPENCER, C. W., 1987, hydrocarbon generation as a mechanism for overpressuring in rocky mountain region: AAPG bulletin,v. 71, p. 368–388.

SPENCER, C.W. AND LAW, B.E., 1981. Overpressured, low-permeability gas reservoirs in green river, washakie, and great divide basins, southwestern wyoming. bull., am. assoc. pet. geol., 65: 569.

T. HANTSCHHEL, A.I. KAUERAUF, Fundamentals of basin and petroleum 31 systems modeling, doi 10.1007/978-3-540-72318-9 2,© springer-verlag berlin heidelberg 2009

TERZAGHI, K., 1925, principles in soil mechanics, iii. determination of the permeability of clay: engineering news record, v. 95, p. 832–836.

TERZAGHI K. Die berechnung der duerchl"assigkeitsziffer des tones im verlauf der hydrodynamischen spannungserscheinungen. szber akademie wissenschaft vienna, math-naturwissenschaft klasse iia, (132):125–138, 1923.

TINGAY M. , HILLIS Richard , SWARBRICK Richard, MORLEY Chris , and razak abdul. origin of overpressure and pore-pressure prediction in the baram province, brunei. AAPG.enero 2009

TISSOT, B., and D. H. WELTE, 1984, petroleum formation and occurrence (2d ed.): berlin, springer-verlag, 699 p.

WAPLES, D.W., 1980. Time and temperature in petroleum formation - application of lopatin's method to petroleum exploration. bull, am. assoc. pet. geol, 64: 916-926.

X. LUO AND G. VASSEUR. Contributions of compaction and aquathermal pressuring to geopressure and the influence of environmental conditions. AAPG bulletin, 76(10):1550–1559, 1992.

X. LUO AND G. VASSEUR. Geopressuring mechanism of organic matter cracking: numerical modeling. AAPG bulletin, 80(6):856–874, 1996

YOSHIDA, C., LKEDA, S., EATON B., 1996, an investigative study of recent technologies used for prediction, detection, and evaluation of abnormal formation pressure and fracture pressure and in north and south America, JAPEX, JNOC, EATON

ZHANG, Jincal and WIESENECK, James challenges and surprises of abnormal pore pressures in shale gas formations. society of petroleum engineers (spe),annual technical conference and exhibition held in denver, colorado, usa, 30 october–2 november 2011

ZHANG, Jincal Pore pressure prediction from well logs: methods, modifications, and new approaches shell exploration and production company, houston, texas, usa , earth-science reviews 108 (2011) 50–63