

**Estudio del Potencial de Generación, Migración e Hidrocarburos que permanecen en
Yacimientos de Shale Gas, usando Modelos Matemáticos**

Carla Juliana Camacho Serrano

Karen Tatiana Rodríguez Prada

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero de Petróleos

Director:

Ph.D. Zuly Calderón Carrillo

Ingeniera de Petróleos

Codirector:

Diego Armando Vargas Silva

Ingeniero de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2017

Dedicatoria

A Dios, mi guía.

A mis padres, Jesús Antonio Camacho y Ana Celia Serrano, mi ejemplo a seguir y mi mayor motivación.

A mis hermanas, Laura y Ximena Camacho, quienes son mi compañía constante.

A mis amigos, porque juntos emprendimos este reto.

A mi futuro, éste es el primer paso del largo camino por recorrer.

-Carla C.

Dedicatoria

A mis padres, Amalia y Carlos, a quienes les debo todo lo que soy

A mis abuelos que son mi motor de vida y mi mayor motivación

A mis hermanas, por su apoyo incondicional

-Karen R.

Agradecimientos

Quiero expresar mis más profundos agradecimientos a:

A la Universidad Industrial de Santander, que me brindó tantos conocimientos, creciendo personal y profesionalmente durante todo mi ciclo universitario.

Al Ingeniero Diego A. Vargas, codirector de este proyecto, por su apoyo constante e incondicional en todo el proceso.

A la Ingeniera Zuly Calderón, directora de este proyecto y docente de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por toda su orientación y confianza hacia nosotras.

A la ingeniera Maika Gambus por su colaboración.

A mi familia, especialmente a mis padres, quienes me apoyaron y motivaron a seguir adelante; siempre han sido mi soporte.

A mi compañera Karen Rodríguez, por su dedicación, paciencia y esfuerzo; nada de esto sería posible sin ella.

-Carla C.

Agradecimientos

A Dios y a la vida por tantas bendiciones recibidas

*A la Universidad Industrial de Santander por brindarme un espacio para mi crecimiento
personal e intelectual*

A la Dra Zuly Calderón por su ayuda y enseñanzas

Al ingeniero Diego Vargas por todo su apoyo, compromiso y paciencia en todo este proceso

A la ingeniera Maika Gambus por sus asesorías

A Jose Mantilla por su apoyo incondicional

*A mi compañera y amiga Carla, por el esfuerzo dedicado a este proyecto y por su amistad
durante todo el ciclo universitario*

A toda mi familia y amigos que hicieron parte de este gran logro

-Karen R.

Tabla de Contenido

Nomenclatura.....	15
Introducción	21
1. Objetivos	23
2. Generalidades.....	24
2.1 TOC.....	24
2.2 Kerógeno.....	26
2.2.1 Tipos de Kerógeno.	26
2.3 Índices de generación.....	29
2.4 Pirólisis	30
2.5 Reflectancia a la vitrinita	32
2.6 Migración primaria	34
2.6.1 Algunos factores importantes de la migración primaria.	35
2.6.2 Mecanismos de migración primaria.....	37
2.7 Migración Secundaria	39
2.7.1 Factores que afectan la migración secundaria	40
2.8 Métodos convencionales para el cálculo de volumen de hidrocarburos in place	41
2.8.1 Ecuación de Balance de materia.	41
2.8.2 Método Volumétrico.....	43
2.8.3 Curvas de declinación de la producción.	43

2.8.4 Simulación numérica.	46
3. Yacimientos tipo Shale	47
3.1 Características del Gas Shale	49
3.1.1 Porosidad.....	49
3.1.2 TOC.....	50
3.1.3 Reflectancia a la vitrinita.	50
3.1.4 Permeabilidad.	50
3.1.5 Mineralogía.....	51
3.1.6 Registros.	51
3.1.7 Volumen y capacidad de gas.....	52
3.2 Yacimientos Shale en el mundo.....	53
3.2.1 Shale plays de Estados Unidos.	56
3.2.2 Formaciones tipo Shale en Colombia.	58
3.3 Eagle Ford, Cuenca Burgos México	60
4. Generación de hidrocarburos	62
4.1 Maduración de la materia orgánica.....	64
4.2 Cinética de reactividades distribuidas.....	65
4.3 Etapas de modelamiento	66
4.4 Cinética conjunta	69
5. Migración de hidrocarburos.....	71
5.1 Métodos de Migración	72
5.1.1 Difusión.....	73
5.1.2 Flowpath	73

5.1.3 Método Híbrido.....	75
5.1.4 Invasión por percolación.....	76
5.1.5 Flujo Darcy.	79
5.2 Análisis del método Flujo Darcy	80
5.2.1 Formulación de la ecuación de flujo de tres fases sin cambio de fases.	80
5.2.2 Solución de la ecuación de flujo de tres fases sin cambio de fases.	83
5.2.3 Términos usados en la ecuación de flujo de tres fases sin cambio de fases.	98
6. Metodología propuesta.....	108
6.1 Generación de Hidrocarburos	108
6.1.1. Revisión de información.....	108
6.1.2. Proceso de generación.....	110
6.2 Migración de Hidrocarburos	111
6.2.1 Conceptos básicos.....	112
6.2.2 Formulación de la Ecuación.....	112
6.2.3 Solución de la Ecuación.....	113
6.2.4 Búsqueda de los términos en la ecuación.	115
6.3 Plantilla en Excel	117
7. Análisis de resultados	118
7.1 Resultados en generación.....	118
7.2 Resultados en Migración.....	131
8. Conclusiones	146
9. Recomendaciones	148
Referencias bibliográficas.....	149

Lista de Figuras

<i>Figura 1.</i> Caracterización del kerógeno por los diagramas de Van-Krevelen.....	29
<i>Figura 2.</i> Resultados del proceso de Pirólisis.....	32
<i>Figura 3.</i> Escala de maduración térmica.	34
<i>Figura 4.</i> Curvas de declinación de la producción.	45
<i>Figura 5.</i> Proceso de perforación para un yacimiento no convencional y uno convencional.	48
<i>Figura 6.</i> Registro de un Shale gas.....	52
<i>Figura 7.</i> Cuencas evaluadas de Shale gas y Shale oil en el mundo por ARI.	54
<i>Figura 8.</i> Cuencas con recursos potenciales de Shale gas y Shale oil en Colombia	58
<i>Figura 9.</i> Esquema de la cuenca Burgos y las áreas prospectivas de Shale gas y Shale oil.....	61
<i>Figura 10.</i> Ventana de generación de hidrocarburos y la reflectancia a la vitrinita.....	63
<i>Figura 11.</i> Modelo de la maduración de la materia orgánica	64
<i>Figura 12.</i> Componentes en un sistema de migración de hidrocarburos.....	72
<i>Figura 13.</i> Esquema del modelamiento de cuenca por el método Flowpath.....	75
<i>Figura 14.</i> Ejemplo del método Invasión por percolación	77
<i>Figura 15.</i> Correlación de compresibilidad pseudo-reducida para gas natural.	102
<i>Figura 16.</i> Cálculos de la etapa 1 del proceso de generación.....	120
<i>Figura 17.</i> Cálculos de la etapa 2 del proceso de generación.....	122
<i>Figura 18.</i> Cálculos de la etapa 3 del proceso de generación.....	123
<i>Figura 19.</i> Evolución de la generación de aceite a diferentes profundidades (Etapa 1)	124

<i>Figura 20. Evolución de la generación de gas a diferentes profundidades (Etapa 2)</i>	<i>125</i>
<i>Figura 21. Evolución de la generación de gas a diferentes profundidades (Etapa 3)</i>	<i>126</i>
<i>Figura 22. Ventana de generación según metodología de trabajo propuesta (kerógeno II)</i>	<i>127</i>
<i>Figura 23. Ventana de generación para kerógeno tipo I</i>	<i>130</i>
<i>Figura 24. Ventana de generación para kerógeno tipo III.....</i>	<i>130</i>
<i>Figura 25. Densidad de la roca según la profundidad a partir de registros density</i>	<i>132</i>
<i>Figura 26. Porosidad de la formación según la profundidad a partir de registros Sónicos</i>	<i>133</i>
<i>Figura 27. Permeabilidades relativas del agua y el aceite.....</i>	<i>134</i>
<i>Figura 28. Viscosidad del agua, aceite y gas con respecto a la temperatura.....</i>	<i>135</i>
<i>Figura 29. Compresibilidad de la roca y del gas</i>	<i>136</i>
<i>Figura 30. Presión capilar del aceite en función de la saturación del agua.....</i>	<i>137</i>
<i>Figura 31. Presión hidrostática y litostática de la formación</i>	<i>137</i>
<i>Figura 32. Representación del proceso de migración para la primera etapa.....</i>	<i>139</i>
<i>Figura 33. Modelamiento de la migración del gas respecto al agua</i>	<i>140</i>
<i>Figura 34. Modelamiento de la migración del gas respecto al aceite.</i>	<i>141</i>
<i>Figura 35. Modelamientos de las saturaciones como resultado de la migración</i>	<i>142</i>

Lista de Tablas

Tabla 1. Relación entre el TOC y el Potencial de recurso	25
Tabla 2. Clasificación del Kerógeno	26
Tabla 3. Valoración de la madurez térmica	33
Tabla 4. Propiedades petrofísicas del Kerógeno contenido en el Shale	53
Tabla 5. Resumen de las propiedades de un Shale gas	53
Tabla 6. Número de formaciones de Shale por país y continente	55
Tabla 7. Características de Shale plays en Estados Unidos	57
Tabla 8. Características de las formaciones La Luna y Tablazo en el VMM	59
Tabla 9. Características de la formación Eagle Ford, Cuenca Burgos	62
Tabla 10. Parámetros orgánicos Kerógeno tipo I	68
Tabla 11. Parámetros orgánicos Kerógeno tipo II	68
Tabla 12. Parámetros orgánicos Kerógeno tipo III	69
Tabla 13. Índice de Hidrógeno inicial	110
Tabla 14. Propiedades usadas en la plantilla de Excel para el proceso de generación	119
Tabla 15. Resultados obtenidos de la plantilla desarrollada en Excel	129
Tabla 16. Propiedades usadas en la plantilla de Excel para el proceso de migración	132
Tabla 17. Resultados finales de la metodología propuesta	144
Tabla 18. Comparación de la formación ejemplo con la formación Eagle Ford.	145

Lista de apéndices

Apéndice A. Migración y generación de hidrocarburos

Nomenclatura

TOC: Total Organic Carbon (%peso)

COT: Carbono Orgánico Total (%peso)

HI: Índice de Hidrógeno (mgHC/gTOC)

OI: Índice de Oxígeno (mgO/gTOC)

Ro: Reflectancia a la vitrinita (%)

T: Temperatura (F)

t: Tiempo (ma)

ρ_o = Densidad del aceite (kg/m³)

ρ_g = Densidad del gas (kg/m³)

ρ_w = Densidad del agua (kg/m³)

ρ_b = Densidad de la roca (kg/m³)

Ei= Energía de activación (Kcal/mol)

A= Factor de frecuencia (1/my)

ν_w = Viscosidad del agua (Pa.s)

ν_g = Viscosidad del petróleo (Pa.s)

ν_o = Viscosidad del gas (Pa.s)

u_w = Potencial del agua (Pa)

u_o = Potencial del petróleo (Pa)

u_g = Potencial del gas (Pa)

ϕ = Porosidad (%)

K = Permeabilidad absoluta (m^2)

K_{rw} = Permeabilidad relativa del agua (m^2)

K_{ro} = Permeabilidad relativa del petróleo (m^2)

K_{rg} = Permeabilidad relativa del gas (m^2)

C_r = Compresibilidad de la roca (Pa^{-1})

C_g = Compresibilidad del gas (Pa^{-1})

C_o = Compresibilidad del petróleo (Pa^{-1})

C_w = Compresibilidad del agua (Pa^{-1})

U_l = Potencial Litostático (Pa)

U_w = Potencial hidrostático (Pa)

P_{c_o} = Presión capilar del petróleo (Pa)

P_{c_g} = Presión capilar del gas (Pa)

S_o = Saturación del petróleo

S_g = Saturación del gas

S_w = Saturación del agua

Resumen

Título: Estudio del Potencial de Generación, Migración e Hidrocarburos que permanecen en Yacimientos de Shale Gas, usando Modelos Matemáticos*

Autores: Carla Juliana Camacho Serrano**

Karen Tatiana Rodríguez Prada**

Palabras clave: Generación, migración, Shale, TOC, kerógeno.

Descripción:

Uno de los procesos UPSTREAM más representativos en la industria de los hidrocarburos es la exploración, pues es en esta etapa donde se realizan pruebas para determinar las zonas con mayores probabilidades de obtención de hidrocarburos. Determinar la cantidad de hidrocarburo en el yacimiento para identificar si un proyecto es económicamente viable o no, es fundamental en esta etapa. Existen múltiples métodos para determinar hidrocarburos en sitio, incluyendo los modelos más sencillos como balance de masa hasta métodos como pruebas de presión que requieren de una mayor inversión. Se propone una metodología de trabajo para determinar la generación y migración de hidrocarburos. La metodología de trabajo incluye información de la formación como el kerógeno y la materia orgánica contenida en la roca, entre otras propiedades de la roca y los fluidos y el análisis de ecuaciones que modelan los procesos de generación y migración. El objetivo es obtener una estimación del hidrocarburo que se generó en la roca madre, el hidrocarburo que migró hacia una roca almacén (yacimiento convencional) y el hidrocarburo que permaneció almacenado en la roca generadora y es ahora un yacimiento no convencional Shale gas, yacimientos que se encuentran en una etapa de desarrollo importante para la industria de los hidrocarburos.

*Trabajo de grado

**Facultad de ingenierías Físico-químicas. Escuela de ingeniería de Petróleos. Director: Ph.D. Zuly Calderón Carrillo. Codirector: Diego Armando Vargas.

Abstract

Title: Study of Potential Generation, Migration of Hydrocarbons stored in Shale gas reservoir, using mathematical models. *

Authors: Carla Juliana Camacho Serrano**

Karen Tatiana Rodríguez Prada**

Keywords: Generation, migration, Shale, TOC, kerogeno.

Description:

One of the most representative UPSTREAM processes in the hydrocarbon industry is the exploration, because it is at this stage that tests are carried out to determine the areas with the highest probability of obtaining hydrocarbons. Determining the amount of hydrocarbon in the reservoir to identify whether a project is economically feasible or not is critical at this stage. There are multiple methods for determining hydrocarbons in place, including simpler models such as mass balance to methods such as pressure tests that require a greater investment. A working methodology is proposed to determine the generation and migration of hydrocarbons. The methodology includes formation information such as kerogen and organic matter contained in the rock, also other properties of rock and fluids and the analysis of equations that model the Generation and migration processes. The objective is obtain an estimate of the hydrocarbon that was generated in the mother rock, the hydrocarbon that migrated towards a reservoir rock (conventional deposit) and the hydrocarbon that remained stored in the generating rock and is now an unconventional reservoir, Shale Gas. These deposits that are in a stage of development important for the hydrocarbons industry.

*Graduation Project

**Facultad de ingenierías Fisico-químicas. Escuela de ingeniería de Petróleos. Director: Ph.D. Zuly Calderón Carrillo. Codirector: Diego Armando Vargas.

Introducción

El siguiente trabajo es una revisión, recopilación y análisis de la información de los procesos de generación y migración de hidrocarburos de yacimientos de Shale gas, los cuales son tópicos fundamentales en cálculo de hidrocarburos in situ, con el fin de proponer una metodología alternativa a las existentes para la cuantificación de hidrocarburos en yacimientos tipo Shale.

En la primera parte del trabajo se presentan las generalidades de la generación y migración de hidrocarburos y las características más importantes de los yacimientos tipo Shale, con el fin de orientar al lector hacia el entendimiento de los fenómenos que ocurren en los procesos y su posterior análisis. Conceptos básicos como TOC, Kerógeno, Pirólisis, Reflectancia a la vitrinita, migración primaria y secundaria y los factores que afectan la migración, son tratados aquí.

Posteriormente, se tiene un capítulo dedicado al proceso de generación de hidrocarburos presentando información como parámetros orgánicos propios de cada tipo de kerógeno, cinética de reactividades, etapas de modelamiento, entre otros términos, los cuales representan un factor claves en el análisis del proceso de transformación de la materia orgánica en hidrocarburos. Este análisis es necesario para la obtención de la ventana de generación de hidrocarburos, uno de los principales objetivos de este trabajo.

El siguiente capítulo se enfoca en el proceso de migración de hidrocarburos, presentando conceptos básicos de algunos de los métodos de migración existentes y haciendo un extensivo análisis con el paso a paso de la formulación y solución de la ecuación del método de migración

objeto de este estudio: Flujo Darcy. Además incluye el proceso de obtención de cada uno de los términos presentes en la ecuación.

El capítulo de la metodología de trabajo se presenta en este libro como una guía para realizar la cuantificación de hidrocarburos presentes en un yacimiento tipo Shale, presentando el paso a paso en cada uno de los análisis (generación y migración) junto con los términos que necesariamente se deben conocer además de todos los términos y variables que incluye este estudio. Todo el trabajo se resume en la plantilla creada en Excel diseñada a partir del análisis realizado en los capítulos anteriores.

El último capítulo está dedicado a la aplicación de los modelos matemáticos analizados tanto en generación como en migración (Método Darcy), con valores reales de formaciones tipo Shale, también a la recolección y análisis de los resultados obtenidos en la plantilla Excel.

1. Objetivos

Objetivo general

Realizar un estudio del potencial de generación, migración e hidrocarburos que permanecen en yacimientos de Shale gas, usando modelos matemáticos.

Objetivos específicos

- Definir las propiedades y características de un yacimiento shale gas.
- Revisar y analizar los modelos de generación y migración de hidrocarburos, con el fin de establecer las correlaciones a usar
- Determinar la cantidad de hidrocarburos que se podrían generar en un yacimiento shale gas a partir de la cantidad de materia orgánica inicial.
- Evaluar los diferentes modelos de migración mediante datos de la literatura y establecer cuál presenta un mejor ajuste en la determinación de la cantidad de hidrocarburo contenido en el shale.
- Desarrollar una metodología para establecer la cantidad de hidrocarburo que migró o permaneció en la formación.

2. Generalidades

El objetivo de este trabajo es comprobar que los procesos de generación y migración de hidrocarburos ayudan a determinar la cantidad de petróleo y gas que se tendrá posteriormente en un yacimiento dado. Es necesario mencionar y definir algunos conceptos fundamentales involucrados en la generación y migración para el entendimiento de los fenómenos ocurridos en cada uno de los procesos, además del entendimiento de los análisis matemáticos desarrollados en los siguientes capítulos, los términos incluyen: TOC, Kerógeno, Índices de generación, Reflectancia a la vitrinita, términos implicados en el proceso de generación, también las definiciones de migración primaria, secundaria y los factores que determinan la migración, además de nombrar los métodos de cálculo existentes en la cuantificación de hidrocarburos en yacimiento.

2.1 TOC

El TOC (Total Organic Carbon) o COT (Carbono Orgánico Total) es la cantidad total de materia orgánica (kerógeno) presente en la roca y expresada en porcentaje en peso. Por lo general, cuanto mayor es el TOC, mayor es la probabilidad de que se hayan generado hidrocarburos (un rango apropiado sería un TOC del 1 al 8%) (Álvarez Pelegry & Suárez Diez, 2016, pág. 78). Este porcentaje mide la cantidad pero no la calidad del contenido de carbono orgánico existente en las muestras de sedimento o roca. Las lutitas contienen, por tanto, materia orgánica (kerógeno), que es la materia prima de los hidrocarburos. Con el tiempo, a medida que la roca envejece, (además de condiciones de presión y temperatura favorables) se van formando hidrocarburos que pueden migrar, como líquido o gas, a través de las fisuras y fracturas de las rocas o de las interconexiones

naturales entre los espacios porosos, hasta alcanzar la superficie terrestre o hasta quedar atrapados en estratos de roca impermeable. Las zonas porosas que hay debajo de estas «trampas» almacenan el hidrocarburo atrapado por estratos de roca confinante, normalmente areniscas o carbonatos (calizas o dolomías) (Álvarez Pelegry & Suárez Diez, 2016, pág. 78). Las rocas shale con rangos entre 2% a 10% de TOC son objetivos de exploración con gran potencial de generación de hidrocarburos. Sin embargo, las rocas que tienen valores de TOC por encima de 10%, no poseen la madurez necesaria para el desarrollo de un plan de explotación (Ver tabla 1) (Alexander, y otros, 2011, pág. 43).

Tabla 1.
Relación entre el TOC y el Potencial de recurso

Carbono Orgánico Total, % en Peso	Potencial de los Recursos
< 0,5	Muy pobre
0,5 a 1	Pobre
1 a 2	Relativamente bueno
2 a 4	Bueno
4 a 10	Muy bueno
> 10	Desconocido

Nota: Se evidencia los rangos de Carbono orgánico total en porcentaje peso con su correspondiente potencial de generación de hidrocarburos indicando valores aceptables a partir del 1%, por debajo de 0,5% la generación de hidrocarburos es casi nula y por encima de 10% es desconocida. Adaptado de Alexander et al. (2011) p.43.

2.2 Kerógeno

El término kerógeno es usado para designar el constituyente orgánico de las rocas sedimentarias que es insoluble en solventes acuosos alcalinos y en solventes orgánicos comunes. El kerógeno es la forma más importante de carbono orgánico en la tierra. Es mil veces más abundante que la suma del carbón y petróleo, y es 50 veces más abundante que el bitumen y otro petróleo disperso en rocas que no son almacén. En rocas no almacén muy antiguas como por ejemplo Shale o caliza de grano fino, el kerógeno representa usualmente de 80 a 99 % de la materia orgánica, siendo el resto bitumen (Tissot & Welte, 1985, pág. 152). Es posible clasificar el kerógeno en 4 tipos diferentes como muestra la tabla 2.

Tabla 2.
Clasificación del Kerógeno

Tipo de kerógeno	Material fuente	Ambiente de deposición general
I	Principalmente material algáceo	Ambiente lacustre
II	Principalmente material planctónico, con cierto aporte de material algáceo	Ambiente marino
III	Principalmente plantas superiores	Ambiente terrestre
IV	Material oxidado re-elaborado	Ambientes variados

Nota: Relación del tipo de kerógeno con la fuente principal de materia orgánica que lo generó y el ambiente en cual fue depositado. Adaptado de McCarthy et al. (2011) p.39.

2.2.1 Tipos de Kerógeno. El kerógeno Tipo I es generado predominantemente en ambientes lacustres y, en ciertos casos, ambientes marinos. Proviene de materia algácea, planctónica o de

otro tipo, que ha sido intensamente re-elaborada por la acción de bacterias y microorganismos que habitan en el sedimento. Rico en contenido de hidrógeno y bajo en contenido de oxígeno es potencialmente petrolífero, pero también puede producir gas, según su etapa de evolución en relación a la temperatura o en presencia de algunas bacterias puede generar gas biogénico. Responsables de menos del 3% de las reservas mundiales de petróleo y gas, los kerógenos Tipo I no son comunes. Un ejemplo de kerógeno Tipo I se encuentra en la formación Green River del oeste de EUA (McCarthy, y otros, 2011, pág. 39). El kerógeno tipo I genera principalmente aceite.

El kerógeno Tipo II es generado habitualmente en ambientes reductores, que existen en ambientes marinos de profundidad moderada. Este tipo de kerógeno proviene principalmente de restos de plancton re-elaborados por bacterias. Rico en contenido de hidrógeno y con bajo contenido de carbono, este kerógeno puede generar petróleo o gas al aumentar progresivamente la temperatura y el grado de maduración debido al aumento del enterramiento con el paso del tiempo (McCarthy, y otros, 2011, pág. 39). Un ejemplo conocido de kerógeno Tipo II es el grupo Villeta en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (Goncalves, y otros, 2001, pág. 33). Ciertos ambientes depositacionales favorecen el incremento de la incorporación de compuestos de azufre, lo que se traduce en una variación conocida como kerógeno Tipo II-S. Esta variación se observa en la formación Monterrey de California, o en la formación La Luna de Venezuela. La importancia de este tipo de kerógeno radica en el hecho de que la generación de petróleo comienza mucho antes y se considera que la causa es la existencia de reacciones cinéticas que involucran compuestos con azufre (McCarthy, y otros, 2011, pág. 39).

El kerógeno Tipo III proviene principalmente de restos vegetales terrestres, que han sido depositados en ambientes marinos o no marinos, someros a profundos. El kerógeno Tipo III posee menor contenido de hidrógeno y mayor contenido de oxígeno que los Tipos I o II, y en

consecuencia, tiende a generar gas seco. La mayoría de los carbones contiene kerógenos Tipo III (McCarthy et al., 2011, p.40). Un ejemplo de Kerógeno tipo III es la Formación Mirador en el Pie de Monte Llanero Colombiano (Goncalves, y otros, 2001, pág. 33).

El kerógeno Tipo IV es generado a partir de materia orgánica residual presente en sedimentos más antiguos, re-elaborados después de la erosión. Antes de la depositación final, el kerógeno Tipo IV puede haber sido alterado por procesos de meteorización sub-aérea, combustión u oxidación biológica en pantanos o suelos. Este tipo de kerógeno posee alto contenido de carbono y falta de hidrógeno. Se lo considera una forma de “carbono muerto,” prácticamente sin potencial para la generación de hidrocarburos (McCarthy, y otros, 2011, pág. 40).

Los tipos de kerógeno son químicamente clasificados de acuerdo a la abundancia de los elementos de carbón (C), hidrogeno (H) y oxigeno (O), (ver figura 1a, 1b y 1c). Las relaciones más comunes son H/C y O/C originalmente usadas en la clasificación del carbón maceral por Van Krevelen (1961) (Hantschel & Kauerauf, 2009, pág. 157).

Figura 1.

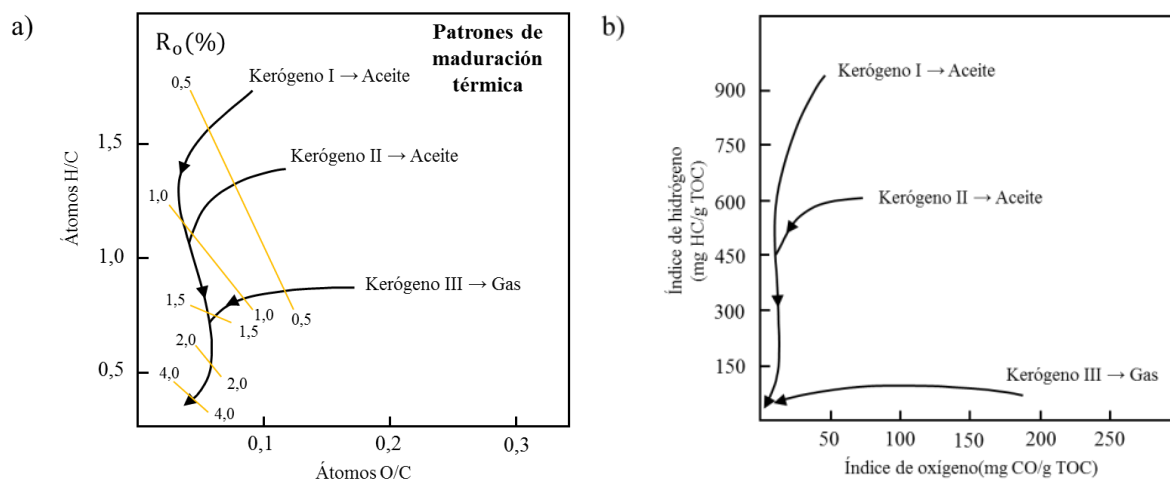


Figura 1. (Continuación)

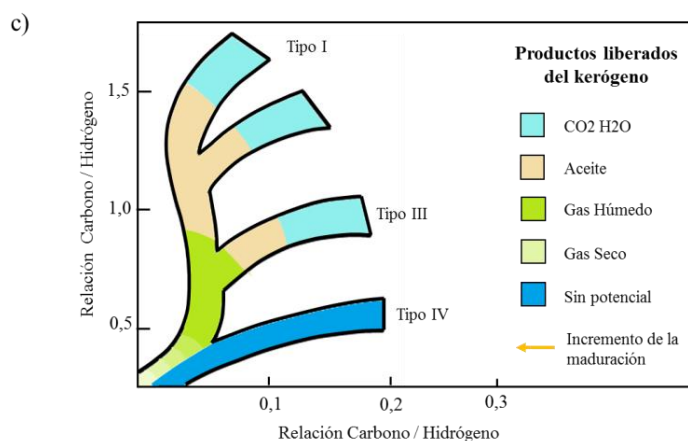


Figura 1. Caracterización del kerógeno por los diagramas de Van-Krevelen.

Nota: a) De acuerdo a la abundancia de los elementos en el kerógeno en relaciones H/C y O/C, b) De acuerdo a las cantidades generativas de hidrocarburo y CO₂, c) Relación carbón, oxígeno e hidrógeno obtenidos durante un análisis geoquímico. Figuras a y b Adaptadas de Hantschel y Kauerauf, (2009) p.157 y figura c, Adaptada de Juan y Rattia, 2012.

2.3 Índices de generación

Los índices de generación permiten determinar el estado de madurez y composición química de la materia orgánica, algunos de los más importantes se mencionan a continuación:

- El índice de hidrógeno, HI, se obtiene a partir de la relación entre el hidrógeno y el TOC. El HI es proporcional a la cantidad de hidrógeno contenido en el kerógeno y un HI alto indica un mayor potencial para la generación de petróleo. El tipo de kerógeno también puede inferirse de este índice (McCarthy, y otros, 2011, pág. 43).
- El índice de oxígeno, OI, se obtiene a partir de la relación entre CO₂ y el TOC. El OI se relaciona con la cantidad de oxígeno contenido en el kerógeno y es útil para el rastreo de la maduración o el tipo de kerógeno (McCarthy, y otros, 2011, pág. 43).

- El índice de producción, PI, se obtiene a partir de la relación existente entre los hidrocarburos generados durante la primera y la segunda etapas del proceso de pirolisis. Esta relación se utiliza para caracterizar la evolución de la materia orgánica porque el índice PI tiende a incrementarse gradualmente con la profundidad en una roca de grano fino. Además, tiende a incrementarse con la maduración de la roca generadora antes de la expulsión de los hidrocarburos, conforme los componentes térmicamente degradables del kerógeno se convierten en hidrocarburos libres (McCarthy, y otros, 2011, pág. 43).
- El potencial de petróleo representa la cantidad máxima de hidrocarburos que podría originar una roca generadora suficientemente madura; se define como la suma de S1 + S2 (Figura 2). Por consiguiente, da cuenta de la cantidad de hidrocarburos que ya ha generado la roca (S1) y de la cantidad que la roca podría seguir produciendo si el proceso de maduración continuara (S2). Se expresa como kilogramos de hidrocarburos por tonelada métrica de roca (McCarthy, y otros, 2011, pág. 43).

2.4 Pirólisis

La pirólisis se define como un proceso termoquímico mediante el cual el material orgánico de los subproductos sólidos se descompone por la acción del calor, en una atmósfera deficiente de oxígeno y se transforma en una mezcla líquida de hidrocarburos, gases combustibles, residuos secos de carbón y agua. Los sistemas pirolíticos que se han desarrollado se agrupan en dos categorías: pirólisis convencional y pirólisis a altas temperaturas. La pirolisis convencional puede efectuarse a baja temperatura, o a temperatura media. Los procesos a baja temperatura son hasta los 550°C, y se emplean para la producción de aceites y alquitranes; en tanto que los procesos de

temperatura media se llevan entre los 550°C a 800°C, con lo cual se obtiene la producción de metano e hidrocarburos superiores. La pirolisis a alta temperatura se efectúa a temperaturas superiores a los 800°C, con lo cual se logra la producción de gas con bajo poder calorífico (Lohri, Sweeney, & Rajabu, 2015, pág. 11).

El método de pirólisis de Rock Eval consiste en la descomposición de materia orgánica a través del calentamiento en una atmosfera inerte. El instituto Francais du Pétrole (IFP) desarrolló una técnica llamada Rock Eval Kevin donde una pequeña muestra es pulverizada, se calienta a temperaturas programadas y luego es enfriada. La técnica consiste en tres etapas A, B y C: en la etapa A, la muestra es calentada a una temperatura constante de 300°C durante aproximadamente 3 minutos; en la etapa B, la temperatura es aumentada gradualmente a 550-600°C. En la última etapa, C, la muestra se enfría la muestra progresivamente hasta volver a 300°C. El pico de hidrocarburos recuperado y medido durante las etapas A y B son conocidos como S1 y S2, respectivamente y son reportados en mgHC/g de roca. El CO₂ generado durante la etapa B entre 300 y 390°C es medido en la etapa C y nombrados como S3 (ver figura 2). La temperatura registrada cuando el caudal de hidrocarburo es mayor en la etapa B es conocida como temperatura máxima.

El último paso es calentar la muestra a temperaturas mayores a 400°C en presencia de oxígeno, CO₂ y CO. Estas medidas son asociadas directamente con el carbón residual presente en la muestra (Piedrahita & Aguilera, 2017, pág. 3).

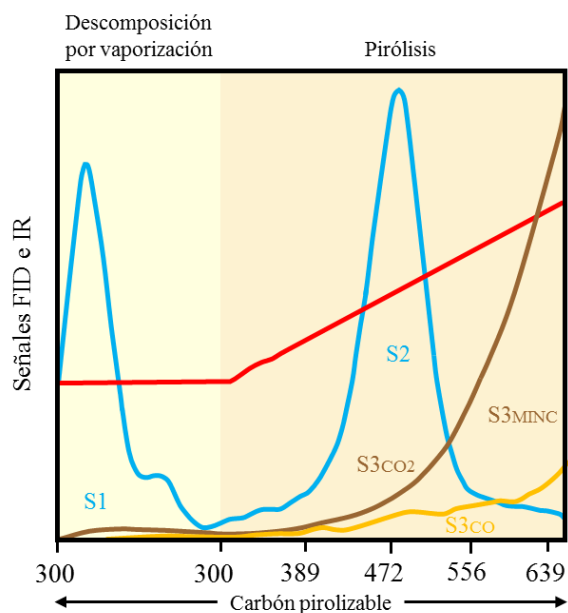


Figura 2. Resultados del proceso de Pirólisis

Nota: Los hidrocarburos libres se miden por el pico S1, y los hidrocarburos residuales, por el pico S2. El valor de temperatura máxima de 472°C corresponde a la temperatura registrada cuando se alcanzó el pico S2. También se muestran el CO, el CO₂ y los componentes del carbón mineral de la medición de S3. El contenido de CO₂ es proporcional a la cantidad de oxígeno presente en la materia orgánica y provee datos para el cálculo de un índice importante utilizado en la determinación de la madurez y el tipo de kerógeno. Adaptado de McCarthy et al., (2011), p.42.

2.5 Reflectancia a la vitrinita

La vitrinita, derivada de lignina, celulosa, y los taninos de plantas vasculares; es el mayor maceral del carbono, pero también se produce como partículas orgánicas dispersas en varias rocas sedimentarias, algunas de las cuales son rocas generadoras de petróleo. Con el incremento de la temperatura y la presión dentro la corteza terrestre, reacciones químicas irreversibles toman lugar. Este proceso es la maduración térmica o carbonización, el cual se divide en diagénesis, catagénesis y metagénesis. La mayor manifestación física del proceso de maduración es el incremento de la reflectancia de la vitrinita, causado por transformaciones químicas, como la aromatización del

kerógeno y la pérdida de hidrogeno. La reflectancia a la vitrinita es definida como la proporción de la luz incidente normal, reflejada por una superficie plana pulida de vitrinita, que cambia de acuerdo con el nivel de maduración (Mukhopadhyay & Dow, 1994, pág. 1).

La reflectividad (R) se mide mediante un microscopio provisto de una lente objetivo de inmersión en aceite y un fotómetro. Las mediciones de reflectancia de la vitrinita se calibran cuidadosamente en función de los estándares de reflectancia del vidrio o de los minerales, y las mediciones de la reflectancia representan el porcentaje de luz reflejada en el aceite (R_o) (Alexander et al., 2011, p.44). En la tabla 3 se muestran los valores de reflectancia a la vitrinita para una roca shale propuestos por Alexander, et al (2011).

Tabla 3. *Valoración de la madurez térmica*

Madurez Térmica	Valoración de la Roca
$\%R_o < 0,6$	Kerógeno inmaduro
$0,6 < \%R_o < 0,8$	Generación de aceite
$0,8 < \%R_o < 1,1$	Generación de gas húmedo
$1,1 < \%R_o < 1,5$	Presencia de gas con tendencia a la generación de petróleo
$\%R_o > 1,5$	Generación de gas seco

Nota: La tabla presenta los rangos de madurez térmica junto con la valoración de la roca clasificándola según su potencial generador según los diferentes tipos de yacimientos, aceite o/y gas, para rocas tipo Shale, según el autor. Adaptado de Alexander et al. (2011) p.44.

La importancia de la vitrinita radica en que su recristalización es irreversible, por tanto al ser llevada a superficie no cambia su estructura indicando con alta exactitud el grado de maduración de la materia orgánica, es por esto que es altamente usada para el análisis en generación de hidrocarburos. En la figura 3 se muestra un esquema de la escala de maduración térmica para la vitrinita según Ahnmed y Meehan (2016).

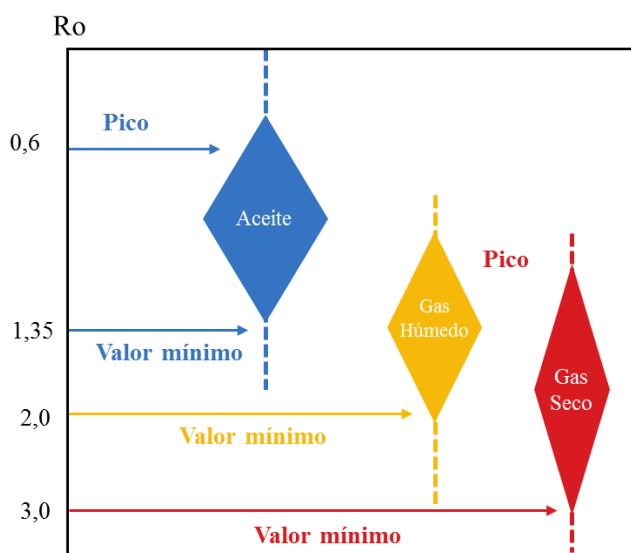


Figura 3. Escala de maduración térmica.

Nota: La figura muestra los valores correspondientes de reflectancia (Ro) según el tipo de fluido. Gas seco $Ro > 1\%$, Gas húmedo $0,5 < Ro < 2,1$, Petróleo $0,5 < Ro < 1,3$. Adaptado de Ahnmed y Meehan (2016) p.39.

2.6 Migración primaria

La migración primaria toma lugar en el enterramiento y compactación de las rocas fuentes (Shales) bajo un amplio rango de condiciones. Durante el enterramiento, la porosidad del Shale disminuye por la expulsión del agua y la saturación de aceite aumenta. Cuando la saturación del aceite está arriba de la saturación crítica, la permeabilidad relativa del aceite llega a ser mayor que cero y el

exceso de aceite es expulsado de la roca fuente. Los factores críticos que controlan el comportamiento de la saturación del aceite durante el enterramiento son: contenido de materia orgánica, compactación y tamaño de grano del Shale. La compactación determina la magnitud de la porosidad a la profundidad de generación del aceite. El contenido de materia orgánica determina la saturación inicial de aceite después que la generación está completa (Ozkaya, 1988, pág. 3).

2.6.1 Algunos factores importantes de la migración primaria.

- **Temperatura:** el incremento de la temperatura con la profundidad de enterramiento es una consecuencia de la transferencia de energía térmica desde el interior de la tierra hacia la superficie donde esta es disipada. Existen diferentes gradientes geotérmicos dependiendo de la conductividad termal promedio de la roca, condiciones de flujo de calor regional y movimiento del agua en el subsuelo. Las unidades de roca con conductividades termales pobres actúan como barreras al flujo de calor y causan un aumento de temperatura. Este fenómeno es observado en diapiros salinos, especialmente si están cubiertos por Shales (Tissot & Welte, 1985, págs. 296-298).
- **Presión:** Es otro parámetro físico que aumenta con la profundidad. La presión aumenta con el incremento del overburden. Esa carga gravitacional causa que los sedimentos se compacten y pierdan porosidad, esto es solo posible si una porción de fluido incompresible es expulsado permitiendo así el movimiento. Si existen capas sedimentarias de permeabilidad sumamente reducida y en caso de que la carga de gravedad continúe aumentando, el movimiento del fluido del poro debajo de tales capas impermeables queda inhibido. Como consecuencia, el fluido de poro queda confinado en el sedimento y se interrumpe o al menos retarda la compactación. En tales condiciones, las presiones hidrostáticas, previamente normales en el fluido de poro aumentan y el sedimento queda sobre-presionado. Finalmente, se alcanza la presión litostática

cuando el fluido de poro lleva toda la carga de la columna de sedimento suprayacente saturada con agua (Tissot & Welte, 1985, págs. 299-300).

- Compactación: La compactación en sedimentos resulta en un incremento en la densidad aparente y pérdida de porosidad con aumento en la presión efectiva, temperatura y tiempo. La tasa de compactación está gobernada por las propiedades del sedimento y por el caudal al cual el líquido en los poros puede ser expulsado. Porque la compactación causa flujo de fluidos a través de las rocas sedimentarias, es considerado como el factor más importante en la migración del petróleo (Tissot & Welte, 1985, pág. 301).
- Adsorción: es un fenómeno de superficie en el cual un fluido aumenta su concentración en la interface con un sólido (Murillo y Gómez, 2015, p.83). Moléculas de agua pueden ser adsorbidas por la superficie arcillosa. El agua unida a las superficies de arcilla tiene un mayor grado de ordenación y puede ser comparada con los cristales de hielo. El hielo tiene una estructura más abierta, y consecuentemente una densidad más baja que el agua líquida. Por lo tanto, el volumen específico de agua ligada a las arcillas debe ser mayor que el del agua libre en los poros (Tissot & Welte, 1985, pág. 307).
- Cambio en la composición química de los componentes del petróleo: Como consecuencia de la evolución del kerógeno bajo ciertas condiciones de temperatura y presión, una variedad de componentes del petróleo con diferentes estructuras son generados. Todos estos diferentes componentes pueden ser transportados por procesos de migración (Tissot & Welte, 1985, pág. 308).
- Tiempo y profundidad: La migración primaria ocurre durante la principal fase de generación de hidrocarburos, generalmente a profundidades entre 1500 y 3000 metros a 3500 metros, está

documentado que la mayoría de las acumulaciones pertenecen al Cenozoico, Mesozoico y Paleozoico (Tissot & Welte, 1985, pág. 327).

2.6.2 Mecanismos de migración primaria. El tipo de componentes del petróleo que son transportados durante la migración a través de los delgados poros y capilares de la roca fuente saturados con agua, varían desde metano (16), hasta asfáltenos (arriba de 5000). Consecuentemente, a presión y temperatura normal, estos componentes podrían ser gaseosos, líquidos o sólidos. El transporte de los constituyentes del petróleo puede ocurrir en diferentes maneras, dependiendo del estado de distribución en el ambiente de la roca fuente (Tissot & Welte, 1985, pág. 309).

A continuación se presenta de forma breve los mecanismos más importantes de la migración primaria:

- **Difusión:** el flujo de los constituyentes del petróleo por difusión es proporcional a su gradiente de concentración. La dirección del transporte neto debido a la difusión es de concentraciones más altas a más bajas o de regiones de mayor potencial químico a regiones de menor potencial químico. El transporte por difusión es también controlado por el tamaño molecular de la molécula difundida, entre menor sea la molécula, más fácil es la difusión. Por lo tanto este mecanismo es restringido a hidrocarburos gaseosos y otras especies moleculares con menos de diez átomos de carbono (Tissot & Welte, 1985, pág. 310).
- **Solución:** Puede ser expulsión de hidrocarburos en solución acuosa o en solución gaseosa. En el primer caso, el hidrocarburo disuelto en poros de agua migra en solución acuosa debido a cambios, como lo son: disminución de la presión y la temperatura, la partición a una fase de

gas-aceite o el incremento de la saturación de gas. Se puede ver afectado por el incremento de la salinidad, ya que así la solubilidad con un hidrocarburo se hace menor. Por otro lado, está la expulsión de hidrocarburos en solución gaseosa; el gas comprimido se puede disolver incrementando cantidades de hidrocarburos líquidos pesados mientras la presión y la temperatura aumentan, además se requiere de una fase de gas libre, lo cual ocurre solo cuando el volumen de gas excede en mucho a los hidrocarburos líquidos. La presencia de dióxido de carbono en una solución gaseosa disminuye la viscosidad del aceite, incrementando así su movilidad. Este mecanismo no se puede contar para que se formen grandes acumulaciones de hidrocarburo como las de Medio Oriente (Hunt, 1995).

- Expulsión de hidrocarburos en fase aceite: Ocurre en rocas generadoras muy ricas en materia orgánica, de buena calidad, a partir de la generación de hidrocarburos. La migración en fase aceite tiene que vencer a las presiones capilares de la roca que originalmente estaba mojada por agua (England et al, 1987). Existen dos grandes teorías sobre la migración de hidrocarburos en una sola fase de aceite: la expulsión en forma de gotas asociadas a poros de agua y la expulsión en una sola fase continua de tres dimensiones.
- Soluciones coloidales o micelares: Consiste en pequeñas partículas teniendo la misma estructura individual o formando arreglos de pequeñas moléculas de diferentes tipos, además, moléculas de alto peso molecular podrían tener el tamaño para caer en el rango de tamaño micelar. Las partículas coloidales pueden ser removidas de soluciones por procesos de filtración de membranas. La principal razón para abogar por soluciones de hidrocarburos micelares y coloidales como mecanismo de migración primaria es que parece ser la única manera de solubilizar hidrocarburos de petróleo insolubles en agua en soluciones acuosas de poros a temperaturas relativamente bajas (Tissot & Welte, 1985, pág. 311).

2.7 Migración Secundaria

La migración secundaria se define como el movimiento de los compuestos de petróleo a través de la roca almacén hasta los depósitos de hidrocarburos y se debe entender en términos de flujo de dos fases o tres fases. La migración secundaria termina en acumulaciones de hidrocarburos, pero eventos tectónicos tales como plegamientos o fallamientos pueden causar redistribución del llenado de las acumulaciones de aceite o gas y así iniciar una fase adicional de migración secundaria. Las acumulaciones generalmente ocurren en la estructura más alta disponible de una trampa. Esto es porque el aceite y el gas tienen menor densidad que el fluido acuoso en los poros y aumenta por boyanza a través de los poros saturados con agua. La terminación o continuación de la migración secundaria está determinada por la interacción entre las fuerzas conductoras que causan el movimiento de las gotas de hidrocarburos y las presiones capilares que resisten este movimiento (Tissot & Welte, 1985, pág. 341).

La dirección general de migración es conocida a ser vertical debido a la boyanza. Las características altamente permeables tales como las rocas almacén, o en una menor escala, una falla, pueden actuar como conductos del petróleo. Los caminos de transporte resultantes siguen estos conductos en dirección ascendente. Estructuras de baja permeabilidad y alta presión capilar pueden ser invadidas bajo una suficiente presurización de las fases de aceite, debido a fuerzas de flotación o boyanza asociadas con acumulaciones formadas en trampas.

Las cantidades residuales de hidrocarburos (HC) son inmóviles y "se pierden" a lo largo de los caminos de migración. La densidad y los cambios de composición de las fases del petróleo durante la migración son importantes. Simétricamente con una presión decreciente, la fase líquida pierde componentes ligeros y la fase vapor, componentes pesados. La densidad varía más con los cambios

de composición que con los cambios inmediatos de presión y temperatura. Los efectos de difusión son despreciables en la migración secundaria (Hantschel & Kauerauf, 2009, pág. 249).

2.7.1 Factores que afectan la migración secundaria

- Boyanza o flotabilidad: Bajo condiciones hidrostáticas, la flotabilidad es la principal fuerza motriz para la migración de hidrocarburos en fase continua. Cuando dos fluidos inmiscibles (hidrocarburo y agua) ocurren en una roca, se crea una fuerza de flotación debido a la diferencia de densidad entre la fase de hidrocarburo y la fase de agua. Cuanto mayor es la diferencia de densidad, mayor es la fuerza de flotación para una columna de hidrocarburos de longitud dada (siempre medida verticalmente). Para una columna de hidrocarburo estático continuo, la fuerza de flotación aumenta verticalmente hacia arriba a través de la columna (Schowalter, pág. 3).
- Presión capilar: La tensión interfacial entre dos fases inmiscibles (liquido-liquido o gas-liquido) puede ser visto como una fuerza que actúa en la interface para producir una diferencia de presión a través de las fases, a esto se le conoce como presión capilar. El trabajo realizado por la tensión interfacial resulta, por ejemplo, en un cambio en el área superficial de una gota de aceite cuando se sumerge en agua. La gota tiende a asumir la menor superficie posible, lo que idealmente es una esfera. La tensión interfacial entre aceite y agua resiste la distorsión de la gota esférica y retarda su paso a través de una garganta de poro con un diámetro menor que el tamaño de la gota. La presión capilar en los poros de las rocas son la causa del atrapamiento del hidrocarburo (Tissot & Welte, 1985, pág. 342).
- Hidrodinámica: Al pensar en los efectos de la hidrodinámica sobre la migración secundaria y sobre todo el atrapamiento de hidrocarburos de tipo estratigráfico, se debe considerar cómo

una condición hidrodinámica afectaría la fuerza motriz flotante de un filamento de hidrocarburo en el subsuelo. Las condiciones hidrodinámicas en el subsuelo cambian la fuerza de flotación, y por lo tanto el potencial de migración, para una columna de hidrocarburo de una altura dada (Schowalter, pág. 3).

2.8 Métodos convencionales para el cálculo de volumen de hidrocarburos in place

Los métodos más usados para cuantificar recursos y/o reservas de hidrocarburos son:

- Ecuación de balance de materia
- Método volumétrico
- Curvas de declinación de la producción
- Simulación numérica y/o matemática de yacimientos

2.8.1 Ecuación de Balance de materia. El balance de materia enfocado a la ingeniería de yacimientos, permite la estimación de volúmenes originales de aceite y gas. Los métodos de balance de materia proveen una simple, pero efectiva alternativa a los métodos volumétricos para la estimación, no solamente de la reserva original de gas del yacimiento, sino en cualquier etapa de explotación del yacimiento. Cuando fluidos son retirados de un yacimiento de petróleo, el espacio dejado atrás es llenado parcialmente por la expansión de fluidos remanentes y roca, y parcialmente por el influjo de agua proveniente de un acuífero (si este existe). Este concepto es aplicado en la ecuación de balance de materiales (Tehrani, 1971, pág. 1).

La ecuación de balance de materia es simplemente una derivación del principio de conservación de masa:

$$[masa\ de\ hidrocarburos\ original] = [masa\ de\ hidrocarburos\ remanente] + [masa\ de\ hidrocarburos\ producida]$$

Es posible aplicar este método cuando los datos geológicos, de producción y de laboratorio son disponibles. Más específicamente los datos geológicos deben estar disponibles para permitir la estimación del tamaño relativo de la capa de gas y la zona de aceite. Es importante conocer también el tipo de mecanismo de empuje que posee el yacimiento, pues el no incluir esta información conlleva a obtener errores e inmensa incertidumbre en los resultados. Una vez que el mecanismo de empuje predominante ha sido identificado, es posible realizar el correcto graficado de las funciones de balance de materia para estimar el volumen original de hidrocarburo del yacimiento. Havlena y Odeh en su trabajo presentaron la ecuación de balance de materiales que hoy día es usada aún para el cálculo de hidrocarburos (Craft & Hawkins, 1991, pág. 18).

$$N_p[B_l + (R_p - R_{soi})B_g] + B_w W_p - W_l - G_l B_{lg} \\ = N \left[(B_t - B_{ti}) + B_{ti}(1 + m) \left(\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta \bar{p} + \frac{m B_{tl}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) \right] + W_e$$

Este método tiene diversas consideraciones dependiendo el caso que se esté analizando, como por ejemplo para yacimientos de gas, de aceite saturado o de aceite bajo saturado, los cuales podrían tener o no entrada de agua. Al haber diferentes casos, se requiere aplicar ecuaciones específicas para cada caso, por lo que una vez conocido el tipo de yacimiento, se deberá seleccionar el tipo de ecuación para su aplicación.

2.8.2 Método Volumétrico. Es un método determinístico el cual no calcula reservas, sino está asociado a la determinación de los hidrocarburos originales en sitio (petróleo original en sitio POES, gas original en sitio GOES, condensado original en sitio COES), con base en el modelo geológico que geométricamente describe el yacimiento y a las propiedades de la roca y de los fluidos. Es el método más usado para el cálculo de hidrocarburos in place en yacimientos nuevos, pues la cantidad de datos requeridos para realizar la estimación es relativamente poca, sin embargo, el método posteriormente tiene que ser complementado mediante mayor cantidad de datos que serán obtenidos durante el desarrollo del campo.

Los cálculos volumétricos de hidrocarburos en yacimientos constan de la determinación del volumen de roca almacenadora de hidrocarburos a partir del espesor y del área, determinar la porosidad promedio, determinar el porcentaje de volumen de hidrocarburos (saturaciones de fluidos) y corregir el volumen de hidrocarburos a condiciones de superficie (factores volumétricos) (Garb, 1985, pág. 378).

2.8.3 Curvas de declinación de la producción. Esta es una de las herramientas más antiguas y usadas en la ingeniería de petróleos. Casi todos los análisis de curvas de declinación están basados en la ecuación empírica caudal-tiempo dada por Arps en 1945.

$$\frac{q(t)}{q_i} = \frac{1}{[1 + bD_i t]^{1/b}}$$

Donde D_i es el gasto de declinación inicial, (1/días). Dependiendo de los valores del exponente de declinación b , hay tres formas diferentes de la ecuación: Exponencial, armónica e hiperbólica como se muestra en la figura 4. Estas formas de las curvas ayudan a identificar el tipo de declinación para un pozo (Fetkovich, pág. 2). El prerequisite de las curvas de declinación de Arps

es el establecimiento de una tendencia de declinación después de cierto período de producción. Esto limita la aplicación del método en diferentes etapas de la producción.

La base del análisis de las curvas de declinación es el ajuste de los historiales de producción con un modelo. Asumiendo que la producción futura sigue una tendencia, podemos usar ese modelo para estimar el volumen de gas original y predecir las reservas de gas a una presión de abandono o índice económico de producción. Este método no es apropiado en la vida temprana del yacimiento pues es necesario establecer alguna tendencia en la producción (Martínez & Valdez, 2011, pág. 77).

Las curvas de declinación pueden ser caracterizadas por tres factores: Tasa de producción inicial o tasa a cualquier tiempo, curvatura de declinación y Tasa de declinación.

La curva de declinación exponencial es la curva más usada, el cambio de la producción por unidad de tiempo es un porcentaje constante de la tasa de producción. Para la estimación de las reservas es la más conservadora, es una línea recta en papel semilog. La curva de tasa acumulativa es una línea recta en papel de coordenadas regulares. En cualquier caso, la tangente del ángulo de pendiente es igual a la fracción de disminución nominal.

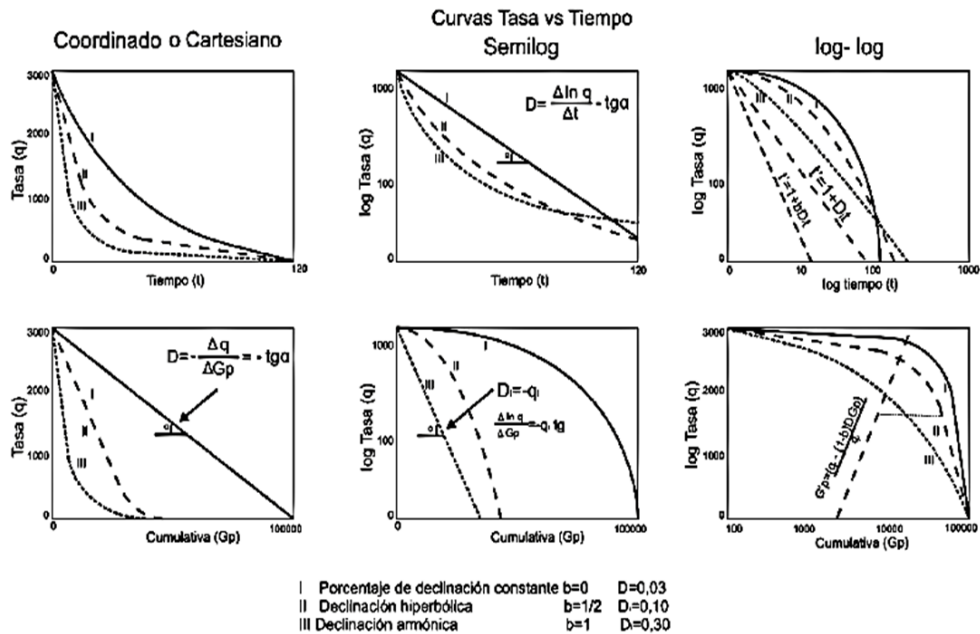


Figura 4. Curvas de declinación de la producción.

Nota: Tres tipos de curvas de declinación de la producción comúnmente han sido reconocidas, exponencial, hiperbólica y armónica. La gráfica presenta esas relaciones junto con la apariencia de la curva para las gráficas de tasa de tiempo y de tasa acumulativa para los tres tipos de curvas cuando se representan gráficamente en papel de coordenadas regular, semilog y log-log. Adaptado de Garb (1985) p.384.

En el caso de la curva de declive del tipo hiperbólico, la relación tasa-tiempo, así como la relación tasa-acumulación, requiere el desplazamiento en el papel de diario para producir una línea recta. Debido a que las curvas de declinación hiperbólica se aproximan asintóticamente a una línea horizontal, la extrapolación muy larga de curvas hiperbólicas puede resultar en proyecciones optimistas. Es la más común para pozos que producen por depleción natural.

Declinación armónica: Es un caso específico de la declinación hiperbólica, donde la potencia del fraccionario equivale a uno. Para el cálculo de reservas no es muy utilizada pues los resultados son muy optimistas (Garb, 1985, pág. 381).

2.8.4 Simulación numérica. Consiste en la utilización de modelos matemáticos que simulan los procesos que tienen lugar en el medio poroso durante la producción del yacimiento. Se basa en la disgregación del yacimiento en un número de bloques, lo cual permite considerar sus heterogeneidades y predecir su comportamiento. La validez de este método requiere de una buena definición geológica del yacimiento y de las características de sus fluidos (Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, 2005, pág. 17).

De esta manera, la Simulación Numérica de Yacimientos (SNY) combina física, matemáticas e ingeniería de yacimientos, para obtener algoritmos que deben ser programados, para desarrollar una herramienta que sea capaz de predecir el comportamiento de un yacimiento de hidrocarburos bajo diferentes condiciones de explotación. Coats (1969) define a un simulador numérico como un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales, que expresan la conservación de masa y/o energía, ecuaciones de estado y una ecuación de momento. Un estudio de Simulación integra lo siguiente: geología, geofísica, petrofísica, perforación, producción, ingeniería de yacimientos, instalaciones superficiales, y restricciones legales y comerciales; por lo tanto, este estudio necesita una considerable cantidad de información y tiempo para predecir el comportamiento del yacimiento (Arana, Trujillo, & Sánchez, pág. 23). Una vez que se ha preparado una representación de depósito en la forma de elemento individual, el modelo de simulación numérica ejecuta para cada una de una serie de tiempos una recopilación de ecuaciones de equilibrio de material para todos los bloques hasta que los efectos dinámicos del movimiento de fluido causados por la producción o inyección en uno o más bloques, está equilibrada. Estas ejecuciones se realizan del yacimiento en general y para cada pozo de producción considerado por el modelo.

Los simuladores numéricos frecuentemente se ejecutan para dos o tres dimensiones en el espacio y para una, dos o tres fases de fluidos del reservorio. Los simuladores generalmente se

clasifican de acuerdo al tipo de reservorio que están diseñados para simular. Pueden dividirse generalmente en tres clasificaciones: (1) simuladores de yacimiento de gas, (2) simuladores de yacimiento de aceite negro, (3) simuladores de yacimiento de composición (Garb, 1985, pág. 379).

3. Yacimientos tipo Shale

El término "Shale" sugiere una estructura laminar y fisiónable presente en ciertas rocas. Por otro lado, también se refiere a las rocas de grano fino, detríticas, compuestas de limos y arcillas. Son rocas de grano fino, aunque también pueden ser masas de barro o mudstone, que no tienen propiedades fisiónables. En la terminología petrofísica, Shale ha sido utilizado genéricamente para distinguir componentes clásticos medios a gruesos como la arena y los conglomerados, de elementos más finos como limos y arcillas que a menudo constituyen la matriz de las rocas, independiente de su textura; los esquistos que forman laminas inter-estratificadas con areniscas también se consideran Shale, como son las que están presentes en los nódulos que forman parte de la matriz de roca dentro del espacio de poro intersticial (Glorioso & Rattia, 2012, pág. 2).

El Shale o roca de esquisto es una formación sedimentaria que en algunos casos contiene gas y petróleo. Un yacimiento tipo Shale se comporta como roca fuente, roca almacén y sello al mismo tiempo. La característica definitoria del Shale es que no tiene la suficiente permeabilidad para que el petróleo y el gas puedan ser extraídos con los métodos convencionales, lo cual hace necesario la aplicación de nuevas tecnologías (Barreriro & Masarik, 2011). Un ejemplo de estas nuevas tecnologías es la perforación horizontal, ver figura 5.

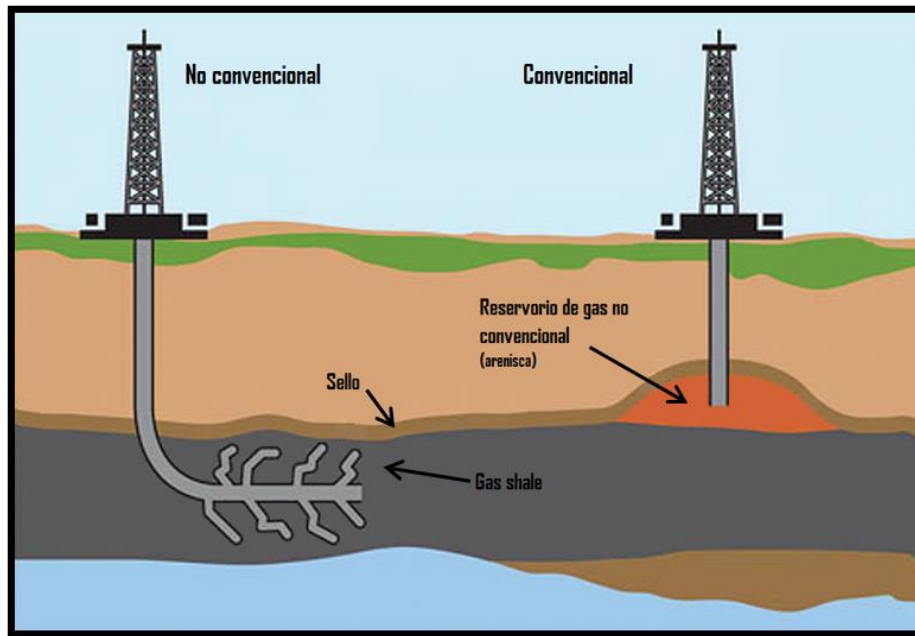


Figura 5. Proceso de perforación para un yacimiento no convencional y uno convencional.

Nota: Los yacimientos convencionales están formados por arenas porosas y permeables lo que hace fácil su extracción, mientras que los yacimientos tipo Shale no poseen estas características haciendo difícil la extracción de hidrocarburos y por ende la necesidad de aplicar nuevas tecnologías. Adaptado de Pérez (2013).

Se pueden encontrar acumulaciones de Shale gas en numerosas formaciones, desde el Cámbrico al Cenozoico 3, que han dado origen a yacimientos cuyas propiedades son distintas en función de la evolución geológica. Los yacimientos de Shale gas se caracterizan por unos índices de porosidad y permeabilidad muy bajos (ver tabla 5). El mineral de Shale está compuesto por cristales planos que se apilan unos sobre otros. Cuando las arcillas se depositan inicialmente, tienen un contenido de agua del 70-80%. A medida que esta agua es expulsada durante la diagénesis, los cristales planos se van compactando. Las lutitas contienen poros diminutos conectados por pequeños conductos y ha de pasar mucho tiempo para que la presión pueda expulsar el agua y el petróleo que se produce dentro de la roca madre (Álvarez & Suárez, 2016).

3.1 Características del Gas Shale

El Shale es la roca sedimentaria más común con el potencial para ser un yacimiento de gas económico; en contraste, éste es relativamente raro. Las rocas tipo Shale deben tener el volumen, tipo de materia orgánica requeridos, y la historia térmica adecuada para generar hidrocarburos, especialmente gas (Lewis & Ingraham, 2004).

El hidrocarburo generado en este tipo de sistemas no migra sino que permanece almacenado en los microporos y las fracturas de baja permeabilidad presentes en la roca fuente. Debido a la baja permeabilidad matricial (0,1–10 microdarcys), es necesario una extensa red de fracturas naturales o artificiales, para mover el hidrocarburo hacia los pozos (Mader, 1989, pág. 463). Esta puede ser la razón por la cual no está muy bien especificada la migración de gas. Inicialmente migra parte del aceite que se está generando pero cuando se compacta la formación se expulsa el agua de las láminas de Shale y mientras tanto se forma el gas, este gas generado ya no puede migrar y se da origen al Shale gas.

A continuación se presentan las características más importantes en la caracterización de un yacimiento Shale gas.

3.1.1 Porosidad. Existen tres componentes en la porosidad total de un Shale. En primer lugar, está la porosidad dentro de fracturas naturales, que proporcionan conductos de flujo al pozo, quizás a través de fracturas inducidas. En segundo lugar, está la porosidad intergranular, la cual contiene agua enlazada electroquímicamente, agua con capilaridad y fluidos libres que en su mayor parte se supone que comprenden gas. La porosidad intergranular no es cero en el sistema de porosidad

efectiva, solo si el Shale no es electroquímica y composicionalmente perfecto: es siempre distinto de cero en el sistema de porosidad total. En tercer lugar está la porosidad asociada con el contenido orgánico. Esta "porosidad orgánica" se encuentra muy por debajo del rango de microporosidad. Los rangos de porosidad para el Shale pueden variar entre 0,5 a 5 % (Sanders, 1998, pág. 381).

3.1.2 TOC. Como se mencionó anteriormente (ver tabla 1), Alexander et al. (2001) relaciona la cantidad de TOC en la roca con el potencial de generación de recursos para un shale. Los shales con rangos entre 2% a 10% de TOC son objetivos de exploración, por su gran potencial de generación de hidrocarburos. Sin embargo, las rocas que tienen valores de TOC por encima de 10%, no poseen la madurez necesaria para el desarrollo de un plan de explotación. Soliman et al (2012) propone que un yacimiento de Gas Shale contiene entre 3 y 10% de carbono orgánico total. Los valores de TOC pueden variar ampliamente a través de la sección de un yacimiento (Soliman, 2012).

3.1.3 Reflectancia a la vitrinita. Identifica el historial térmico de una roca sedimentaria. Una madurez térmica entre 0,5% - 1%*Ro* quiere decir que la roca está en el inicio de la generación de hidrocarburos y que el Shale tiene una baja madurez. Por otro lado, se ha evidenciado que la generación de aceite ocurre dentro del rango de reflectancia de 0,85% a 1,1%. Un valor entre 1% - 1,8% reflejará grandes tasas de flujo de gas (Schein, Gary, & Mack).

3.1.4 Permeabilidad. Esta característica no permite el flujo de los hidrocarburos a caudales económicamente atractivos, por lo cual es necesario estimularlos de manera hidráulica para generar canales de alta permeabilidad que posibiliten la extracción. (Yacimientos Petrolíferos

Fiscales, YPF, pág. 5). Es una de las propiedades más difíciles de cuantificar. Tiene un rango de 0,001 a 0,0000001 mD. Es una función de la porosidad efectiva, saturación del hidrocarburo y de la mineralogía (Alexander, y otros, 2011, pág. 45).

3.1.5 Mineralogía. El Shale puede ser una compleja mezcla de minerales. Las muestras de roca proporcionan una amplia información sobre la geoquímica y mineralogía, pero está limitada a la locación específica en donde la muestra fue retirada. La mineralogía es frecuentemente determinada de datos petrofísicos adquiridos de herramientas de registros (Alexander, y otros, 2011, pág. 45). Las rocas formadas por grano muy fino reciben el nombre de pelitas o fangocitas. El limo y la arcilla representan al menos el 50% del material que las componen. Cuando están poco consolidadas reciben el nombre de lutitas, estos son generalmente limo y arcilla (Correa & Salazar, 2013).

3.1.6 Registros. La Figura 6 es un registro de un gas Shale que recubre un Shale convencional. Exhibe una respuesta típica del registro de Shale gas con alta actividad de rayos gamma, alta resistividad y baja densidad aparente. Esta respuesta logarítmica característica es función de la alta concentración de kerógeno, el material orgánico insoluble dentro del Shale. Como se observa en la tabla 4, el kerógeno crea un ambiente reductor que conduce a la precipitación del uranio, lo que resulta en una alta actividad de rayos gamma; aunque esta actividad de rayos gamma es bastante variable debido a las diferencias en pH, temperatura y presión. Además, la resistividad en el gas Shale es alta debido a las bajas saturaciones de agua, generalmente irreducibles, resultantes de la expulsión de hidrocarburos (Rick Lewis, 2004)

3.1.7 Volumen y capacidad de gas. El gas en sitio de los yacimientos tipo Shale se encuentra almacenado como gas libre en la porosidad primaria, en la red de fracturas naturales que hacen parte de la porosidad secundaria y como gas adsorbido en la superficie del kerógeno. De la suma del gas libre y el gas adsorbido se puede determinar el gas original en sitio. Dependiendo de la presión inicial del yacimiento, como el gas libre es producido y la presión de poro cae, el gas adsorbido será liberado de la superficie del kerógeno (Alexander, y otros, 2011, pág. 44).

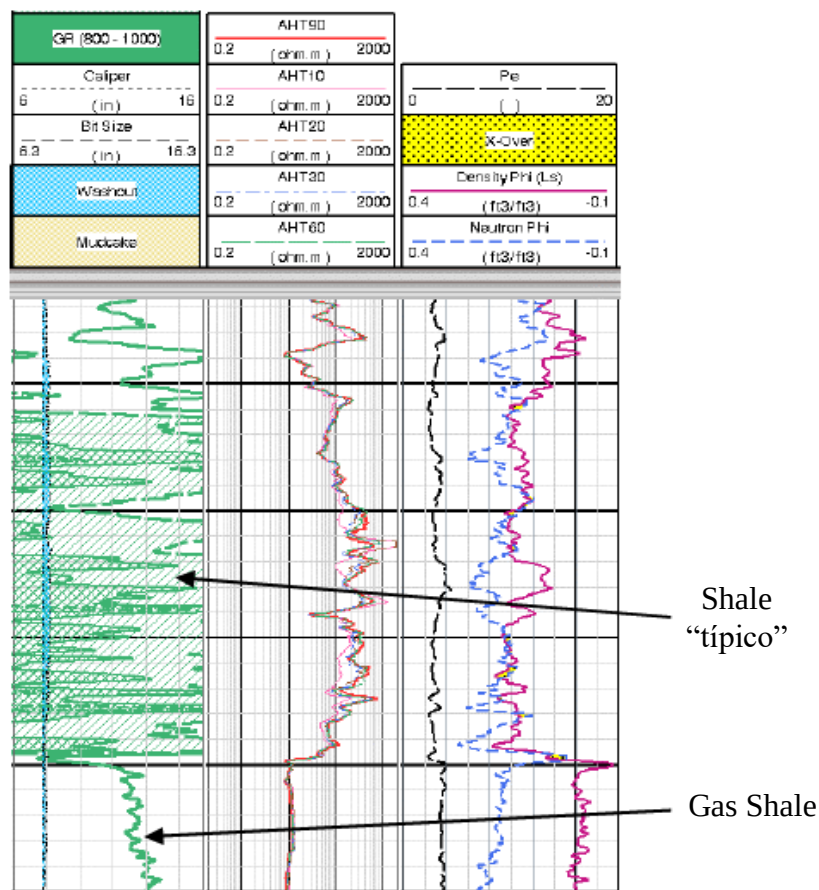


Figura 6. Registro de un Shale gas.

Nota: Registro de la Formación Devoniana Mississippian Woodford de Oklahoma, (ha generado el 8% de las reservas originales de petróleo del mundo) mostrando un comportamiento típico de un Shale. La respuesta logarítmica característica es función de la alta concentración de kerógeno. Adaptado de Lewis, Ingraham y Percy (2004) p.6.

Tabla 4.

Propiedades petrofísicas del Kerógeno contenido en el Shale

Propiedades petrofísicas	
Density	1,0 – 1,1 g/cm ³
U	0,18 – 0,24
Neutron	50 – 65 pu
Gamma Ray	500 – 4000 °API
Sónico	160 µs/ft

Nota: La tabla presenta un rango de valores para las propiedades petrofísicas del Shale a partir de los registros realizados a un Shale gas. Adaptado de Lewis, Ingraham y Pearcy (2004) p.7.

Se resumen algunas propiedades del Shale gas en la siguiente tabla 5:

Tabla 5.

Resumen de las propiedades de un Shale gas

Característica	Rango	Unidades
Porosidad	0,5-5	%
TOC	3-10	% peso
Reflectancia a la vitrinita	Hay diferentes rangos según el estado de madurez. (ver tabla 3)	%
Permeabilidad	0,001-0,0000001	mD

Nota: La tabla 5 es un resumen de las propiedades (mencionadas anteriormente) que caracterizan a un yacimiento tipo Shale, mostrando los valores bajos de porosidad y permeabilidad.

3.2 Yacimientos Shale en el mundo

Los recursos del Shale son conocidos desde principios del siglo XX, pero hasta hace algunas décadas no existía la tecnología para extraerlos. A comienzos de los 70, por iniciativa del gobierno de EE.UU., se asocian operadores privados, el Departamento de Energía de EE.UU. y el Gas

Research Institute para potenciar el desarrollo de tecnologías que permitan la producción comercial de gas de formaciones de Shale. Esta asociación posibilitó el desarrollo de las tecnologías que son cruciales para la producción de Shale gas (Yacimientos Petrolíferos Fiscales, YPF).

La Evaluación de los Recursos Mundiales de Shale gas y Shale oil, realizada por Advanced Resources International, Inc. (ARI) para la Administración de Información de Energía (EIA) del Departamento de Energía de Estados Unidos, evalúa los recursos de Shale gas y Shale oil en 26 regiones, conteniendo 41 países, figura 7.

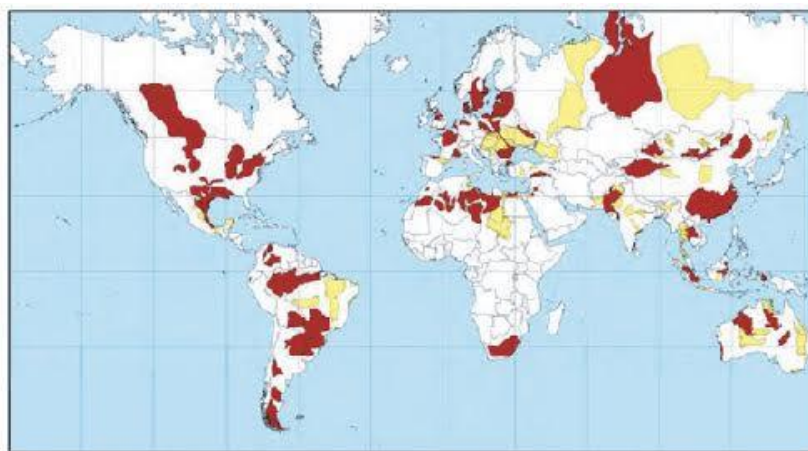


Figura 7. Cuencas evaluadas de Shale gas y Shale oil en el mundo por ARI.

Nota: La figura muestra en el mapa las zonas que fueron evaluadas. 137 formaciones de Shale, 95 cuencas en 41 países diferentes. Las zonas rojas son los lugares en los que se cuentan recursos estimados, mientras que en las zonas amarillas no hay recursos estimados. Adaptado de EIA/ARI, 2013, p.1.

Como ya se ha mencionado anteriormente, el rol que desempeñan los yacimientos tipo Shale en la actualidad es de vital importancia para el abastecimiento de la energía mundial, por lo tanto, es fundamental tener un conocimiento de los recursos con los que se cuenta. En el trabajo recopilado por EIA/ARI, 2013, se presenta la cantidad de formaciones tipo Shale por continente y país (ver tabla 6).

Tabla 6.
Número de formaciones de Shale por país y continente

Continente	Región	Nº Países	Nº Cuencas	Nº Formaciones Shale
Norte América	Canadá	1	12	13
	México	1	5	8
	Subtotal	2	17	21
Australia	Australia	1	6	11
Sur América	Norte de Sur América	2	3	3
	Argentina	1	4	6
	Brasil	1	3	3
	Otros Sur	4	3	4
	subtotal	8	13	16
Europa Oriental	Polonia	3	5	5
	Rusia	1	1	2
	Otros	3	3	4
	Subtotal	7	9	11
Europa Occidental	Reino Unido	1	2	2
	España	1	1	1
	Otros	5	5	10
	Subtotal	7	8	13
Europa	Total	14	17	24
África	Marruecos	3	2	2
	Algeria	1	7	11
	Túnez	1	1	2
	Libia	1	3	5
	Egipto	1	4	4
	Sur África	1	1	3
	Subtotal	8	18	27
Asia	China	1	7	18
	Mongolia	1	2	2
	Tailandia	1	1	1
	Indonesia	1	5	7
	India/Pakistán	2	5	6
	Jordán	1	2	2
	Turquía	1	2	2
	Subtotal	8	24	38
Total		41	95	137

Nota: La tabla anterior es la recopilación de las formaciones evaluadas por ARI, en el mundo, esto incluye 137 formaciones, 95 cuencas en 41 países. No se incluye Estados Unidos. Adaptado de EIA/ARI, 2013, p.2.

En general, para los 41 países evaluados en el estudio EIA / ARI, se identificó un total aproximado de Shale gas in-place de 31,138 Tcf. De este total, aproximadamente 6,634 Tcf se considera el recurso de Shale gas y técnicamente recuperable, (sin incluir a Estados Unidos). La adición del recurso de Shale gas de los Estados Unidos aumenta los recursos in-place evaluados y los recursos técnicamente recuperables del mundo a 35.782 Tcf y 7.795 Tcf, respectivamente (EIA/ARI, 2013, pág. 4).

3.2.1 Shale plays de Estados Unidos. Complementando la información anterior, donde no se analizó Estados Unidos de América (EE.UU.), La producción de gas natural en este país alcanzó su total más alto registrado en 2015. El aumento en la producción fue principalmente el resultado de perforación horizontal y técnicas de fracturación hidráulica, especialmente en Shale, areniscas, carbonatos y otras formaciones geológicas. En 2015, la producción de gas natural seco en los Estados Unidos fue igual a aproximadamente el 99% del consumo de gas natural de Estados Unidos. Cinco estados representaron aproximadamente el 65% de la producción total de gas natural seco en los Estados Unidos en 2015: Texas (26%), Pennsylvania (18%), Oklahoma (9%), Wyoming (6%) y Louisiana (6%) (U:S Energy Information Administration, s.f.).

En la tabla 7 se presenta el resumen de las formaciones más representativas de Shale en Estados Unidos; es importante destacar que algunos de las formaciones analizados en la tabla 7 son las más representativos del mundo, por esto requieren un análisis detallado, tal como se presenta en dicha tabla.

Tabla 7.
Características de Shale plays en Estados Unidos

Formación	Marcellus	Eagle Ford	Bakken	Barnett
Edad	Devónico medio	Cretácico	Devónico-carbonífero temprano	Mississippian
Área aproximada (acres)	15.000.000	3.000.000	192.000.000	3.200.000
Cuenca	Appalachian	Appalachian	Williston	Fort Worth
Composición Mineralogía	cuarzo 38% calcita 14% dolomita 3% arcilla 40% otros 5%	cuarzo 3% calcita 77% dolomita 2% pirita 6% arcilla 8% otros 4%	cuarzo 51% calcita 3% dolomita 30% arcilla 14% otros 2%	cuarzo 59% calcita 12% dolomita 1% pirita 3% arcilla 21% otros 4%
Porosidad (%)	4-10 1	4-10 10	4-8 10	4-8 10
Permeabilidad (μd)	0,2-0,9	1-1,5	<100	0,05-2
Espesor (Pies)	50-300	100-330	23 (Superior), 85 (medio) y 50 (Inferior)	100-600
TOC (%)	3-12	2-9	5-10	4-8
Profundidad promedio (Pies)	3.300 – 8.800	5.500-14.400	10.000-12.000	6.500-8.500
Gradiente de presión (Psi/pie)	0,4-0,6	0,4 – 0,65	0,5-0,7	0,52
Tipo de hidrocarburo	Gas Condensado	Gas seco, Gas húmedo/condensado y petróleo con un API entre 33° y 50°.	Gas condensado Petróleo con un API promedio entre 39-46°	Gas seco y Gas húmedo
TRR	410 Tcf	3,35MM Barriles 21Tcf de gas	4MMM Barriles 1,85 Tcf	43 Tcf
Temperatura (°F)	110-160 3	170-231	158-280	205
Tipo de kerógeno	I,II y III	I y II	I y II	I, II y III
Ro (%)	0,8 – 3	0,68 – 1,5	N/A	0,6 – 1,6

Nota: La tabla presenta las características de los Shale plays más representativos de Estados Unidos: Marcellus, Eagle Ford, Bakken, Barnett y Haynesville. Adaptado de Rengifo, Calderón y Pérez, 2015, p.4.

3.2.2 Formaciones tipo Shale en Colombia. Colombia tiene grandes recursos prospectivos de Shale gas y Shale oil en tres cuencas sedimentarias: La cuenca del Valle Medio del Magdalena, cuenca de los Llanos Orientales y la cuenca del Catatumbo (Ver figura 8). Las formaciones de interés (Formación La luna, localizada en las cuencas del VMM y Catatumbo y la formación Gachetá ubicada en la cuenca de los Llanos Orientales) en cada una de estas cuencas son shales Cretáceos ricos orgánicamente y similares en edad geológica a los shales Eagle Ford y Niobara en Estados Unidos.

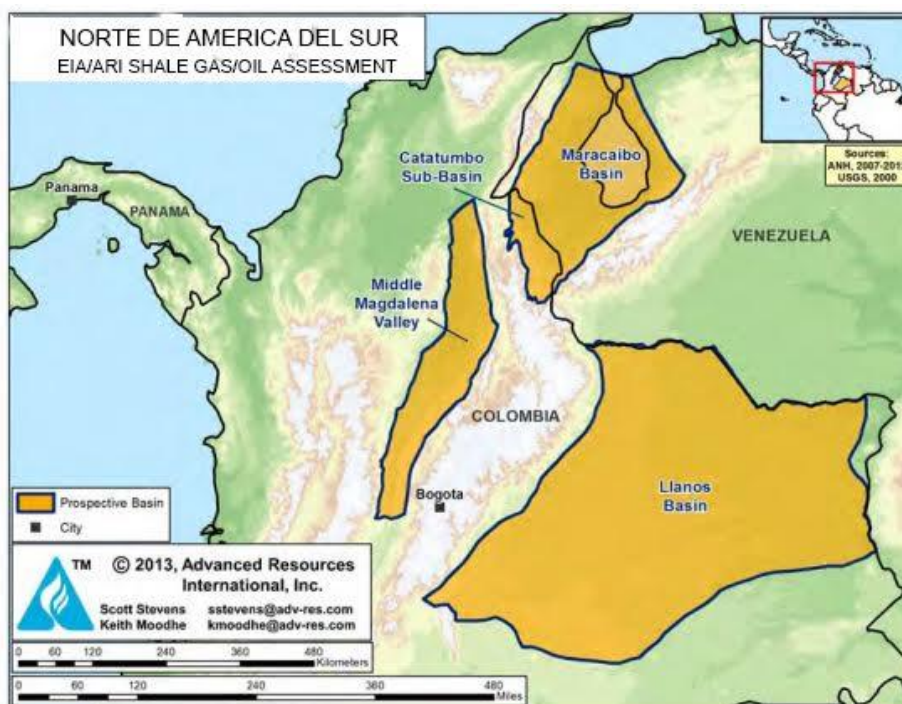


Figura 8. Cuencas con recursos potenciales de Shale gas y Shale oil en Colombia

Nota: Colombia cuenta con tres cuencas con recursos potenciales de Shale gas y Shale oil: Valle Medio del Magdalena, Llanos Orientales y Catatumbo. Adaptado de EIA/ARI, (2013), p.III-50.

Tabla 8.

Características de las formaciones La Luna y Tablazo en el VMM

Formación	La Luna		Tablazo
	Miembro Salada	Miembro Galembo	
EDAD	Cretácico superior		Cretácico superior
Área aproximada (acres)	1'529.600		128.000
Cuenca	VMM		VMM
Composición mineralógica	Cuarzo 62% Carbonatos 25% Arcilla 13%		Cuarzo 42% Carbonatos 28% Arcilla 30%
Porosidad (%)	8,3 +/- 0,023	8,69% +/- 0,037	9,34+/- 0,034
	8,27+ / -3,54	6,89 +/- 2,9	6,79+/-2,133
Permeabilidad (μd)	17	4,3	0,4-340
Espesor (Pies)	650-900	900-1.700	600-700
TOC (%)	3,7 +/- 1,63	3 +/- 1,22	6,85+/-4,12
Rango de profundidad (Pies)	4.200 - 12.405		7.400 – 16.000
Gradiente de Presión (Psi/pie)	0,55 – 0,8		0,65
Tipo de hidrocarburo	Crudo liviano y Gas Húmedo	Crudo Pesado	Gas seco Y húmedo
Recursos totales	117,8 Tcf		16,8 Tcf
	76,3 MMM Bbl		2,9MMM Bbl
TRR	14,1 Tcf – 4,58 MMM Bbl		4,2 Tcf - 0.18 MMM Bbl
Tmáx (°F)	806-838		860-950
Tipo de Kerógeno	II		II y III
Ro%	0,7-1		N/A
Temperatura de Formación (°F)	180-190		210-225

Nota: Resumen de las características de las formaciones representativas de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, La Luna y Tablazo. Adaptado (Rengifo, Calderón, & Pérez, 2015, pág. 3).

La formación la Luna es la principal roca fuente de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, pág. 6). La presencia de la Formación La Luna en esta parte de Suramérica es, sin duda, el factor determinante que hace que países como Ecuador, Colombia, Venezuela y Trinidad estén en el mapa petrolero mundial. En la tabla 8 se muestran las principales características de dos formaciones de interés de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, La Luna y Tablazo.

3.3 Eagle Ford, Cuenca Burgos México

Algunos de los cálculos presentados en los siguientes capítulos se realizaron con características y propiedades de esta formación, la cual se eligió debido a la disponibilidad de los datos, es uno de los Shale plays mejor documentados. Esta formación es Eagle Ford de la cuenca Burgos ubicada en México (Figura 9), se localiza geográficamente en la parte noreste del estado de Coahuila, aproximadamente a 10 Km al noreste del poblado de Villa Hidalgo, Coahuila y a 85 Km en la misma dirección de la ciudad de Nuevo Laredo, Tamaulipas; limita al noreste con la frontera internacional de México y Estados Unidos (PEMEX, 2013). La formación Eagle Ford en México es la extensión directa de su equivalente comercialmente productivo de Texas.

La formación Eagle Ford es del tiempo geológico Cretácico, principalmente del Turoniano. El Shale de Eagle Ford es continuo a través del margen occidental de la cuenca de Burgos, donde el intervalo de formación total oscila entre 100 y 300 m de espesor (promedio de 200 m) y un área prospectiva de 17.300 millas cuadradas (EIA/ARI, 2013, págs. II 9-10).

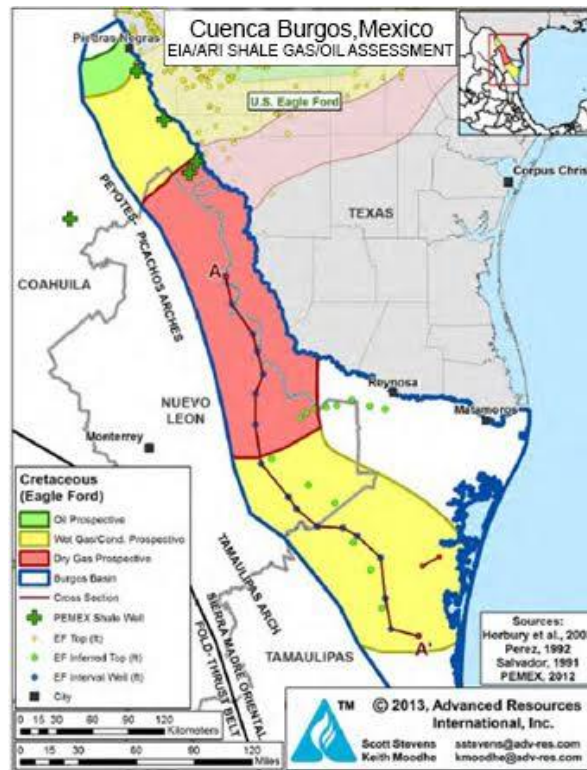


Figura 9. Esquema de la cuenca Burgos y las áreas prospectivas de Shale gas y Shale oil

Nota: Área prospectiva de 17.300 millas cuadradas que comprende tres áreas distintas donde el Shale se encuentra dentro de la ventana de profundidad de 1 km a 5 km. Adaptado de EIA/ARI, (2013), p.II-10.

El espesor neto de Shale rico en orgánicos dentro del área prospectiva oscila entre 200 y 300 pies. Se calcula que el contenido orgánico total (COT) es del 5%. La reflectancia de la vitrinita (R_o) oscila entre 0,85% y 1,6% dependiendo de la profundidad. Las condiciones de sobre-presión son comunes en esta cuenca y se asumió un gradiente de presión de 0,65 psi / ft. La temperatura superficial en esta región es de aproximadamente 20 ° C, mientras que el gradiente geotérmico es típicamente de 23 ° C / km. La porosidad no se conoce pero se supone que es comparable al Shale play de Texas Eagle Ford Shale en un 10% (EIA/ARI, 2013, págs. II-10).

La tabla 9 resume las características de la formación Eagle Ford.

Tabla 9.

Características de la formación Eagle Ford, Cuenca Burgos.

Característica	Valor	Unidades
Tipo de kerógeno	II	
Gradiente geotérmico	1,250	°F/100ft
Tiempo (cretácico-Turoniano)	93,9	ma
Temperatura superficie	20	°c
HI	9	mgHC/gTOC
Hlo	550	mgHC/gTOC
Volumen	1,37853E+19	ft3
Porosidad	0,1	
Densidad de la roca	60881,12	g/ft3
TOC	0,05	
Profundidad	16404,2	Ft
Recursos	106	Billones barriles

Nota: La tabla presenta propiedades de la Formación Eagle Ford que serán necesarias en la aplicación de los análisis matemáticos presentados en los siguientes capítulos.

4. Generación de hidrocarburos

La generación de hidrocarburos está enmarcada por los parámetros de maduración, los cuales son la reflectancia a la vitrinita, los biomarcadores moleculares, y el mineral diagenético. La transformación y maduración de la materia orgánica esta subdividida en tres fases: diagénesis, catagénesis y metagénesis. Durante la diagénesis muchas de las partículas orgánicas de los sedimentos son transformadas mediante un proceso microbiológico en kerógeno, junto con una liberación de gases volátiles como CH₄, NH₃ y CO₂. El petróleo es principalmente generado

durante la catagénesis, cuando el kerógeno es térmicamente craqueado en hidrocarburos, pesados y livianos, y en compuestos de Nitrógeno, Azufre y Oxígeno. La rata de transformación depende del tipo de materia orgánica y el histórico de temperatura-tiempo. Normalmente primero se generan los componentes pesados del petróleo, y estos después son craqueados en componentes livianos a altas temperaturas; lo que da como resultado la ventana de generación del petróleo, generalmente entre 1km y 3 km de profundidad. El gas termogénico es generado a mayores profundidades (Hantschel & Kauerauf, 2009, pág. 151).

La maduración del carbón, la cual depende del tiempo y la temperatura, también es descrita por el cambio de uno de sus componentes, la vitrinita maceral. Una medida para la maduración de la vitrinita es la intensidad de la luz reflejada a una longitud de onda estandarizada (546 nm). La reflectancia de la vitrinita puede correlacionarse con la maduración del petróleo (ventana de generación) como se muestra en la figura 10.

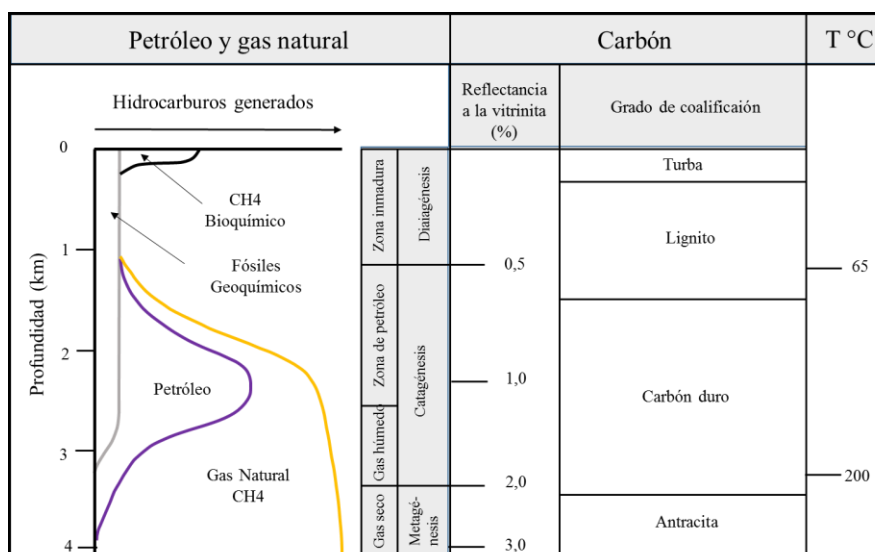


Figura 10. Ventana de generación de hidrocarburos y la reflectancia a la vitrinita.

Nota: Se compara la diagénesis, catagénesis y metagénesis, procesos que describen la generación de aceite y gas, con la intensidad relativa de la luz reflejada por la vitrinita maceral del carbón. Adaptado de Hantschel y Kauerauf, (2009), p.152.

4.1 Maduración de la materia orgánica

El aceite y el gas se producen en cuencas sedimentarias compuestas de kerógeno, un componente orgánico, solido e insoluble. Esta materia orgánica se descompone durante la sedimentación y enterramiento. En primer lugar, el kerógeno se transforma gradualmente en aceite, metano y otros gases (CO_2 , H_2S , H_2O , etc.) más un residuo sólido pesado. Con enterramiento continuo, la temperatura incrementa y el petróleo líquido se descompone en componentes más ligeros, después de esto se craquea en hidrocarburos gaseosos y semiresiduos más pesados. A más altas temperaturas, el residuo o semiresiduo se descompone en metano y otros gases, agua y residuos más complejos y pesados. Este proceso continúa con el aumento de la temperatura y al finalizar estas reacciones, los productos finales son metano y grafito. La figura 11 muestra un esquema del proceso (Luo & Vasseur, 1998, pág. 857)

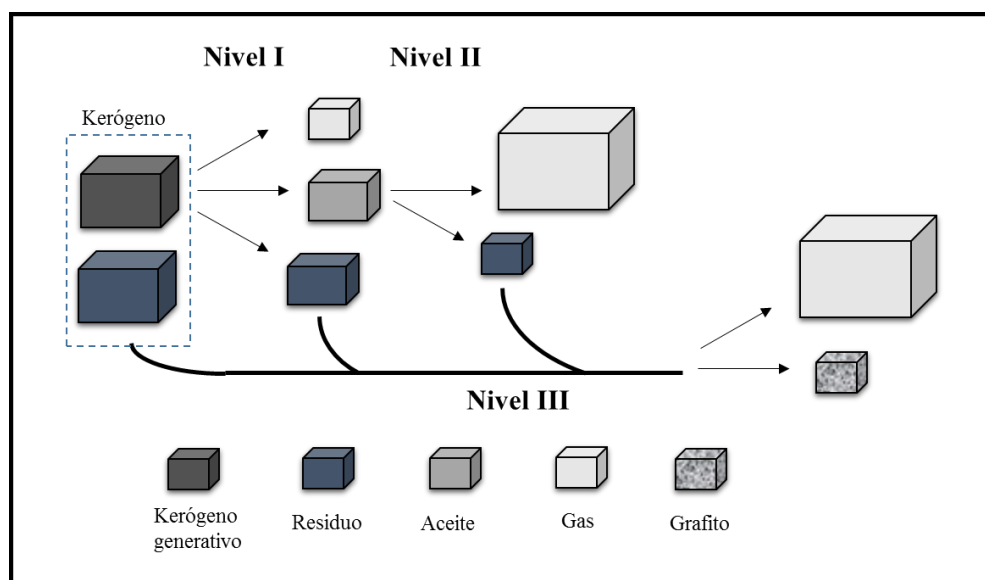


Figura 11. Modelo de la maduración de la materia orgánica

Nota: Se muestra un modelo simplificado de la maduración de la materia orgánica. Tres estados correspondientes a tres transformaciones: de kerógeno a aceite, gas y residuo; de aceite a gas y residuo; y de residuos a gas y grafito. Adaptado de Luo y Vasseur, 1998, p.3

Según el modelo anterior se asume que el kerógeno inicial está compuesto de una parte reactiva y una parte inerte; esta parte inerte se define como un residuo que al ser sometido a altas temperaturas se puede descomponer en metano y grafito.

4.2 Cinética de reactividades distribuidas

La descomposición, y la cinética pseudo-unimolecular son consideradas para describir el procesos de maduración mediante reacciones secuenciales y paralelas. Este enfoque se denomina cinética de reactividades distribuidas, en la cual la velocidad de cada reacción esta relaciona con una energía de activación y un factor de frecuencia (Hantschel & Kauerauf, 2009, pág. 152).

Una reacción simple es usada como reacción directa unimolecular desde un reactante inicial X , de masa x , hasta un producto Y , de masa y ; así:

$$X \xrightarrow{k} Y, \frac{\partial y}{\partial t} = -\frac{\partial x}{\partial t} = kx^\alpha \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde α es el orden de la reacción (para la mayoría de los procesos geoquímicos α es igual a 1), k es la tasa de reacción y t es el tiempo. En lo que sigue, las unidades de masa son consideradas así:

$$X_0 = 1$$

$$X(t \rightarrow \infty) = 0$$

$$y = 1 - x$$

La tasa de reacción (k) depende de la temperatura, ésta es descrita mediante la ley de Arrhenius, por medio de dos parámetros: El factor de frecuencia (A), y la energía de activación (E), así:

$$k = Ae^{\frac{-E}{RT}} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde T es la temperatura (K), y R es la constante de gases ideales (8,31447 Ws/mol/K). El factor de frecuencia representa la frecuencia a la cual las moléculas serán transformadas y la energía de reacción describe la energía límite requerida para iniciar la reacción (Hantschel & Kauerauf, 2009, pág. 153).

4.3 Etapas de modelamiento

De acuerdo a la figura 11, donde se representa un modelo simplificado de la maduración de la materia orgánica, se establecen tres etapas que explican dicho proceso: (Luo & Vasseur, 1998, pág. 859)

Etapas I: Descomposición de Kerógeno a Aceíte: Esta etapa es modelada basada en reacciones paralelas y secuenciales. Reactantes X_i , de masa x_i con masas iniciales X_{oi} y $\sum_i X_{oi} = 1$ las cuales son convertidas en el producto Y, como lo representa la siguiente ecuación:

$$X_i \xrightarrow{k_i} Y, \quad \frac{\partial x_i}{\partial t} = -k_i x_i^\alpha, \quad \frac{\partial y}{\partial t} = \sum_{i=1}^n k_i x_i^\alpha \quad \text{Ecuación 3}$$

Cada una de estas subreacciones i puede ser descrita por un par (A_i, E_i) . La tasa de transformación, $TR = 1 - X = Y$, con $x = \sum_i x_i$, varía entre 0 y 1.

Etapas II: Craqueo del aceite a gas: Esta etapa es complicada ya que la composición del aceite es muy compleja. Para simplificar el análisis, todos los componentes son tomados como un solo componente promedio. A diferencia de la anterior etapa, este proceso solo se modela mediante una reacción, y no con reacciones paralelas y secuencias.

$$\frac{\partial x_i}{\partial t} = -k_i x^\alpha$$

Etapas III: Craqueo de materia residual a gas: Al igual que la etapa anterior, esta etapa se modela mediante una sola reacción cinética y con parámetros similares.

$$\frac{\partial x_i}{\partial t} = -k_i x^\alpha$$

La ecuación 3 se puede integrar numéricamente en el tiempo para ratas constantes de calentamiento, lo que produce reducción de masa desde el paso del tiempo l hasta $l+1$, con una duración Δt y una temperatura $T(l)$:

$$x_i^{(l+1)} = x_i^{(l)} + \frac{\Delta t k_i(T^{(l)})}{\alpha - 1} \quad \text{si } \alpha \neq 1 \quad \text{Ecuación 4}$$

$$x_i^{(l+1)} = x_i^{(l)} * \frac{2 - \Delta t k_i(T^{(l)})}{2 + \Delta t k_i(T^{(l)})} \quad \text{si } \alpha = 1 \quad \text{Ecuación 5}$$

Para el modelamiento de la maduración de la materia orgánica se usó la ecuación 5, teniendo en cuenta que fue asumido $\alpha = 1$, como en la mayoría de los procesos geoquímicos (Hantschel & Kauerauf, 2009, pág. 153). Mediante esta ecuación se modela las tres etapas teniendo, en cuenta que la etapa 1 es un proceso de 6 reacciones paralelas, y las etapas 2 y 3 son procesos de una 1 reacción cinética. Los parámetros de energía de activación y factor de frecuencia para la modelación, dependiendo del tipo de kerógeno y la etapa se muestran en las tablas 10, 11 y 12.

Tabla 10.

Parámetros orgánicos Kerógeno tipo I

Kerogeno I					
Etapas	Clase de reacción	X inicial	Energía de activación Ei(kcal/mol)	Energía de activación Ei(J/mol)	Factor de frecuencia A(1/my)
1	R1-1	0,024	10	41868	47500
	R1-2	0,064	30	125604	3,04E+16
	R1-3	0,136	50	209340	2,08E+25
	R1-4	0,152	60	251208	3,98E+30
	R1-5	0,374	70	293076	4,47E+31
	R1-6	0,172	80	334944	1,1E+34
2	R2	1	54	226087,2	3,2E+15
3	R3	1	57	238647,6	3,16E+26

Nota: La tabla muestra los valores de Energía de activación (E_i) y Factor de Frecuencia (A_i) para el Kerógeno tipo I. Adaptado de Luo y Vasseur, 1998, p.859.

Tabla 11.

Parámetros orgánicos Kerógeno tipo II

Kerogeno II					
Etapas	Clase de reacción	X inicial	Energía de activación Ei(kcal/mol)	Energía de activación Ei(J/mol)	Factor de frecuencia A(1/my)
1	R1-1	0,022	10	41868	127000
	R1-2	0,034	30	125604	7,47E+16
	R1-3	0,251	50	209340	1,48E+27
	R1-4	0,152	60	251208	5,52E+29
	R1-5	0,116	70	293076	2,04E+35
	R1-6	0,12	80	334944	3,8E+35
2	R2	1	54	226087,2	3,2E+25
3	R3	1	59	247021,2	3,16E+26

Nota: La tabla muestra los valores de Energía de activación (E_i) y Factor de Frecuencia (A_i) para el Kerógeno tipo II. Adaptado de Luo y Vasseur, 1998, p.859.

Tabla 12.
Parámetros orgánicos Kerógeno tipo III

Kerogeno III					
Etapas	Clase de reacción	X inicial	Energía de activación Ei(kcal/mol)	Energía de activación Ei(J/mol)	Factor de frecuencia A(1/my)
1	R1-1	0,023	10	41868	5200
	R1-2	0,053	30	125604	4,2E+16
	R1-3	0,072	50	209340	4,33E+25
	R1-4	0,091	60	251208	1,97E+32
	R1-5	0,049	70	293076	1,2E+33
	R1-6	0,027	80	334944	7,56E+31
2	R2	1	54	226087,2	3,2E+25
3	R3	1	59	247021,2	3,16E+26

Nota: La tabla muestra los valores de Energía de activación (E_i) y Factor de Frecuencia (A_i) para el Kerógeno tipo III. Adaptado de Luo y Vasseur, 1998, p.859.

4.4 Cinética conjunta

La cinética conjunta se enfoca en el craqueo del kerógeno y no distingue entre varios componentes del petróleo. Esto se describe mediante n reacciones paralelas desde kerógeno (X) a petróleo (Y), donde x_{oi} y x_o son la masas relativa inicial y actual en la generación del petróleo de acuerdo a la energía de activación E_i con $\sum_{i=1}^n x_{i0} = 1$ y $\sum_{i=1}^n x_i = x$, y y como la masa relativa generada de petróleo. Usualmente, el potencial de petróleo $Yp = Y HI_0 \left(\frac{gHC}{kgTOC} \right)$ es más usado que la masa relativa de petróleo y para describir la cantidad de petróleo generado. La tasa de transformación $TR = 0.5$ define el punto crítico de generación.

La masa relativa de petróleo puede ser convertida en masa real como sigue:

$$m_p = TOC_0 HI_0 V (1 - \phi) \rho_r y \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde TOC_0 es el valor inicial de TOC, HI_0 es un valor fijo para cada tipo de kerógeno ($mgHC/gTOC$), V es el volumen de roca (ft^3), ϕ es la porosidad, ρ_r es la densidad de la roca (g/ft^3), y es la masa relativa del petróleo generado (Hantschel y Kauerauf, 2009, p.160). Según el análisis dimensional respectivo, se obtendrá una masa representada en miligramos (mg) de hidrocarburos.

El valor inicial de TOC (o COT) es un valor difícil de determinar, pero este puede ser reconstruido con la siguiente ecuación

$$TOC_0 = \frac{p HITOC}{HI_0 (1 - TR)(p - TOC) + HITOC} \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde p es el porcentaje de carbón en el petróleo generado (83%) (Valor propuesto en la literatura y de acuerdo a la composición típica del petróleo), HI es el índice de hidrógeno de cada formación ($mgHC/gTOC$), TOC valor propio de cada formación, HI_0 "es un valor fijo para cada tipo de kerógeno" ($mgHC/gTOC$), TR es la relación de transformación ($1-x=y$) (Hantschel & Kauerauf, 2009, pág. 160).

Al obtener la masa relativa del petróleo generados es posible usar dicho valor, junto con propiedades de la roca y los fluidos, para determinar un volumen generado en un área específica, así:

$$v = \frac{m}{\rho} \quad \text{Ecuación 8}$$

5. Migración de hidrocarburos

Las acumulaciones de petróleo, por lo general se encuentran en rocas permeables y porosas, de grano relativamente grueso, que contiene poco o nada de materia orgánica insoluble. Es improbable que las enormes cantidades de petróleo encontradas en estas rocas se hayan originado en las mismas a partir de materia orgánica sólida, de la cual ahora no existe ningún rastro. Los compuestos de un fluido petrolero se generan en cantidades apreciables únicamente a través de la acción geotérmica en el kerógeno orgánico de alto peso molecular, que normalmente se encuentra presente, de modo abundante, sólo en las rocas sedimentarias de grano fino y es usual que algo del residuo orgánico insoluble permanezca en las rocas por lo menos en el estado de generación de aceite. Entonces puede ser concluido que el lugar de origen del aceite y el gas normalmente no es el mismo que el lugar donde se encuentran las acumulaciones económicamente viables a producir, por lo tanto, los fluidos han migrado hasta sus yacimientos presentes desde su lugar de origen (Tissot & Welte, 1985, pág. 293).

Como los hidrocarburos entran a poros más grandes en la roca almacén, podrían coalescer para formar grandes gotas. Estas gotas se mueven hacia arriba por boyanza. Los hidrocarburos se mueven en la roca almacenadora hasta que alcanzan locaciones donde el movimiento es parado, estos obstáculos son llamados Sellos. La región debajo del sello contiene el hidrocarburo atrapado en altas concentraciones y esto es llamado una trampa de hidrocarburo o yacimiento de hidrocarburos (Figura 12) (Siddiqui & Lake, 2009, pág. 1).

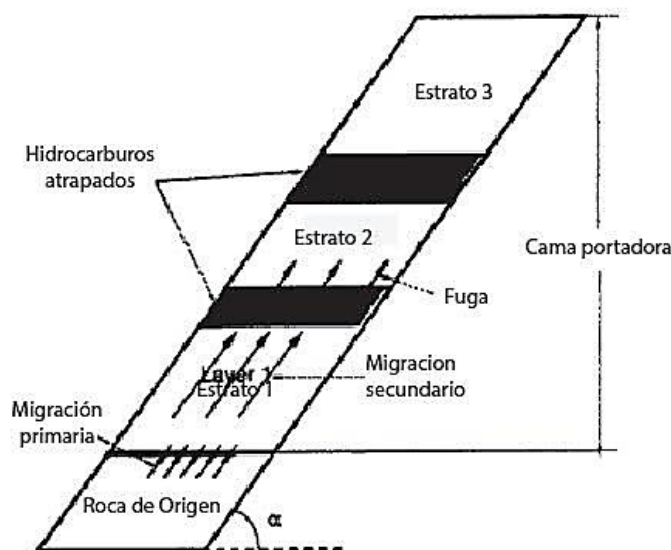


Figura 12. Componentes en un sistema de migración de hidrocarburos.

Nota: Se observa el proceso de migración primaria, secundaria y entrapamiento de hidrocarburos. Adaptado de Siddiqui y Lake, (1997), p.13.

Puesto que la mayoría de las rocas en el subsuelo se hallan saturadas con agua, el movimiento de hidrocarburos tiene que ser debido a flujo activo de agua, o flujo independiente de la fase acuosa, por desplazamiento o por difusión. Puesto que normalmente los hidrocarburos son menos densos que el agua, su acumulación toma lugar en la parte más alta de la trampa. La migración es detenida por rocas superiores relativamente impermeables (Escobar, 2004, pág. 13).

5.1 Métodos de Migración

Cuando se desea modelar el proceso de migración, existen modelos que cuantifican la cantidad de hidrocarburos migrados, estos son: Difusión, Flowpath, Método Híbrido, invasión por percolación y Flujo Darcy.

A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de los métodos.

5.1.1 Difusión. Este es el método de menor importancia en migración. Aun así, este método tiene aplicación en rocas fuentes muy pobres, las cuales no son capaces de acumular cantidades suficientemente grandes de fluido para el flujo de fases separadas y la difusión del gas a través de sellos densos no fracturados en donde una filtración no es posible. Otra aplicación del flujo por difusión es el transporte de componentes hidrocarburos en acumulaciones (Hantschel & Kauerauf, 2009, pág. 267).

Los modelos de difusión para migración secundaria de petróleo están solo relacionados al transporte de metano en soluciones acuosas. Los gradientes de concentración resultante causan un flujo de difusión, el cual puede ser formulado con la Ley de Fick's, aplicada al medio poroso y al coeficiente de difusión efectivo de la roca D de acuerdo a:

$$J = -D\nabla c \quad \text{Ecuación 9}$$

Para una concentración de metano c (Krooss, 1992).

El transporte por difusión se considera un proceso en dos etapas que comprende la disolución del metano en agua y la difusión dentro de la fase acuosa. Una vez que el metano se disuelve en agua, el transporte a través del flujo de agua también es relevante, especialmente cuando existen altas tasas de flujo acuífero (Hantschel & Kauerauf, 2009, pág. 267).

5.1.2 Flowpath. Se puede suponer que la migración de hidrocarburos a través de capas de baja permeabilidad es casi vertical en una dirección ascendente. Las distancias típicas de migración

vertical son al menos de un orden de magnitud menor que las distancias laterales en el modelado de cuencas. En tales casos, la migración puede ocurrir rápidamente en los tiempos geológicos. Por lo tanto, el patrón de migración de la cuenca puede convertirse en un análisis del yacimiento casi puro. Los hidrocarburos se generan en la roca fuente y después de la expulsión se "inyectan" directamente en el próximo depósito arriba. Los modelos de este tipo se llaman "modelos flowpath". Generalmente no se les llama híbridos, aunque se basan en una descomposición de dominio y contienen elementos de invasión por percolación (Hantschel & Kauerauf, 2009, pág. 295).

La ventaja de este método es que el procesamiento es extremadamente rápido. Pequeñas migraciones en pasos de tiempo son completamente evitadas. La desventaja es que no tiene en cuenta el tiempo y la migración lateral en regiones de baja permeabilidad. Los modelos Flowpath son muy ventajosos si el modelo general de la cuenca es "simple" (Hantschel & Kauerauf, 2009, pág. 295).

Incluso es posible integrar fácilmente esquemas sencillos de expulsión de la roca fuente hacia abajo en la metodología, simplemente dividiendo las cantidades expulsadas de HC por fórmulas simples en dos partes. Uno se mueve verticalmente hacia arriba y el otro hacia abajo hasta la siguiente capa de depósito. En general: el flujo de calor se puede modelar a menudo unidimensionalmente en la dirección vertical si los efectos laterales son pequeños. Si no se producen sobrepresiones, la presión es hidrostática y también se puede calcular unidimensionalmente. En tales casos, todos los sub-modelos son muy eficientes y el rendimiento completo de la simulación es muy alto (Hantschel & Kauerauf, 2009, pág. 295). En la figura 13 se ilustra el método de flowpath.

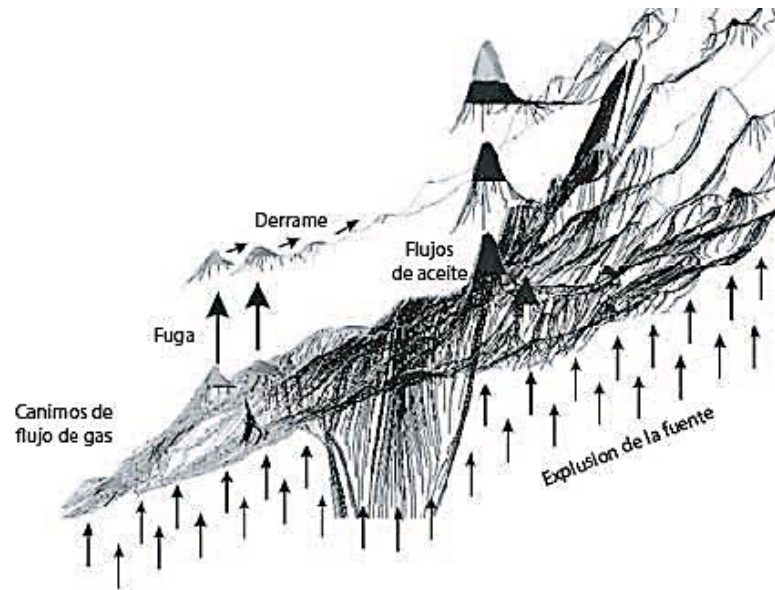


Figura 13. Esquema del modelamiento de cuenca por el método Flowpath

Nota: La figura es un sistema roca madre – yacimiento que muestra los trayectos de flujo y vectores de migración. Adaptado de Hantschel y Kauerauf, (2009) p.296.

5.1.3 Método Híbrido. El enfoque de migración híbrida es la extrapolación de campos de onda utilizando operadores de diferencia finita y de desplazamiento de fase. Tiene las ventajas de adaptar variaciones laterales de velocidad y altas inmersiones migratorias (Zhang & Zhang , 2006, pág. 1).

El flujo multifásico puede describirse mediante ecuaciones diferenciales parciales no lineales acopladas. Debido a las geometrías irregulares que varían a lo largo del tiempo combinadas con amplios rangos de parámetros y largas escalas geológicas en el modelado de cuencas, es prácticamente imposible resolver estas ecuaciones. Basándose en el análisis de flujo, se puede construirse una solución aproximada en regiones de depósito de alta permeabilidad. Por otra parte, el flujo en regiones de baja permeabilidad es lento, por lo que se puede calcular basándose en una evolución explícita y suave del patrón de saturación a través del tiempo. Al reunir estos dos

enfoques se obtiene el método híbrido de modelado de flujo. Una descomposición de dominio en regiones de baja y alta permeabilidad es la base para el método híbrido de modelado de flujo de cuenca (Hantschel & Kauerauf, 2009, págs. 286-294). Una descomposición del dominio para el método híbrido es una disyunción espacial del modelo en regiones de baja y alta permeabilidad. Las regiones altamente permeables son rocas almacén que actúan como portadores y contenedores de acumulaciones. Por lo tanto, la descomposición del dominio es un cut-out de los yacimientos. Hay que tener cuidado, porque el límite de permeabilidad que define si una celda de rejilla pertenece o no a un yacimiento depende de las distancias de la rejilla y del tamaño de los pasos de tiempo (Hantschel & Kauerauf, 2009, pág. 287).

En otras palabras El método Híbrido utiliza la descomposición del medio por el que se mueven los hidrocarburos, mezclando dos sistemas de movilidad de los fluidos que son: el principio del flujo de Darcy para áreas con permeabilidades bajas donde calcula la saturación en el tiempo para permitir su fluidez, clásico para secuencias arcillosas o muy apretadas por efecto de la compactación mecánica y, lo combina con el método de migraciones rápida de Patrones de Flujo (*Flowpath*), cuando las secuencias alcanzan un umbral de permeabilidad mayor o igual a 2.01 log (mD), no teniendo mayores restricciones de movilidad debido a sus altas permeabilidades.

5.1.4 Invasión por percolación. La teoría de percolación dada por Broadbent y Hammersley en su trabajo clásico de 1957, fue concebida para describir la morfología y naturaleza del transporte de fluidos en un medio desordenado. Esto ha sufrido un gran progreso en muchos campos de la ciencia (física, biología, química), y proporciona leyes universales que describen la geometría y en general las propiedades del sistema. Un aspecto importante concerniente al proceso de

percolación es el hecho de que su dinámica es gobernada por el medio y no por el fluido, teniendo una gran importancia la geometría y las características estáticas del medio (Salomao, 1997, pág.

1). La figura 14 muestra un esquema del método.

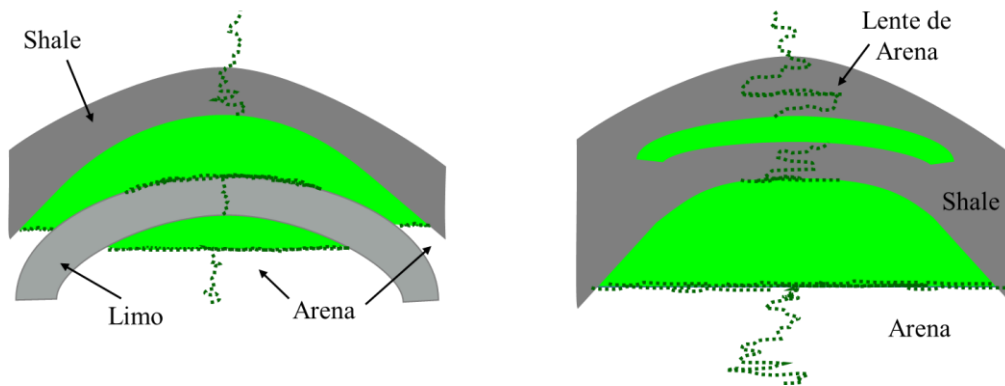


Figura 14. Ejemplo del método Invasión por percolación

Nota: Un ejemplo de percolación con acumulaciones en una capa de Shale - Arena - Limo - arena a la izquierda y un ejemplo de lentes de arena completamente lleno de aceite. Adaptado de Hantschel y Kauerauf (2009), p.311.

En este método ocurre la migración de forma instantánea en el tiempo, es decir, no tiene en cuenta la historia de evolución de la cuenca. Las migraciones de los hidrocarburos son controladas por la flotabilidad (boyanza) y la presión capilar. Cualquier control de estas propiedades en el tiempo hace que el volumen de petróleo se subdivida en muy pequeñas cantidades finitas (Hantschel & Kauerauf, 2009, pág. 297).

Su uso es muy conveniente para el modelamiento de flujos con presencia de sistemas de fallas y en especial, para fases de flujo con pocos componentes de hidrocarburos. Esta técnica se utiliza comúnmente para sellos de baja permeabilidad e incorporando la heterogeneidad de las diferentes rocas en una malla de alta resolución. Las rocas puede ser modeladas en función de las variaciones

de las presiones capilares dentro de un mismo tipo litológico (Hantschel & Kauerauf, 2009, pág. 298).

El método IP comúnmente usa tres fuerzas para determinar el flujo de petróleo (Hubbert M. , 1953), la primera que es la flotabilidad (boyanza) que se origina a partir de la gravedad, la densidad contrastante entre el petróleo y el agua circundante; la segunda es la presión capilar, que sucede debido a la tensión interfacial entre el agua y el petróleo; y la tercera la fricción del fluido en movimiento, que por lo general se describe por la viscosidad y la movilidad.

Para el funcionamiento del método de migración de hidrocarburos IP en la columna de sedimentos, se tiene en cuenta la grilla de los mapas, que son la subdivisión de espacios de cada una de estas capas involucradas en el modelamiento geológico y que ocupan un lugar en el espacio. Cada uno de estos espacios tiene un valor de presión umbral, el cual se determina de forma aleatoria a partir de las variaciones de la presión capilar debido a heterogeneidades de la unidad de flujo de presión y sobrepresión en el agua (Hantschel & Kauerauf, 2009).

La técnica se utiliza comúnmente para sellos de baja permeabilidad. Por lo tanto también debe ser posible aplicar la invasión por percolación para la migración en rocas con baja permeabilidad. Invasión percolación se puede aplicar como un método de migración para todo el modelo. Se pueden evitar las descomposiciones de dominios que son necesarias para el modelado híbrido o de flujo. Los patrones de migración que se han creado sin descomposición del dominio y que han sido modelados en una sola técnica son más fáciles de presentar y comprender. Además, existe el beneficio de que se pueden incluir fácilmente geometrías complejas y detalladas, como los canales verticales de arenisca, que plantean el mayor reto en el enfoque híbrido (Hantschel & Kauerauf, 2009, pág. 298).

5.1.5 Flujo Darcy. En 1856 Henry Darcy describe una serie de experimentos sobre el flujo descendente de agua a través arenas de filtración, y estableció la siguiente ecuación:

$$q = - \frac{k(h_2 - h_1)}{l} \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde q es el volumen de agua cruzando unidad de área en unidad de tiempo, l es el espesor de la arena, h_1 y h_2 la altura arriba del nivel de referencia del agua en manómetros terminados arriba y debajo de la arena, respectivamente, y k un factor de proporcionalidad.

Esta relación, llegó a ser conocida como la Ley de Darcy. Posteriormente muchos intentos separados se han hecho para dar a la expresión empírica de Darcy una formulación física más general, para el objetivo de estudio, se analizará la formulación para el flujo de tres fases sin cambios de fases (se presentará posteriormente en el análisis del método) (Hubbert M. , 1953, pág. 222).

Para flujo lineal la ley de Darcy dice que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional a la viscosidad. Darcy requiere que el fluido se adhiera a los poros de la roca, sature 100 % el medio y flujo homogéneo y laminar ocurra (Escobar, 2004, pág. 62).

Esta ecuación acierta inequívocamente que todo el fluido fluye en una dirección perpendicular a la superficie de presión constante y en dirección de la menor presión, que todos los fluidos homogéneos deberían fluir en la misma dirección, y que si el fluido está en reposo es un caso especial de un fluido en movimiento, la presión del fluido en el espacio tridimensional debe ser constante. En la mecánica del yacimiento, el uso de esta ley permite el entendimiento de todos los tipos de fenómeno de flujo: conificación de agua y gas, migración divergente del agua, aceite y gas. En la exploración del petróleo, la misma ecuación permite entender el proceso físico de la

migración y acumulación del aceite y el gas. Desde esta perspectiva, una trampa para el petróleo o el gas es una región de espacio subterráneo de potencial mínimo para el fluido en cuestión. La ecuación permite la conclusión que bajo adecuadas condiciones hidrodinámicas una trampa es posible en casi cualquier posición estructural (Hubbert K. , 1963, pág. 1).

El modelo de flujo de Darcy es una formulación bien establecida y físicamente consistente de un problema de transporte con fases separadas considerando fuerzas de flotabilidad, sobrepresión, capilar y viscosas. También incorpora el flujo de agua y la compactación en la formulación más completa. La idea básica es una suma y equilibrio de todas las fuerzas que actúan sobre los fluidos (Hantschel & Kauerauf, 2009, pág. 298). Es por estas razones que se eligió el método de Flujo Darcy para objeto de este estudio. A continuación se presenta el análisis del método.

5.2 Análisis del método Flujo Darcy

Para la comprensión del método se explicará el paso a paso del análisis comenzando por la formulación de la ecuación de flujo de tres fases sin cambio de fase, seguido de la solución de la ecuación y por último se mostrará el proceso de obtención de cada uno de los términos del modelo.

5.2.1 Formulación de la ecuación de flujo de tres fases sin cambio de fases. En la primera parte de este análisis se construirá la ecuación de Darcy que modele la migración secundaria para las fases presentes en el yacimiento. Para esto es importante conocer algunos términos.

Se supone comúnmente el flujo separado de fases no mezcladas es el mecanismo de transporte dominante para la migración secundaria. Las fuerzas motrices para el flujo de fluido son

diferencias de potencial de presión. El potencial de presión del fluido es sólo la presión reducida por la presión de una columna estática de fluido con un gradiente de presión vertical correspondiente, que es necesario para equilibrar el peso de la propia columna (Hantschel & Kauerauf, 2009, pág. 250).

El potencial para cualquier fase está dado por:

$$u_p = P - \rho_p g z \quad \text{Ecuación 11}$$

Con ρ_p como densidad de la fase, g aceleración gravitacional y z la profundidad.

Un punto inicial para la formulación de las ecuaciones de flujo multifase separadas es el balance de masa. Principalmente tres fases inmiscibles de fluido, agua, aceite y gas son encontrados en un yacimiento. La fracción de masa para cualquier fase p puede ser calculada de:

$$m_p = \phi \rho_p S_p \quad \text{Ecuación 12}$$

Con ρ_p como densidad de la fase, S_p saturación de la fase y ϕ porosidad de la roca.

Correspondientemente un flujo de masa $\dot{m}_p$ está dado por:

$$\dot{m}_p = \rho_p V_p \quad \text{Ecuación 13}$$

Las velocidades V_p pueden ser calculadas con la ley de Darcy:

$$V_p = -\mu_p \cdot \nabla u_p \quad \text{Ecuación 14}$$

Con $\mu_p = \frac{Kk_{rp}}{v_p}$ como tensor de movilidad y $-\nabla u_p$ es un gradiente el cual apunta en la dirección de la disminución más pronunciada del campo potencial u_p (este potencial asegura que las variaciones potenciales son tratadas correctamente en tres dimensiones).

Realizando el balance de masa para la fase:

$$\frac{\partial m_p}{\partial t} + \nabla \cdot \dot{m}_p = q_p \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde q_p se denomina término fuente y describe la generación o pérdida de fase p .

Otro término que se debe tomar en cuenta para la formulación de esta ecuación es la compactación, que viene dada por la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} = -C \frac{\partial (u_l - u_w)}{\partial t} \quad \text{Ecuación 16}$$

Donde C es la compresibilidad de la matriz de la roca, $u_l = P_l - P_h$, Como el potencial de carga de depositación o sobrecarga (overburden).

Tomando la ecuación 12 (la cual se debe derivar dos veces, una para saturación y la otra para porosidad), y la ecuación 13 e insertándolas en 15, se tiene:

$$\frac{\partial S_p}{\partial t} \phi \rho_p + \nabla \cdot \rho_p V_p + \frac{\partial \phi}{\partial t} \rho_p S_p = q_p \quad \text{Ecuación 17}$$

Reemplazando V_p (ecuación 14) y $\frac{\partial \phi}{\partial t}$ (ecuación 16) en la ecuación 16 e incluyendo un factor adicional de forma $\frac{1}{1-\phi}$, propuesto por Yukler et al (1979), es posible construir la ecuación final para el flujo de tres fases:

$$\frac{\rho_p \phi}{1-\phi} \frac{\partial S_p}{\partial t} - \nabla \cdot \rho_p \mu_p \cdot \nabla u_p - \frac{\rho_p S_p C}{1-\phi} \frac{\partial (u_l - u_w)}{\partial t} = q_p \quad \text{Ecuación 18}$$

Reescribiendo la ecuación para cada una de las fases presentes en el yacimiento, se tiene:

Agua

$$\frac{\rho_w \phi}{1 - \phi} \frac{\partial S_w}{\partial t} - \nabla \cdot \rho_w \mu_w \cdot \nabla u_w - \frac{\rho_w S_w C}{1 - \phi} \frac{\partial (u_l - u_w)}{\partial t} = q_w$$

Aceite

$$\frac{\rho_o \phi}{1 - \phi} \frac{\partial S_o}{\partial t} - \nabla \cdot \rho_o \mu_o \cdot \nabla u_o - \frac{\rho_o S_o C}{1 - \phi} \frac{\partial (u_l - u_w)}{\partial t} = q_o$$

Gas

$$\frac{\rho_g \phi}{1 - \phi} \frac{\partial S_g}{\partial t} - \nabla \cdot \rho_g \mu_g \cdot \nabla u_g - \frac{\rho_g S_g C}{1 - \phi} \frac{\partial (u_l - u_w)}{\partial t} = q_g$$

5.2.2 Solución de la ecuación de flujo de tres fases sin cambio de fases. Una vez obtenida la ecuación, el siguiente paso de este análisis es resolver la ecuación, para lo cual es necesario primero identificar las incógnitas. Los términos desconocidos en las ecuaciones son los potenciales de presión y las saturaciones de cada fase.

Hantschel & Kauerauf, 2009, sugieren la solución de la ecuación por medio de diferencias finitas puesto que las ecuaciones que gobiernan el flujo de fluidos a través de un medio poroso son muy complejas para ser resueltas analíticamente, son altamente no-lineales. Solo en casos ideales el flujo en una sola fase puede ser solucionado analíticamente. En consecuencia, se deben usar algoritmos numéricos para su solución. Los algoritmos numéricos funcionan en un dominio discreto en lugar de un dominio continuo como los hacen las soluciones analíticas.

Básicamente las ecuaciones a usar por medio del método de diferencias finitas son:

$$\frac{\partial S}{\partial t} = \frac{S^{n+1} - S^n}{\Delta t} \quad \text{Ecuación 19}$$

$$\frac{\partial^2 u}{\partial z^2} = \frac{u_{i+1} - 2u_i + u_{i-1}}{\Delta z^2} \quad \text{Ecuación 20}$$

Antes de solucionar la ecuación para cada fase en particular, es necesario desarrollar el operador Nabla que resulta del término $\nabla \cdot \rho_p \mu_p \cdot \nabla u_p$ y da la dimensionalidad al modelo.

$$\nabla \cdot \rho_p \mu_p \cdot \nabla u_p = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\rho_p k_x k_{rp}}{v_p} \frac{\partial u_p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{\rho_p k_y k_{rp}}{v_p} \frac{\partial u_p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{\rho_p k_z k_{rp}}{v_p} \frac{\partial u_p}{\partial z} \right)$$

Se observa cómo el operador Nabla le da el carácter de vector a la formulación. Para simplicidad del de estudio se trabajará solo en la dirección z (indica profundidad). Por lo tanto:

$$\nabla \cdot \rho_p \mu_p \cdot \nabla u_p = \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{\rho_p k_z k_{rp}}{v_p} \frac{\partial u_p}{\partial z} \right) \quad \text{Ecuación 21}$$

Reemplazando este término (ecuación 21) en la ecuación 18 se tiene:

$$\frac{\rho_p \phi}{1-\phi} \frac{\partial S_p}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{\rho_p k_z k_{rp}}{v_p} \frac{\partial u_p}{\partial z} \right) - \frac{\rho_p S_p C}{1-\phi} \frac{\partial (u_l - u_w)}{\partial t} = q_p \quad \text{Ecuación 22}$$

Conociendo que $k_z k_{rp} = K$ y resolviendo el paréntesis obtenemos la ecuación definitiva a resolver:

$$\frac{\rho_p \phi}{1-\phi} \frac{\partial S_p}{\partial t} - \left(\frac{\rho_p K}{v_p} \frac{\partial^2 u_p}{\partial z^2} \right) - \frac{\rho_p S_p C}{1-\phi} \frac{\partial (u_l - u_w)}{\partial t} = q_p \quad \text{Ecuación 23}$$

Para la primera etapa (ningún gas se ha producido) se resolverá la ecuación para la fase agua y la ecuación para la fase aceite, obteniendo al final dos ecuaciones con dos incógnitas.

Para la fase agua

$$\frac{\rho_w \phi}{1 - \phi} \frac{\partial S_w}{\partial t} - \left(\frac{\rho_w K}{v_w} \frac{\partial^2 u_w}{\partial z^2} \right) - \frac{\rho_w S_w C}{1 - \phi} \frac{\partial (u_l - u_w)}{\partial t} = 0$$

Donde q_p se hace cero puesto que no se va a tener en cuenta la generación o pérdida de fase durante el proceso de migración.

Separando los términos conocidos y teniendo en cuenta la siguiente nomenclatura

$$\frac{\rho_w \phi}{1 - \phi} = a$$

$$\frac{\rho_w k}{v_w} = b$$

$$\frac{\rho_w S_w C}{1 - \phi} \frac{\partial (u_l - u_w)}{\partial t} = c$$

La ecuación se reescribe como:

$$a \frac{\partial S_w}{\partial t} + b \frac{\partial^2 u_w}{\partial z^2} - c = 0 \quad \text{Ecuación 24}$$

Reemplazando diferencias finitas (ver ecuaciones 19 y 20) en la ecuación para el agua se obtiene la siguiente formulación:

$$a \left(\frac{S_w^{n+1} - S_w^n}{\Delta t} \right) + b \left(\frac{u_{wi+1} - 2u_{wi} + u_{wi-1}}{\Delta z^2} \right) - c = 0$$

Resolviendo los paréntesis:

$$\frac{aS_w^{n+1}}{\Delta t} - \frac{aS_w^n}{\Delta t} + \frac{bu_{wi+1}}{\Delta z^2} - \frac{2bu_{wi}}{\Delta z^2} + \frac{bu_{wi-1}}{\Delta z^2} - c = 0 \quad \text{Ecuación 25}$$

Renombrando los términos de la siguiente manera:

$$\frac{a}{\Delta t} = a'$$

$$S_w^{n+1} = X_1$$

$$\frac{b}{\Delta z^2} = b'$$

$$u_{wi+1} = X_2$$

$$\frac{aS_w^n}{\Delta t} - \frac{2bu_i}{\Delta z^2} + \frac{bu_{i-1}}{\Delta z^2} + c = c'$$

La ecuación 25 se convierte en:

$$a'X_1 - b'X_2 = c' \quad \text{Ecuación 26}$$

Se necesita de otra ecuación con las mismas incógnitas para poder resolverla, en este caso la ecuación para el aceite.

Para el aceite:

$$\frac{\rho_o \emptyset}{1 - \emptyset} \frac{\partial S_o}{\partial t} - \left(\frac{\rho_o K}{v_o} \frac{\partial^2 u_o}{\partial z^2} \right) - \frac{\rho_o S_o C}{1 - \emptyset} \frac{\partial (u_l - u_w)}{\partial t} = 0$$

Se realiza el mismo procedimiento que para el agua pero con la siguiente nomenclatura:

$$\frac{\rho_o \emptyset}{1 - \emptyset} = d$$

$$\frac{\rho_o k}{v_o} = e$$

$$\frac{\rho_o S_o C}{1 - \phi} \frac{\partial(u_l - u_w)}{\partial t} = f$$

Se obtiene:

$$d \frac{\partial S_o}{\partial t} - e \frac{\partial^2 u_o}{\partial z^2} - f = 0 \quad \text{Ecuación 27}$$

Aplicando diferencias finitas (Ecuación 19 y 20):

$$d \left(\frac{S_o^{n+1} - S_o^n}{\Delta t} \right) - e \left(\frac{u_{oi+1} - 2u_{oi} + u_{oi-1}}{\Delta z^2} \right) - f = 0$$

Resolviendo los paréntesis:

$$\frac{dS_o^{n+1}}{\Delta t} - \frac{dS_o^n}{\Delta t} - \frac{eu_{oi+1}}{\Delta z^2} + \frac{2eu_{oi}}{\Delta z^2} - \frac{eu_{oi-1}}{\Delta z^2} - f = 0 \quad \text{Ecuación 28}$$

Renombrando los términos de la siguiente manera:

$$\frac{d}{\Delta t} = d'$$

$$\frac{e}{\Delta z^2} = e'$$

$$\frac{dS_o^n}{\Delta t} - \frac{2eu_{oi}}{\Delta z^2} + \frac{eu_{oi-1}}{\Delta z^2} + f = f'$$

Se obtiene la ecuación 28:

$$d'S_o^{n+1} - e'u_{oi+1} = f' \quad \text{Ecuación 29}$$

Es fácil notar que las incógnitas no son las mismas que en la ecuación resultante para el agua y es sabido que las dos ecuaciones deben estar en función de las mismas incógnitas para solucionarlas, por lo tanto es necesario reemplazar las siguientes relaciones en la ecuación anterior:

$$S_o = 1 - S_w \quad \text{Ecuación 30}$$

$$u_o = P_{co(Sw)} + (\rho_w - \rho_o)gz + u_w \quad \text{Ecuación 31}$$

Obteniendo

$$d'(1 - S_w^{n+1}) - e'(P_{co(Sw)} + (\rho_w - \rho_o)gz + u_{wi+1}) = f'$$

Resolviendo los paréntesis:

$$d' - d'S_w^{n+1} - e'P_{co(Sw)} - e'(\rho_w - \rho_o)gz - e'u_{wi+1} = f' \quad \text{Ecuación 32}$$

Una vez más, separando los términos conocidos y las incógnitas, y renombrándolos de la siguiente manera:

$$f' - d' + e'P_{co(Sw)} + e'(\rho_w - \rho_o)gz = f''$$

$$S_w^{n+1} = X_1$$

$$u_{wi+1} = X_2$$

Se observa que las incógnitas coinciden, están en los mismos términos que en la formulación para el agua, por lo tanto, se obtiene una ecuación válida y una solución es ahora posible.

La ecuación definitiva para el aceite es:

$$-d'X_1 - e'X_2 = f'' \quad \text{Ecuación 33}$$

Los resultado en esta parte del análisis son dos ecuaciones con dos incógnitas (ecuaciones 25 y 32), y su solución es posible por cualquier método de resolución de sistemas de ecuaciones lineales (Reducción, igualación, sustitución, Gauss, matriz inversa, regla de Cramer).

$$a'X_1 - bX_2 = c'$$

$$-d'X_1 - e'X_2 = f''$$

En la segunda parte del análisis es necesario incluir el gas. Para realizar el modelamiento de la migración del gas se debe hacer respecto a una fase líquida, agua o aceite. Se realizarán las respectivas ecuaciones como sigue:

Agua-Gas

Las incógnitas serán saturación de agua y potencial del agua, por lo tanto la ecuación para el agua no cambia, ecuación 26, que se puede reescribir como:

$$a'S_w^{n+1} - b'^{u_{wi+1}} = c'$$

Para el gas, se inicia con la ecuación 23 escrita para el gas:

$$\frac{\rho_g \phi}{1 - \phi} \frac{\partial S_g}{\partial t} - \left(\frac{\rho_g K}{v_g} \frac{\partial^2 u_g}{\partial z^2} \right) - \frac{\rho_g S_g C}{1 - \phi} \frac{\partial (u_l - u_w)}{\partial t} = 0$$

Separando los términos conocidos y teniendo en cuenta la siguiente nomenclatura

$$\frac{\rho_g \phi}{1 - \phi} = g$$

$$\frac{\rho_g k}{v_g} = h$$

$$\frac{\rho_g S_g C}{1 - \phi} \frac{\partial(u_l - u_w)}{\partial t} = i$$

La ecuación se reescribe como:

$$g \frac{\partial S_g}{\partial t} - h \frac{\partial^2 u_g}{\partial z^2} - i = 0 \quad \text{Ecuación 34}$$

Aplicando diferencias finitas, ecuación 19 y 20, y resolviendo los paréntesis se tiene la siguiente formulación:

$$\frac{g S_g^{n+1}}{\Delta t} - \frac{g S_g^n}{\Delta t} - \frac{h u_{gi+1}}{\Delta z^2} + \frac{2 h u_{gi}}{\Delta z^2} - \frac{h u_{gi-1}}{\Delta z^2} - i = 0 \quad \text{Ecuación 35}$$

Renombrando los términos:

$$\frac{g}{\Delta t} = g'$$

$$\frac{h}{\Delta z^2} = h'$$

$$\frac{g S_g^n}{\Delta t} - \frac{2 h u_{gi}}{\Delta z^2} + \frac{h u_{gi-1}}{\Delta z^2} + i = i'$$

Se obtiene la ecuación:

$$g' S_g^{n+1} - h' u_{gi+1} = i' \quad \text{Ecuación 36}$$

Para que la ecuación 36 quede en función de las incógnitas que se necesita se tiene en cuenta que:

$$u_g = P_{cg(S_o)} + (\rho_o - \rho_g) g z + u_o \quad \text{Ecuación 37}$$

La ecuación 37 fue tomada de Hantschel & Kauerauf, 2009, p.264.

Y reemplazando el potencial de aceite por la ecuación 31, se obtiene el potencial de presión del gas en función del potencial de presión del agua.

$$u_g = P_{cg(S_o)} + P_{co(S_w)} + (\rho_w - \rho_g)gz + u_w \quad \text{Ecuación 38}$$

Y se tiene que la saturación de gas es:

$$S_g = 1 - S_w \quad \text{Ecuación 39}$$

Reemplazando la ecuación 38 y 39 en la ecuación 36 y resolviendo los paréntesis se tiene:

$$g' - g'S_w^{n+1} - h'P_{cg(S_o)} - h'P_{co(S_w)} - h'(\rho_w - \rho_g)gz - h'u_{wi+1} = i' \quad \text{Ecuación 40}$$

Con:

$$i' - g' + h'P_{cg(S_o)} + h'P_{co(S_w)} + h'(\rho_w - \rho_g)gz = i''$$

Se tiene la ecuación 41

$$-g'S_w^{n+1} - h'u_{wi+1} = i'' \quad \text{Ecuación 41}$$

Se puede renombrar las incógnitas como sigue:

$$y_1 = S_w^{n+1}$$

$$y_2 = u_{wi+1}$$

A partir de la ecuación 26 y 41 se obtiene un sistema de dos ecuaciones con dos incógnitas

$$a'y_1 - b'y_2 = c'$$

$$-g'y_1 - h'y_2 = i''$$

Aceite-gas

Se parte de la ecuación 29:

$$d'S_o^{n+1} - e'u_{oi+1} = f'$$

La ecuación anterior ya está en función de la saturación del aceite, por lo tanto solo se reemplaza el potencial de presión del aceite por la ecuación 42.

$$d'S_o^{n+1} - e'(P_{co(Sw)} + (\rho_w - \rho_o)gz + u_w) = f' \quad \text{Ecuación 42}$$

Resolviendo el paréntesis y despejando las incógnitas se tiene:

$$d'S_o^{n+1} - e'u_{wi+1} = f' + e'P_{co(Sw)} + e'gz(\rho_w - \rho_o) \quad \text{Ecuación 43}$$

Con:

$$f' + e'P_{co(Sw)} + e'gz(\rho_w - \rho_o) = f'''$$

Se obtiene la ecuación para el aceite:

$$d'S_o^{n+1} - e'u_{wi+1} = f''' \quad \text{Ecuación 44}$$

Para el gas, se parte de la ecuación 36

$$g'S_g^{n+1} - h'u_{gi+1} = i'$$

La ecuación anterior debe quedar en función de la saturación del aceite y del potencial de presión del agua, a partir de las siguientes ecuaciones 38 y 45:

$$S_g = 1 - S_o \quad \text{Ecuación 45}$$

Reemplazando la ecuación 38 y 45 en la ecuación 36 y resolviendo los paréntesis se tiene:

$$g' - g'S_o^{n+1} - h'P_{cg(S_o)} - h'P_{co(S_w)} - h'(\rho_w - \rho_g)gz - h'u_{wi+1} = i' \quad \text{Ecuación 46}$$

Con:

$$i' - g' + h'P_{cg(S_o)} + h'P_{co(S_w)} + h'(\rho_w - \rho_g)gz = i''$$

Se tiene la ecuación 47

$$-g'S_o^{n+1} - h'u_{wi+1} = i'' \quad \text{Ecuación 47}$$

Se puede renombrar las incógnitas como sigue:

$$y_1 = S_o^{n+1}$$

$$y_2 = u_{wi+1}$$

A partir de la ecuación 44 y 47 se obtiene un sistema de dos ecuaciones con dos incógnitas

$$d'y_1 - e'y_2 = f'''$$

$$-g'y_1 - h'y_2 = i''$$

A partir de los tres sistemas de ecuaciones dos por dos (primera etapa sin gas, agua-gas y aceite gas) contruidos en este capítulo, es posible modelar el proceso de migración de los fluidos en el subsuelo.

Agua – Aceite – Gas

Además, se realiza el análisis de las tres fases con el fin de validar los tres sistemas de ecuaciones dos por dos anteriormente obtenidos, es decir, se realizan tres ecuaciones con tres incógnitas.

El procedimiento es muy similar al realizado para la primera etapa, (solo aceite y agua), pero con algunas pequeñas modificaciones como se muestra.

Partimos de la ecuación 26 del agua

$$a'X_1 - b'X_2 = c'$$

Recordando que

$$S_w^{n+1} = X_1 \quad y \quad u_{wi+1} = X_2$$

La ecuación 30 debe re escribirse para incluir al gas

$$S_w = 1 - S_o - S_g \quad \text{Ecuación 48}$$

Reemplazando en la ecuación 26 se tiene:

$$a'(1 - S_o - S_g) - b'X_2 = c'$$

Resolviendo el paréntesis

$$-a'S_o^{n+1} - a'S_g^{n+1} - b'u_{wi+1} = c' - a' \quad \text{Ecuación 49}$$

Renombrando los términos de la siguiente manera:

$$S_o^{n+1} = Y_1$$

$$S_g^{n+1} = Y_2$$

$$u_{wi+1} = Y_3$$

$$c' - a' = c''$$

Se obtiene la ecuación 50:

$$-a'Y_1 - a'Y_2 - b'Y_3 = c'' \quad \text{Ecuación 50}$$

Se realiza el mismo procedimiento para el aceite y el gas, construyendo las ecuaciones con las mismas incógnitas que la ecuación 50 (en función de la saturación del aceite y el gas y del potencial de presión del agua).

Aceite

Se parte de la ecuación 29:

$$d'S_o^{n+1} - e'u_{oi+1} = f'$$

La ecuación anterior ya está en función de la saturación del aceite, por lo tanto solo se reemplaza el potencial de presión del aceite por la ecuación 31.

$$d'S_o^{n+1} - e'(P_{co(Sw)} + (\rho_w - \rho_o)gz + u_w) = f' \quad \text{Ecuación 51}$$

Resolviendo el paréntesis y despejando las incógnitas se tiene:

$$d'S_o^{n+1} - e'u_{wi+1} = f' + e'P_{co(Sw)} + e'gz(\rho_w - \rho_o) \quad \text{Ecuación 52}$$

Con:

$$f' + e'P_{co(Sw)} + e'gz(\rho_w - \rho_o) = f'''$$

Se obtiene la ecuación para el aceite:

$$d'Y_1 - e'Y_3 = f''' \quad \text{Ecuación 53}$$

Gas: Se inicia con la ecuación 23 escrita para el gas:

$$\frac{\rho_g \emptyset}{1 - \emptyset} \frac{\partial S_g}{\partial t} - \left(\frac{\rho_g K}{v_g} \frac{\partial^2 u_g}{\partial z^2} \right) - \frac{\rho_g S_g C}{1 - \emptyset} \frac{\partial (u_l - u_w)}{\partial t} = 0$$

Separando los términos conocidos y teniendo en cuenta la siguiente nomenclatura

$$\frac{\rho_g \emptyset}{1 - \emptyset} = g$$

$$\frac{\rho_g k}{v_g} = h$$

$$\frac{\rho_g S_g C}{1 - \emptyset} \frac{\partial (u_l - u_w)}{\partial t} = i$$

La ecuación se reescribe como:

$$g \frac{\partial S_g}{\partial t} - h \frac{\partial^2 u_g}{\partial z^2} - i = 0 \quad \text{Ecuación 54}$$

Aplicando diferencias finitas, ecuación 19 y 20, y resolviendo los paréntesis se tiene la siguiente formulación:

$$\frac{g S_g^{n+1}}{\Delta t} - \frac{g S_g^n}{\Delta t} - \frac{h u_{gi+1}}{\Delta z^2} + \frac{2 h u_{gi}}{\Delta z^2} - \frac{h u_{gi-1}}{\Delta z^2} - i = 0 \quad \text{Ecuación 55}$$

Renombrando los términos:

$$\frac{g}{\Delta t} = g'$$

$$\frac{h}{\Delta z^2} = h'$$

$$\frac{gS_g^n}{\Delta t} - \frac{2hu_{gi}}{\Delta z^2} + \frac{hu_{gi-1}}{\Delta z^2} + i = i'$$

Se obtiene la ecuación:

$$g'S_g^{n+1} - h'u_{gi+1} = i' \quad \text{Ecuación 56}$$

Para que la ecuación 56 quede en función de las incógnitas que se necesita se tiene en cuenta:

$$u_g = P_{cg(so)} + (\rho_o - \rho_g)gz + u_o \quad \text{Ecuación 57}$$

La ecuación 57 fue tomada de Hantschel & Kauerauf, 2009, p.264. Reemplazando el potencial de aceite por la ecuación 30, se obtiene el potencial de presión del gas en función del potencial de presión del agua.

$$u_g = P_{cg(so)} + P_{co(sw)} + (\rho_w - \rho_g)gz + u_w \quad \text{Ecuación 58}$$

Reemplazando la ecuación 58 en la ecuación 56 y resolviendo los paréntesis se tiene:

$$g'S_g^{n+1} - h'P_{cg(so)} - h'P_{co(sw)} - h'(\rho_w - \rho_g)gz - h'u_{wi+1} = i' \quad \text{Ecuación 59}$$

Con:

$$i' + h'P_{cg(so)} + h'P_{co(sw)} + h'(\rho_w - \rho_g)gz = i''$$

Se tiene la ecuación 60

$$g'Y_2 - h'Y_3 = i'' \quad \text{Ecuación 60}$$

Es posible ahora construir el sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas a partir de las ecuaciones 50, 53 y 60.

$$-a'Y_1 - a'Y_2 - b'Y_3 = c''$$

$$d'Y_1 + 0 - e'Y_3 = f'''$$

$$0 + g'Y_2 - h'Y_3 = i''$$

5.2.3 Términos usados en la ecuación de flujo de tres fases sin cambio de fases. Una tercera y última parte de este análisis de la formulación de Darcy, es determinar cada uno de los términos que necesita la ecuación para ser solucionada. Volviendo a las ecuaciones resultantes en la primera etapa (No se tiene en cuenta el gas):

$$a'X_1 - b'X_2 = c'$$

$$-d'X_1 - e'X_2 = f''$$

Es necesario dar valores a los términos a' , b' , c' , d' , e' y f'' para dar solución al sistema de ecuaciones. Se desglosará cada uno de estos para facilitar la comprensión del origen de cada uno.

$$a' = \frac{a}{\Delta t} = \frac{1}{\Delta t} \left(\frac{\rho_w \phi}{1 - \phi} \right)$$

Δt : Corresponde al timestep dado al modelo, definido desde el capítulo de generación, (se usa el mismo valor para las tres fases).

ρ_w : Se asume un valor constante para todo el modelo. Dato de la literatura.

Porosidad ϕ : El método aquí usado para el cálculo de porosidad a diferentes profundidades es a partir de registros Sónicos de la formación y con las siguientes ecuaciones:

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}}, \text{ ó } \phi_s = 0,7 \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{log}} \quad \text{Ecuación 61 a y b.}$$

Dónde:

Δt_{log} : Lectura del perfil sónico en $\frac{\mu seg}{pie}$

Δt_{ma} : Tiempo en la roca matriz, normalmente un valor de 61 es usado.

Δt_{fl} : Alrededor de $189 \frac{\mu seg}{pie}$ (que corresponde a la velocidad del sonido en el fluido)

Una vez aplicada cualquiera de las formulas mencionadas, el siguiente pasos es construir una gráfica de los resultados anteriores versus profundidad (realizando filtro para los datos negativos y suavizando la curva). Con la curva construida, se busca línea de tendencia (logarítmica) para obtener una ecuación que modele el comportamiento de la porosidad a la profundidad correspondiente. A partir de la ecuación encontrada, es posible determinar la porosidad inicial (a presión atmosférica) y el coeficiente de compactación para aplicar la ecuación Athy abajo presentada (ecuación 47). Así, con el procedimiento anterior y aplicando el último paso (Ecuación Athy) se determina la porosidad de la formación a diferentes profundidades.

$$\phi = \phi_o e^{-cz} \quad \text{Ecuación 62}$$

ϕ_o Es la porosidad a la presión atmosférica

z es la profundidad

c Es el coeficiente de compactación [m^{-1}]

De esta manera es posible dar un valor al término a' .

$$b' = \frac{b}{\Delta z^2} = \frac{1}{\Delta z^2} \left(\frac{\rho_w k}{v_w} \right)$$

Δz^2 : Corresponde al depthstep dado al modelo, definido desde el capítulo de generación, (se usa el mismo valor para las tres fases).

Permeabilidad k : Esta permeabilidad hace referencia a la permeabilidad efectiva y es igual al producto entre la permeabilidad absoluta k_{abs} y la permeabilidad relativa de la fase k_{rp} .

$$k_{abs} = A * \phi^8 \quad \text{Ecuación 63}$$

Donde $A = 4 \times 10^{-15} [m^2]$

Para determinar las permeabilidades relativas se hace uso de las siguientes ecuaciones:

$$k_w = s_e^{(2+3\psi)/\psi} \quad \text{Ecuación 64}$$

$$k_h = (1 - s_e)^2 (1 - s_e)^{(2+\psi)/\psi} \quad \text{Ecuación 65}$$

Con:

$$s_e = (s - s_0)/(1 - s_0) \quad \text{Ecuación 66}$$

ψ es una constante cercana a 2

s_e es la saturación efectiva

s_0 es la saturación residual

k_w es la permeabilidad relativa del agua

k_h es la permeabilidad relativa del hidrocarburo

Viscosidad del agua v_w :

$$v_w = \frac{1}{(5,38 + 3,80A - 0,26A^3)} \times 10^{-3} \quad \text{Ecuación 67}$$

Con $A = \frac{T-150^\circ\text{C}}{100^\circ\text{C}}$, T ($^\circ\text{C}$) y v_w (Pa x s)

Así se obtiene el valor al término b' .

$$c' = \frac{aS_w^n}{\Delta t} + \frac{2bu_i}{\Delta z^2} - \frac{bu_{i-1}}{\Delta z^2} + c$$

El termino sin definir en la ecuación anterior corresponde a c .

$$c = \frac{\rho_w S_w C}{1 - \phi} \frac{\partial(u_l - u_w)}{\partial t}$$

Saturación del agua S_w : Hace referencia a la S_w^n , valor conocido.

Compresibilidad C : Es la compresibilidad total, y es posible determinarla a partir de:

$$C_t = S_o C_o + S_g C_g + S_w C_w + C_r, \text{ Ecuación 54 (Se usa el mismo valor para las tres fases).}$$

Con:

$$C_w = 4,78 \times 10^{-10} [Pa^{-1}],$$

$$C_o = 5 \times 10^{-10} [Pa^{-1}],$$

$$C_g = \frac{C_{pr}}{P_{pc}}, \quad \text{Ecuación 68}$$

C_{pr} se determina a partir de las propiedades Temperatura y Presión pseudo-reducidas en la figura

15.

Las propiedades pseudo reducidas del gas se determinan de las siguientes ecuaciones:

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \text{ y } T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad \text{Ecuación 69 a y b}$$

Con:

$T_{pc} = \sum Y_i T_{ci}$, siendo Y_i , la fracción de cada componente en el gas.

$$P_{pc} = \sum Y_i P_{ci} \quad \text{Ecuación 70}$$

$$C_r = \frac{c}{\Delta \rho g} \frac{\phi}{1-\phi}, (\Delta \rho = \rho_b - \rho_w) \quad \text{Ecuación 71}$$

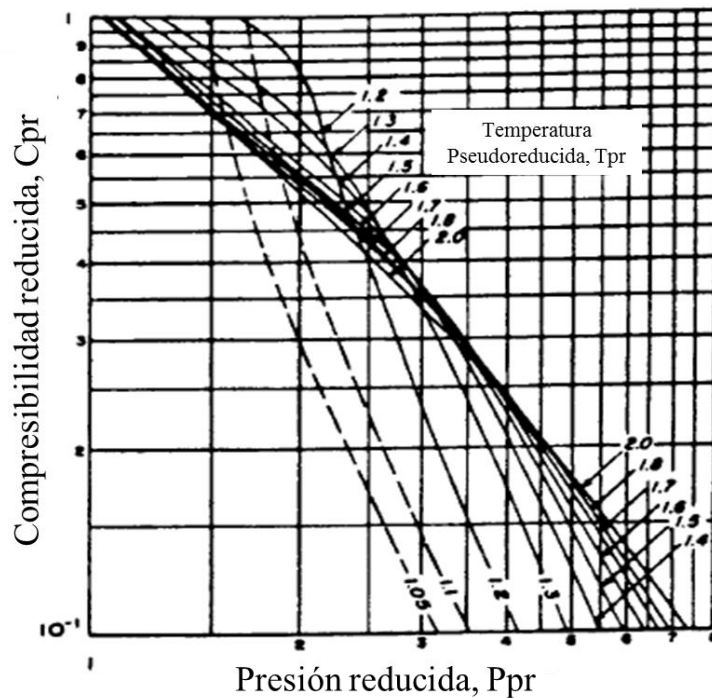


Figura 15. Correlación de compresibilidad pseudo-reducida para gas natural.

Nota: Teniendo las propiedades pseudoreducidas del gas es posible determinar su compresibilidad pseudoreducida a partir de la gráfica anterior. Adaptado de Lee, p.130.

ρ_b es determinada a partir de los registros Density.

Para la primera etapa $S_g C_g = 0$ puesto que no se ha generado gas.

Carga $\frac{\partial(u_l - u_w)}{\partial t}$:

Este valor es una constante para todo el modelo, por lo tanto se elimina la derivada.

$$\frac{(u_l - u_w)}{\Delta t}$$

u_l : es el potencial litostático y está dado por $u_l = P_l - P_h$

$P_l = g\rho_b\Delta z$ Presión litostática

ρ_b : densidad del sedimento

$P_h = g\rho_w z$ Presión hidrostática

De esta manera se da valor al término c'

Ahora los términos de la ecuación para la fase aceite (algunos de los términos son los mismos de la fase agua, por lo tanto se omiten en este paso)

$$d' = \frac{d}{\Delta t} = \frac{1}{\Delta t} \left(\frac{\rho_o \phi}{1 - \phi} \right)$$

Densidad del aceite ρ_o :

$$\rho_o = \gamma_o \rho_{estandar}$$

Ecuación 72

Donde $\rho_{estandar}$ hace referencia a la densidad del agua a condiciones estándar.

$$\gamma_o = \frac{145,1}{API + 131,5}$$

Ecuación 73

Para el término e' se tiene:

$$e' = \frac{e}{\Delta z^2} = \frac{1}{\Delta z^2} \left(\frac{\rho_o k}{v_o} \right)$$

Viscosidad del aceite v_o :

$$v_o = 1,4186 \times 10^{-6} \times e^{\left(\frac{6597}{T}\right)} \quad \text{Ecuación 74}$$

Dónde:

T (K) y v_o (Pa x s)

Para f''

$$f'' = f' - d' - e' P_{co(Sw)} - e' (\rho_w - \rho_o) g z$$

$$f = \frac{\rho_o S_o C}{1 - \phi} \frac{\partial (u_l - u_w)}{\partial t}$$

$$f' = \frac{dS_o^n}{\Delta t} + \frac{2eu_{oi}}{\Delta z^2} - \frac{eu_{oi-1}}{\Delta z^2} + f$$

Saturación de aceite S_o :

$$S_o = 1 - S_w - S_g$$

Teniendo en cuenta que para la primera parte del análisis $S_g = 0$.

El único término sin definir es $P_{co(Sw)}$, que hace referencia a la presión capilar para las fases aceite-agua en función de la saturación del agua.

$$P_{co(Sw)} = P_{ce} + P_0(1 - S_w) \quad \text{Ecuación 75}$$

Con:

$$P_{ce} = a \left(\frac{k}{k_0} \right)^b \quad \text{Ecuación 76}$$

Ibrahim et al. (1970) en Ingram y Urai (1999) derivan $a = 0.548 \text{ MPa}$, $b = -0.33$ y $k_0 = 1 \text{ mD}$ a partir de los cálculos de las alturas de las columnas.

Para la segunda etapa, los nuevos términos son propiedades del gas

$$g' = \frac{g}{\Delta t} = \frac{\rho_g \phi}{1 - \phi} * \frac{1}{\Delta t}$$

Densidad del gas ρ_g

$$\rho_g = \frac{2,70 P \gamma_g}{z T} \quad \text{Ecuación 77}$$

Dónde:

ρ_g es la densidad del gas [lbm/ft^3]

P es la presión [psia]

γ_g es la gravedad específica del gas

z es el factor de compresibilidad del gas

T es la temperatura [$^{\circ}\text{R}$]

La gravedad específica del gas es determinada a partir de la sumatoria de las fracciones de los componentes presentes en el gas y su respectivo peso molecular.

$$\gamma_g = \sum Y_i * M_i \quad \text{Ecuación 78}$$

El factor z es determinado por el Método Papay (Bánzer, 1996, p.19).

$$z = 1 - \frac{3.52P_{pr}}{10^{0.9813T_{pr}}} + \frac{0.274P_{pr}^2}{10^{0.8157T_{pr}}} \quad \text{Ecuación 79}$$

De esta manera es posible dar un valor al término g' .

$$h' = \frac{h}{\Delta z^2} = \frac{\rho_g k}{v_g} * \frac{1}{\Delta z^2}$$

Permeabilidad efectiva k :

$$k = k_{abs} k_{rg} \quad \text{Ecuación 80}$$

k_{abs} Ya fue definida.

$$k_{rg} = 0.4 S_{eg}^2 \quad \text{Ecuación 81}$$

$$S_{eg} = \frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{wc} - S_{gc}} \quad \text{Ecuación 82}$$

Normalmente se supone que las saturaciones de gas críticas S_{gc} son insignificanemente pequeñas, permitiendo que cada pequeña burbuja de gas sea móvil. Ecuaciones tomada de Hantschel & Kauerauf, 2009, p.253.

Viscosidad del gas v_g

$$v_g = 1.0 \times 10^{-5} + 1.5 \times 10^{-8} \frac{P}{\rho_{bg}} - 2.2 \times 10^{-7} (T - T_o) \quad \text{Ecuación 83}$$

Donde: ρ_b es la densidad media del sedimento

T_o es la temperatura de la superficie (K)

T (K)

v_g (Pa x s)

Término i''

$$i'' = i' + h'P_{cg(S_o)} + h'P_{co(S_w)} + h'(\rho_w - \rho_g)gz$$

$$i' = \frac{\rho_g S_g C}{1 - \phi} \frac{\partial(u_l - u_w)}{\partial t}$$

Saturación del gas S_g :

$$S_g = 1 - S_w$$

$$S_g = 1 - S_o$$

Presión capilar del gas en función de la saturación del aceite $P_{cg(S_o)}$, en ocasiones es posible despreciarla debido a los valores bajas que tiene.

$$P_{cg(S_o)} = P_{ce} + P_o(1 - S_o)$$

Ecuación 84

6. Metodología propuesta

A continuación se presenta una metodología para la estimación de hidrocarburos generados y que posteriormente migraron o permanecieron en la roca generadora.

6.1 Generación de Hidrocarburos

La generación de hidrocarburos se da en la roca madre o fuente; dicha roca tiene propiedades particulares que, en condiciones determinadas de presión y temperatura, poseen la capacidad de producir hidrocarburos (petróleo o gas). Para determinar la cantidad de petróleo o gas que se pueden generar, primero es necesario evaluar y estudiar algunos conceptos, esto con el fin de obtener resultados confiables. A continuación se dará un breve resumen del proceso realizado en esta investigación para la determinación de la cantidad de hidrocarburo generado en un yacimiento tipo shale.

6.1.1. Revisión de información.

Edad de la formación a evaluar: Con el conocimiento de la edad aproximada de la formación es posible obtener información acerca de la profundidad, la temperatura o el grado de madurez de la materia orgánica; además es posible tener noción del ambiente de depositación, el cual está ligado al tipo de litología. Es posible obtener esta información a partir de una columna estratigráfica de la cuenca.

Gradiente térmico: El gradiente térmico nos permite conocer el cambio de la temperatura a medida que ocurre el proceso de enterramiento; mediante el conocimiento de la profundidad actual de la formación y el gradiente térmico es posible determinar el cambio en el tiempo (Δt) y cada uno de los puntos en profundidad donde se analizará el proceso de generación, es decir, a medida que ocurre el proceso de enterramiento, cada cuantos pies (ft) se analizará la generación de hidrocarburos.

Propiedades físicas y petrofísicas: Caracterizar la zona de estudio es realmente importante, es necesario conocer algunas propiedades básicas de la formación como lo son el área y el espesor, con el fin de estudiar un volumen determinado de roca, y así determinar la generación de hidrocarburos en la zona de estudio. Por otro lado, se debe contar con algunas propiedades petrofísicas de la roca como la porosidad, permeabilidad, compresibilidad y la densidad de roca, para así conocer el total del espacio poroso donde se pondrá almacenar los hidrocarburos generados. Luo, 1998 muestra correlaciones para determinar algunas de las propiedades mencionadas.

Propiedades del fluido: Se debe contar con un rango de gravedad API del fluido de acuerdo al conocimiento que se tenga de la zona; este dato fundamental en la determinación del volumen total generado. Mediante la gravedad API se hallará la densidad del fluido en gramos por centímetros cúbicos y en miligramos por barril.

Propiedades orgánicas: Las propiedades orgánicas de la formación como el Índice de Hidrógeno (HI y HIo), el Contenido Orgánico Total (TOC), el cual se determina mediante pruebas de laboratorio, , el tipo de Kerógeno presente (I, II, III o IV) son fundamentales en el momento de analizar el proceso de generación; según el tipo de kerógeno, el cual se puede determinar por medio

de pruebas de laboratorio, que predomine en la formación se tendrá indicios de la calidad de hidrocarburo que se generará; además del Índice de Hidrógeno inicial (HIo) tiene una dependencia directa con el tipo de kerógeno, la cual se muestra en la tabla 13.

6.1.2. Proceso de generación

Reacción para la generación: La ecuación base que se usa en el proceso de generación es la ecuación 3, ésta describe el paso de un masa x reaccionando, y convirtiéndose en un producto y . Realizando integración numérica a la ecuación 3 propuesta por Hantschel y Kauerauf, 2009, se obtiene la ecuación 5, la cual será usada para los cálculos.

Tabla 13.
Índice de Hidrógeno inicial

HI según tipo de kerógeno (mg HC / g TOC)	
Kerógeno tipo I	700
Kerógeno tipo II	550
Kerógeno tipo III	125
Kerógeno tipo IV	50

Nota: De acuerdo al tipo de kerógeno que predomine en la formación será el índice de hidrógeno inicial. Adaptado de (Alexander, y otros, 2011)

El proceso de generación se divide en tres etapas, de acuerdo a esto y al tipo de kerogeno predominante se debe tener en cuenta la variación de los factores X_i , E_i y A (Tablas 10, 11, 12).

La primera etapa cuenta con una particularidad, ya que ésta se divide en 6 sub-reacciones que se

deben tener en cuenta para el cálculo de la tasa de reacción (k), y por medio de la suma de las 6 reacciones, obtener el porcentaje de masa X que reaccionará. La etapa 2 y 3 solo cuenta con una sub-reacción, es decir solo un valor para E_i y A .

Productos y residuos: En cada etapa se genera un producto Y , y un residuo determinado. Se debe tener presente que en la primer etapa se genera petróleo como producto, y en la etapa 2 y 3 el producto de interés es el gas.

Masa total generada: La ecuación 6 describe la manera de hallar la masa generada en el proceso de generación; mediante un porcentaje de masa, el cual se obtiene de los cálculos anteriores, el volumen y densidad de la roca, el índice de hidrógeno inicial (H_{Io}), la porosidad de la formación y un TOC inicial (TOC_o) es posible calcular la masa total generada en miligramos (mg) de hidrocarburos. Para obtener el TOC_o se usa la ecuación 7.

Para finalizar es posible convertir la masa generada en volumen de hidrocarburo generado por medio de la ecuación 8.

6.2 Migración de Hidrocarburos

Una vez determinada la cantidad de hidrocarburos generada en la roca fuente, el siguiente paso en esta metodología es evaluar la migración de hidrocarburos y así cuantificar el hidrocarburo que migró y el hidrocarburo que permaneció en la roca fuente, para convertirse en un yacimiento tipo Shale. En la metodología para evaluar la migración de hidrocarburos es necesario hacer primero una revisión de algunos conceptos básicos, después hay que establecer la ecuación que modelará el proceso de migración seguido de la respectiva solución y revisar algunas de las propiedades y

características tanto del fluido como de la formación necesarias en la solución de la ecuación de Flujo Darcy.

6.2.1 Conceptos básicos

Concepto de Migración: Es importante tener claro el concepto de migración y los fenómenos que implica este proceso, como las fuerzas que actúan a favor o en contra del movimiento de fluidos, boyanza, fuerzas viscosas y gravedad. También hay que considerar la dirección de flujo y los patrones de flujo que se generan a lo largo de todo el proceso. De esta manera es posible comprender el comportamiento de los hidrocarburos durante su migración y se tiene el punto de partida para modelar el fenómeno.

Método de Migración Flujo Darcy: Es conocido de la literatura como uno de los métodos de migración: Difusión, Flowpath, método Híbrido, Invasión por Percolación y Flujo Darcy. Para el objeto de este estudio se eligió el método de Flujo Darcy como método para modelar el proceso de migración de hidrocarburos. El método incluye tanto propiedades del medio como propiedades del fluido. Es necesaria la revisión del método para comprender los conceptos teóricos, las variables y términos que incluye, con el fin de poder aplicarlo según la necesidad del modelo propuesto, en este caso el flujo de tres fases (agua, aceite y gas) sin cambio de fases (Sólido, líquido o gas).

6.2.2 Formulación de la Ecuación: Cuando se ha comprendido la teoría del proceso de migración y del método a aplicar, Flujo Darcy, es posible ahora generar la ecuación que modele el proceso

de migración de hidrocarburos en el subsuelo, flujo Darcy de tres fases sin cambio de fase, sí se conoce los siguientes términos:

Potencial de presión: El método flujo Darcy sostiene que las fuerzas conductoras para el flujo de fluidos son las diferencias de potenciales de presión. Por lo cual este término es fundamental en la construcción del modelo y es necesaria la identificación del potencial de presión de cada una de las fases, agua, aceite y gas, representado por la ecuación 11.

Fracción de masa de la fase: Con la ecuación 12 es posible calcular la fracción de masa para cada fase, la cual se debe conocer para realizar un balance de masa y obtener la ecuación deseada. La ecuación incluye la porosidad del medio, densidad y saturación de la fase.

Compactación: Hantschel y Kauerauf, 2009 presentan el término como el resultado de la derivada de la porosidad respecto al tiempo, ecuación 16, e incluye la compresibilidad de la formación y la sobrecarga u overburden.

Balance de masa: Para obtener la ecuación que modele el flujo de las tres fases sin tener en cuenta cambios de fase, se realiza un balance de masa para cada fase como se muestra en la ecuación 15, este balance de masa incluye la derivada de la fracción de masa de la fase de interés, un flujo de masa multiplicado por un gradiente y operador nabla, el cual da carácter de vector a la ecuación y de esta manera se tiene en cuenta las tres dimensiones, y finalmente el término fuente que describe el aporte o pérdida de fase. Una vez resuelta la ecuación del balance de masa se obtiene la ecuación 18 que modela el proceso de migración de hidrocarburos.

6.2.3 Solución de la Ecuación. El siguiente paso en esta metodología una vez se ha construido la ecuación del método Darcy que modela el flujo del fluido en el subsuelo, es su solución. Se debe

realizar un análisis dimensional de la ecuación, identificar las incógnitas, determinar el método de solución, entre otros.

Análisis dimensional: Se debe realizar un análisis dimensional a la ecuación construida y asegurarse que todos los términos estén en las mismas unidades. El modelo está en unidades de densidad sobre tiempo de acuerdo al despeje y agrupación de constantes realizado en este caso particular.

Identificar incógnitas: Las incógnitas en la ecuación generada son saturaciones y potencial de presión. Las saturaciones proporcionarán la información de la fracción de hidrocarburo que migró o permaneció en la roca fuente y las presiones potenciales indicarán el valor de la fuerza que generó tal migración.

Operador Nabla: Es un operador diferencial vectorial representado por el símbolo ∇ , el cual, como se mencionó anteriormente, le da el carácter vectorial a la ecuación para ser tratada correctamente en las tres direcciones de los ejes coordenados, pero por simplicidad del proceso, se tiene en cuenta solo la dirección z (indica profundidad), como se muestra en la ecuación 21.

Diferencias finitas: La ecuación a solucionar contiene dos derivadas, la solución de este tipo de ecuaciones por medios analíticos es casi imposible, por lo cual se recurre a soluciones numéricas. El método de solución por diferencias finitas ofrece una alternativa transformando la ecuación diferencial continua a una forma discreta. Para la solución de la primera derivada (derivada de saturación respecto al tiempo) se usa la ecuación 19 y para la solución de la segunda derivada (segunda derivada del potencial de presión respecto a la derivada de la profundidad al cuadrado) se usa la ecuación 20.

Sistema de ecuaciones: En la primera etapa del proceso, sólo se tiene en cuenta la migración de dos fluidos (agua y aceite), se cuenta entonces con dos incógnitas y dos ecuaciones reemplazando las incógnitas en función de una de las fases, en este caso las ecuaciones están en función del agua. Para las fases 2 y 3, se tiene el mismo principio de solución, es posible realizar estos procedimientos por medio de las ecuaciones 30 y 31.

Renombrar términos: Para simplicidad del sistema de ecuaciones se pueden renombrar los términos conocidos para reducirlos y hallar una fácil solución, es decir, la obtención de sistemas dos por dos para cada una de las etapas.

Método de solución de la ecuación: Al obtener el sistema de ecuaciones simplificado, solo queda elegir el sistema de solución de ecuaciones a usar (Reducción, igualación, sustitución, Gauss, matriz inversa, regla de Cramer). Para el caso de este estudio se eligió el método de matriz inversa, la solución del sistema se halla multiplicando la inversa de la matriz de coeficientes por la matriz de términos independientes, con fines de facilitar el modelamiento del proceso cuando se genere la plantilla en Excel.

6.2.4 Búsqueda de los términos en la ecuación. Los siguientes términos son propiedades del medio o del fluido que deben ser conocidos para la solución de la ecuación de tres fases sin cambio de fase.

Condiciones iniciales: Aunque las condiciones iniciales no corresponden a alguna propiedad del medio o el fluido, sí es una característica fundamental del modelo. Hay que determinar desde el proceso de generación un delta de tiempo y profundidad, gradiente geotérmico, presión atmosférica, temperatura inicial, saturaciones iniciales, (Se parte de saturación de agua 1 y cero

para el aceite y gas), entre otras mencionadas en la metodología para el proceso de generación, estas condiciones iniciales dependen del modelo que se tenga en mente y de la formación a evaluar.

Densidad: La densidad es una propiedad del fluido y cada fase tiene un valor correspondiente de densidad. Se toman valores constantes de densidad del agua y el aceite, según datos de la formación y para la densidad del gas se determina un valor para cada profundidad por medio de la ecuación 77.

Porosidad: Es necesario contar con registros Sónicos de la formación, el cual es una herramienta sónica que emite impulsos sónicos y un receptor capta la velocidad de onda sonora la cual depende de la litología de la formación, y convertir estos valores por medio de la ecuación 61 a y b a valores de porosidad, llevar estos valores a la forma Athy, ecuación 48 para poder determinar la porosidad a determinada profundidad.

Permeabilidad: El término de permeabilidad en la ecuación hace referencia a la permeabilidad efectiva, que es el producto de la permeabilidad absoluta por la permeabilidad relativa. Conociendo la porosidad del medio y por medio de la ecuación 63 es posible determinar la permeabilidad absoluta. Para el caso de la permeabilidad relativa es necesario conocer valores de saturación (fórmula 64, 65 y 66), por lo tanto las curvas de permeabilidad relativa se van construyendo a medida que se va determinando valores de saturación de cada fase.

Viscosidad: Es sencillo determinar las viscosidades de las fases a determinada profundidad a partir de las formulas 67, 74 y 83.

Potencial de sobrecarga: La presión de sobrecarga es la presión ejercida por el peso total de las formaciones sobrepuestas del punto de interés, es posible determinar este potencial por la diferencia entre el potencial litostático (sobrecarga reducida por presión hidrostática) y el

potencial hidrostático. Para hallar este término se usa el potencial del agua, el cual es una de las incógnitas en el sistema de ecuaciones, por lo cual es posible dar valores al potencial de sobrecarga a medida que se obtienen las soluciones de cada sistema de ecuaciones.

Presión capilar: Para el caso del modelo aquí desarrollado por medio de la ecuación de Flujo Darcy, se necesita de dos presiones capilares para cada etapa del proceso. Para la primera etapa se requiere de la presión capilar del aceite en función del agua, ecuación 75, y para la segunda etapa se requiere tanto de la presión capilar mencionada como de la presión capilar del gas en función de la saturación del aceite (ecuación 84). Como las presiones capilares tienen dependencia de las saturaciones de los fluidos, las curvas de presión capilar se van construyendo a medida que se van solucionando las ecuaciones y obteniendo los valores de saturación.

6.3 Plantilla en Excel

El último paso de la metodología de trabajo en este estudio de los procesos de generación y migración, es la construcción de una plantilla en Excel que modele todos los fenómenos estudiados y revisados, esto se logra con la inclusión de las propiedades y características del medio y fluido, condiciones iniciales, además de las ecuaciones desarrolladas y las respectivas soluciones que el modelo necesita para su total desarrollo. Con la plantilla generada es posible realizar el cálculo de la cantidad de hidrocarburo generado y la cantidad que migró para cualquier formación si se cuenta con todos los datos mencionados en esta metodología; para claridad, solo cambiando algunos de los datos de las hojas “Parámetros G” y “Parámetros M.” se obtendrán los resultados, estas hojas hacen referencia a los parámetros necesarios para los procesos de generación, como el tipo de kerógeno, o migración, como los registros, respectivamente.

7. Análisis de resultados

7.1 Resultados en generación

La tabla 14 muestran todos los valores usados para la creación de la ventana de generación de hidrocarburos según la metodología propuesta en este trabajo para el proceso de generación.

Se aclara la proveniencia de los valores, algunos son tomados de la formación Eagle Ford de la Cuenca Burgos y otros valores son tomados de la literatura o el promedio de rangos típicos de valores debido a la dificultad de obtención de dichos datos. (No se incluye la referencia puesto que los valores han sido previamente mencionados y referenciados).

Tabla 14.

Propiedades usadas en la plantilla de Excel para el proceso de generación

Propiedad	Valor	Unidades	Tomado de*
Tipo de kerógeno	II		Eagle Ford
Índice de Hidrógeno	9	mg HC / g TOC	Eagle Ford
Contenido orgánico total	5	%	Eagle Ford
Porcentaje de carbón	83	%	Valor teórico propuesto en la literatura
Índice de Hidrógeno inicial	550	mg HC / g TOC	Eagle Ford
Espesor	656,168	Ft	Eagle Ford
Área	11584000	Acres	Eagle Ford
Promedio densidad de la roca	87477,60904	g/ft3	Valor obtenido de registros density
Volumen	3,31102E+14	ft3	Eagle Ford
Porosidad	0,04		Eagle Ford
Profundidad	16404,2	Ft	
Gradiente geotérmico	1	°F/61,879ft	Dato de literatura
Tiempo (cretácico-Turoniano)	93,9	ma	Eagle Ford
Temperatura superficie	60	°F	Valor de temperatura a condiciones estándar
Densidad aceite	909,7178683	Kg/m3	Valor promedio rangos típicos, crudo pesado
Delta de profundidad	61,879	ft	Resultado de la metodología
Delta de tiempo	0,354	Ma	Resultado de la metodología

Nota: Para la construcción de la plantilla de Excel se tomaron algunos datos de una formación específica (Eagle Ford) y otros datos se tomaron a partir de información en la literatura.

Como se mencionó en el capítulo de generación de hidrocarburos, el proceso consiste en tres etapas: Transformación del kerógeno a aceite, de aceite a gas y residuo a gas. (Figura 11).

En la primera etapa se obtienen las tasas de reacción correspondientes para cada profundidad, permitiendo determinar el residuo generado y la fracción del aceite para esta primera etapa. La figura 16 muestra la etapa 1 generada en la plantilla de Excel y los valores mencionados.

Generación						
Propiedades de la formación			Propiedades de la formación	Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3
0,00	60,00	288,71				
61,88	60,00	288,71				
123,76	61,00	289,26				
185,64	62,00	289,82				
247,52	63,00	290,37				
309,40	64,00	290,93				
371,27	65,00	291,48				
433,15	66,00	292,04				
495,03	67,00	292,59				
556,91	68,00	293,15				
618,79	69,00	293,71				
680,67	70,00	294,26				
742,55	71,00	294,82				
804,43	72,00	295,37				
866,31	73,00	295,93				
928,19	74,00	296,48				

Figura 16. Cálculos de la etapa 1 del proceso de generación.

Nota: Se construyó en la plantilla de Excel las seis reacciones que representan la transformación del kerógeno a aceite para cada profundidad obteniendo un valor para la fracción de aceite resultante en la primera etapa y un valor para el residuo.

Se obtiene un primer valor de residuo que corresponde al kerógeno que nunca reaccionará para convertirse en hidrocarburo, (las reacciones no son 100% eficientes por lo que no toda la materia se transforma), este valor corresponde a:

Residuo inicial: 0,305

El valor obtenido para la fracción de residuo para la primera etapa de generación de hidrocarburos a partir de la metodología propuesta fue:

Residuo: 0,11562

Este valor representa la fracción de la fracción de kerógeno disponible para transformarse en hidrocarburos que no se transformó en aceite en esta primera etapa.

También se obtiene un valor para la fracción de aceite generado en esta etapa:

Fracción de aceite generado: 0,57894

Esta fracción de aceite generado representa la fracción de aceite que se generó a partir de la fracción de kerógeno disponible para transformarse en hidrocarburos. La suma de los tres valores de fracciones obtenidos debe ser 1.

En la segunda etapa, una fracción de la fracción del aceite generado en la primera etapa se transforma en gas. La figura 17 muestra el proceso de generación para esta etapa por medio de la plantilla de Excel generada.

Nuevamente se habla de fracciones. Para la segunda etapa se parte de la fracción de aceite generado en la primera etapa ya que este valor representa la materia disponible para reaccionar y transformarse a gas. Se obtiene una fracción de residuo que representa el aceite que no reaccionó en esta etapa, el valor obtenido a partir de la metodología fue:

Residuo final 2: $9,3361 \times 10^{-20}$

Se obtiene un valor para la fracción del residuo final de la segunda etapa muy pequeño, lo que indica que casi todo el aceite generado en la primera etapa reaccionó para convertirse en gas. Por

lo tanto es posible obtener la fracción de gas generada que corresponde a un valor muy cercano a 1. Nuevamente, la suma de los dos valores, gas generado y residuo, debe ser uno puesto que se está hablando de fracciones.

Generación						
Etapa 2					Etapa 2	
Constante de reacción (K2)	X2	Y2	Residuo final 2			9,3361E-20
			Y2 Acumulado	Oil Etapa 1		Residuo 2
-	1	0	0	0	1	
3,9875E-16	1,0000E+00	4,0856E-14	4,0856E-14	6,4884E-03	1,0000E+00	
4,7781E-16	1,0000E+00	4,8850E-14	8,9706E-14	1,1206E-02	1,0000E+00	
5,7216E-16	1,0000E+00	5,8731E-14	1,4844E-13	1,4593E-02	1,0000E+00	
6,8467E-16	1,0000E+00	7,0499E-14	2,1894E-13	1,6992E-02	1,0000E+00	
8,1873E-16	1,0000E+00	8,4377E-14	3,0331E-13	1,8669E-02	1,0000E+00	
9,7838E-16	1,0000E+00	1,0092E-13	4,0423E-13	1,9826E-02	1,0000E+00	
1,1684E-15	1,0000E+00	1,2079E-13	5,2502E-13	2,0613E-02	1,0000E+00	
1,3943E-15	1,0000E+00	1,4444E-13	6,6946E-13	2,1142E-02	1,0000E+00	
1,6628E-15	1,0000E+00	1,7275E-13	8,4222E-13	2,1493E-02	1,0000E+00	
1,9818E-15	1,0000E+00	2,0606E-13	1,0483E-12	2,1726E-02	1,0000E+00	
2,3603E-15	1,0000E+00	2,4603E-13	1,2943E-12	2,1879E-02	1,0000E+00	
2,8092E-15	1,0000E+00	2,9343E-13	1,5877E-12	2,1980E-02	1,0000E+00	
3,3414E-15	1,0000E+00	3,4950E-13	1,9372E-12	2,2050E-02	1,0000E+00	
3,9718E-15	1,0000E+00	4,1622E-13	2,3535E-12	2,2100E-02	1,0000E+00	
4,7181E-15	1,0000E+00	4,9549E-13	2,8489E-12	2,2138E-02	1,0000E+00	
5,6009E-15	1,0000E+00	5,8931E-13	3,4382E-12	2,2171E-02	1,0000E+00	
6,6448E-15	1,0000E+00	7,0033E-13	4,1386E-12	2,2201E-02	1,0000E+00	

Figura 17. Cálculos de la etapa 2 del proceso de generación.

Nota: En la segunda etapa del proceso de generación solo se tiene una constante de reacción y no seis como en la primera etapa. Se obtienen valores para la fracción de gas que se generó y el residuo resultante.

La etapa final representa la reacción de la fracción de residuo total, correspondiente a la suma de los residuos de las etapas anteriores, para transformarse en gas. La figura 18 muestra los cálculos realizados en la hoja de Excel para la etapa 3.

Las fracciones obtenidas en la etapa tres corresponden a un valor de residuo final

Residuo final: 0,24073

Valor que indica la fracción de fracción de residuo total que no reaccionó en la etapa tres del proceso de generación.

Etapa 3				
Constante de reacción (K3)	X3	Y3	Residuo final	
			Y3 Acumulado	Residuo 3
-	1	0	0	1
6,4237E-19	1,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,0000E+00
7,8275E-19	1,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,0000E+00
9,5308E-19	1,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,0000E+00
1,1596E-18	1,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,0000E+00
1,4098E-18	1,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,0000E+00
1,7127E-18	1,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,0000E+00
2,0792E-18	1,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,0000E+00
2,5223E-18	1,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,0000E+00
3,0575E-18	1,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,0000E+00
3,7035E-18	1,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,0000E+00
4,4829E-18	1,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,0000E+00
5,4223E-18	1,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,0000E+00
6,5539E-18	1,0000E+00	0,0000E+00	0,0000E+00	1,0000E+00
7,9160E-18	1,0000E+00	8,8818E-16	8,8818E-16	1,0000E+00
9,5545E-18	1,0000E+00	9,9920E-16	1,8874E-15	1,0000E+00
1,1524E-17	1,0000E+00	1,2212E-15	3,1086E-15	1,0000E+00
1,3890E-17	1,0000E+00	1,4433E-15	4,5519E-15	1,0000E+00

Figura 18. Cálculos de la etapa 3 del proceso de generación.

Nota: La etapa tres es la etapa final en el proceso de generación y es donde la fracción de residuo total reacciona para transformarse en gas. Se obtiene un residuo final y una fracción de gas generado.

También se obtiene el valor de la fracción de gas generado en la etapa:

Gas generado: 0,72666

El valor corresponde a la fracción de fracción de residuo que reaccionó y se convirtió en gas en la última etapa de generación de hidrocarburos. Se nota que la suma de las dos fracciones es uno.

Una vez obtenidos los valores de las fracciones de hidrocarburos generados en cada una de las etapas de generación es posible construir la ventana de generación de hidrocarburos. Antes de mostrar la ventana de generación se presenta la figura 19 que representa la evolución de la generación de hidrocarburos para diferentes profundidades en la primera etapa.

También se presenta el mismo análisis de evolución de la generación de hidrocarburos para la etapa dos incluyendo la generación de gas. Se parte del supuesto que todo el aceite generado en la primera etapa está disponible para reaccionar.

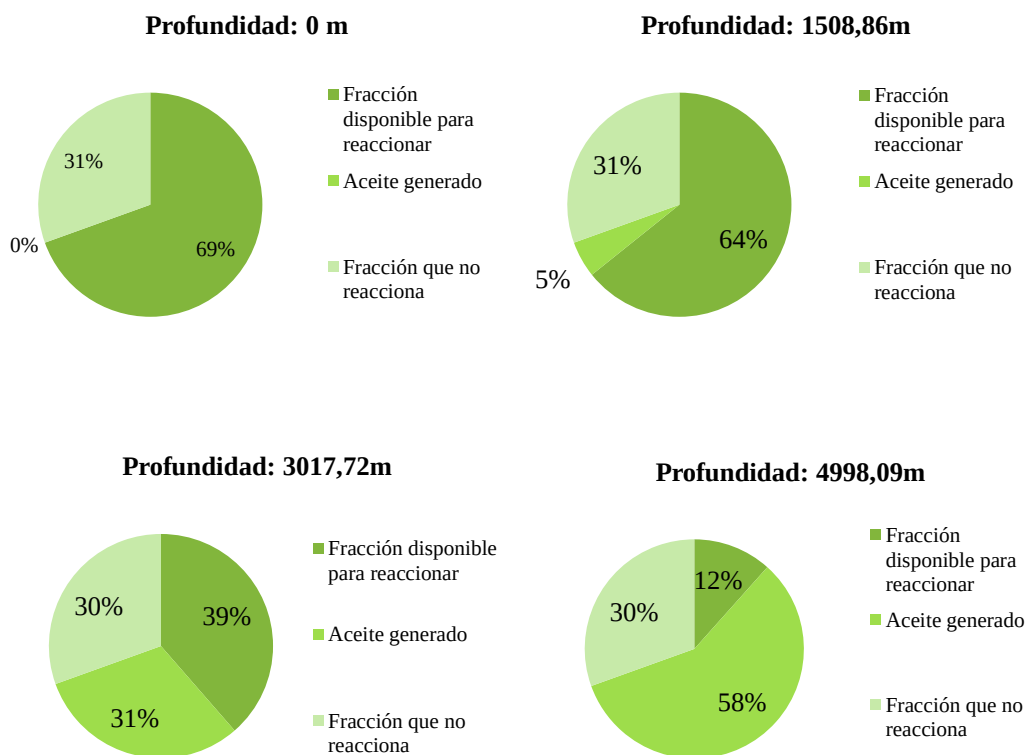


Figura 19. Evolución de la generación de aceite a diferentes profundidades (Etapa 1)

Nota: Se observa como la fracción disponible para reaccionar se va transformando en aceite hasta la profundidad final del yacimiento en donde la fracción que no reacciona queda como residuo. Los valores se muestran como porcentajes de material disponible para reaccionar, aceite generado y materia que no reacciona.

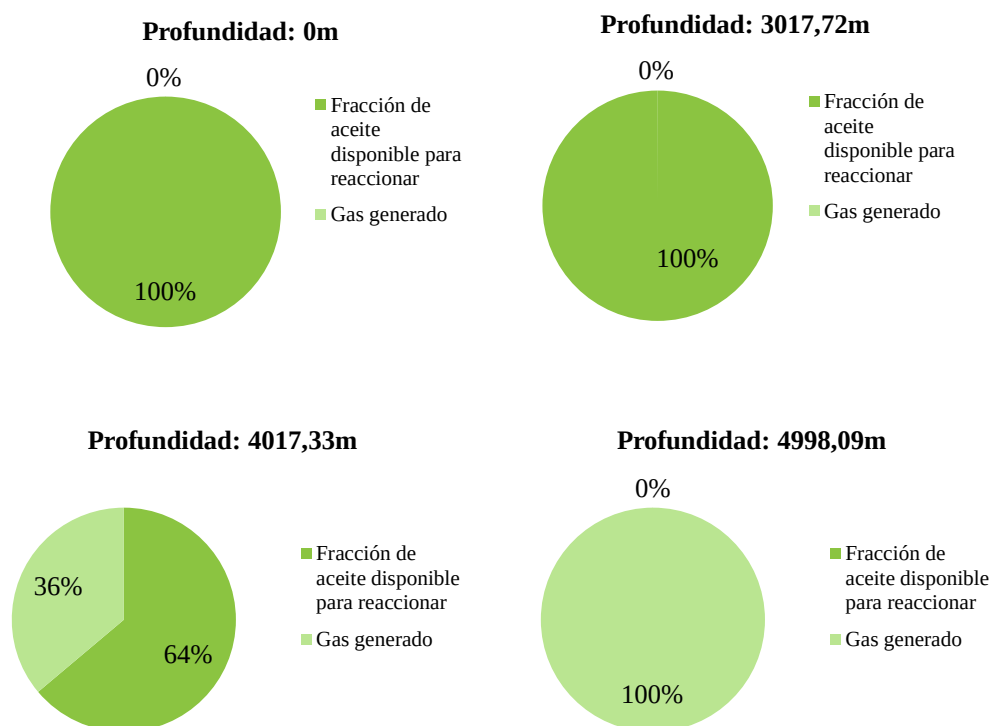


Figura 20. Evolución de la generación de gas a diferentes profundidades (Etapa 2)

Nota: Se presenta la evolución del gas a cuatro profundidades diferentes mostrando una transformación completa de aceite a gas. Las dos primeras graficas muestran que ningún gas se ha generado a esa profundidad, y la última grafica muestra una transformación del cien por ciento del aceite disponible para transformarse en gas.

Se observa como el gas se genera a una mayor profundidad que el aceite, además se observa que en la segunda etapa, todo el aceite disponible para reaccionar se transformó en gas.

La tercera etapa se muestra en la figura 21. Se parte del supuesto que todo el residuo reacciona para transformarse en gas.

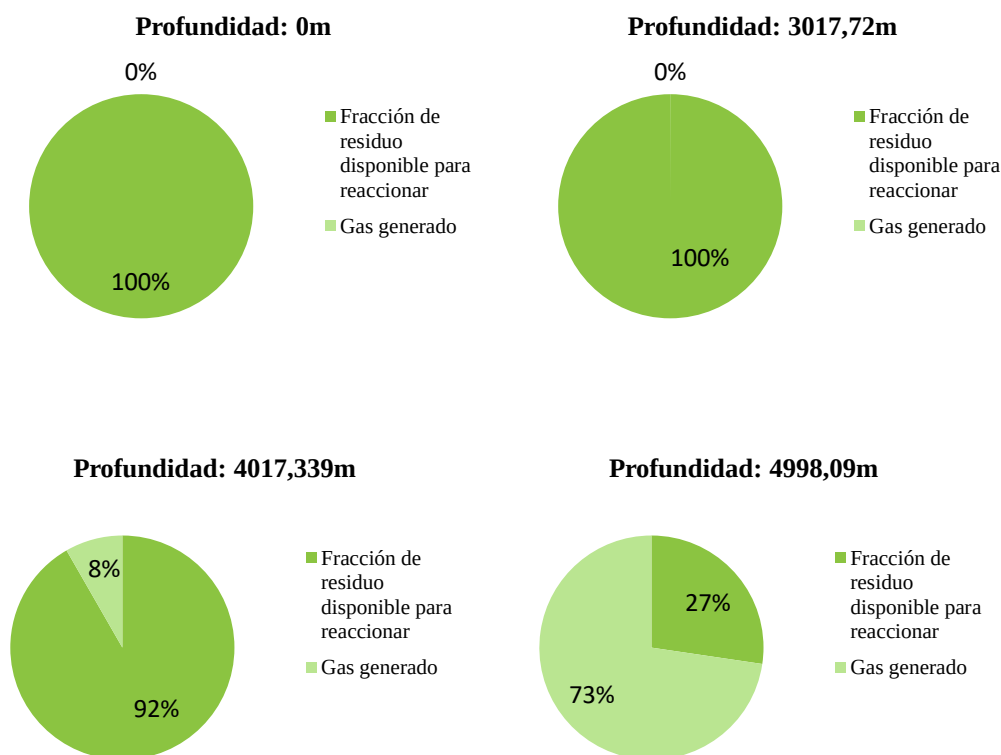


Figura 21. Evolución de la generación de gas a diferentes profundidades (Etapa 3)

Nota: Al igual que las etapas anteriores, evolución de la tercera etapa es graficada respecto a cuatro diferentes profundidades, mostrando que el gas se genera a mayores profundidades. Se muestran los porcentajes del residuo disponible a reaccionar y del gas generado a partir de ese residuo.

Para el caso de la etapa tres, al igual que la etapa dos, la generación de gas comienza a una profundidad considerable, y a diferencia de la etapa dos, un residuo se presenta debido a que no toda la fracción de residuo disponible a reaccionar, reacciona. Una vez presentada la evolución del proceso de generación para las tres etapas, se presenta la ventana de generación. La figura 22 es la representación de la ventana de generación para la formación descrita en la tabla 14.

La ventana de generación de hidrocarburos muestra el proceso de generación que ocurre en determinada formación respecto a la profundidad. El grafico generado en la plantilla de Excel

muestra el comportamiento típico de una ventana de generación con una generación inicial solo de aceite gracias a los efectos de presión y temperatura en el subsuelo. Se observa que el gas generado de la etapa dos comienza a generarse a una profundidad aproximada de 8200 pies. Esto se debe a que la generación de gas ocurre a mayor presión y temperatura que el aceite. El gas generado en la etapa tres hace su aparición a una profundidad aproximada de 12500 pies.

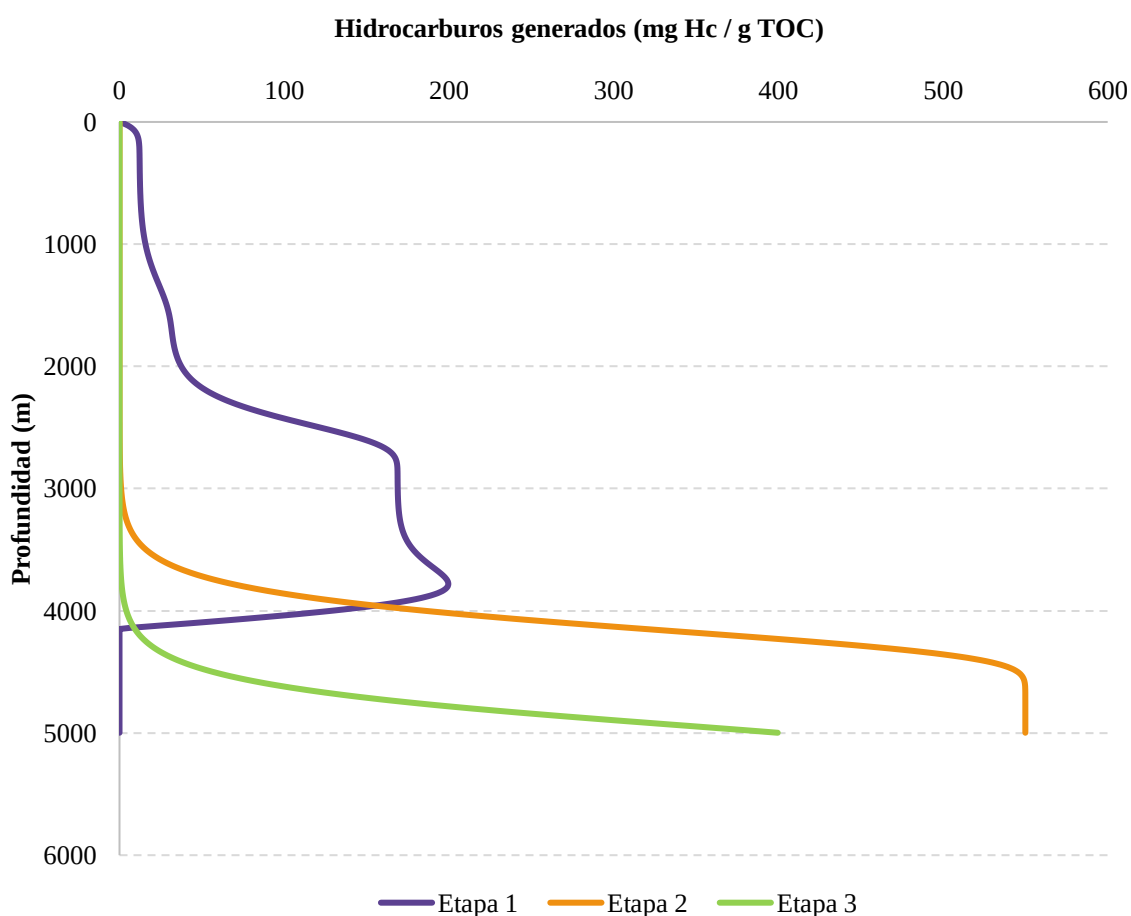


Figura 22. Ventana de generación según metodología de trabajo propuesta (kerógeno II)

Nota: La gráfica anterior muestra la ventana de generación de hidrocarburos obtenida de la plantilla de Excel a partir de la aplicación de la metodología de trabajo propuesta.

Hasta ahora, solo se obtuvo una fracción de los hidrocarburos generados a partir de la fracción de kerógeno que reaccionó, pero no es una fracción el dato que se desea hallar, por lo tanto se convierte esa fracción de hidrocarburos a masa real por medio de la ecuación 6. El valor obtenido es:

Masa real de hidrocarburo: $1,8241 \times 10^{19} \text{ mg}$

A partir del valor anterior y de la densidad del fluido es posible determinar el volumen de hidrocarburo generado para la formación usada en esta metodología de trabajo (Datos de la formación Eagle Ford y otros datos tomados de la literatura). El valor del volumen de hidrocarburos generados es:

Volumen total generado: $1,2612 \times 10^{11} \text{ Bbl}$

La tabla 15 presenta el resumen de los valores obtenidos en la plantilla Excel a partir de la metodología de trabajo propuesta para la generación de hidrocarburos.

Tabla 15.

Resultados obtenidos de la plantilla desarrollada en Excel

Resultado	Valor	Unidad
Residuo inicial	0,305	Fracción
Residuo 1	0,1562	Fracción
Aceite generado	0,57894	Fracción
Residuo 2	$9,3361 \times 10^{-20}$	Fracción
Gas generado 1	1	Fracción
Residuo final	0,24073	Fracción
Gas generado 2	0,72666	Fracción
Masa real HCS	$1,8241 \times 10^{19}$	Mg
Volumen total generado	$1,2612 \times 10^{11}$	Bbl

Nota: Los valores presentados en la tabla corresponden a los valores obtenidos en la plantilla de Excel desarrollada a partir de la metodología de trabajo propuesta y de los datos de formación presentados en la tabla 14.

Con el fin de analizar más el proceso de generación, se hicieron pruebas variando solamente el tipo de kerógeno 2, a tipo de kerógeno 1 y 3; los resultados se muestran en la figura 23 y 24.

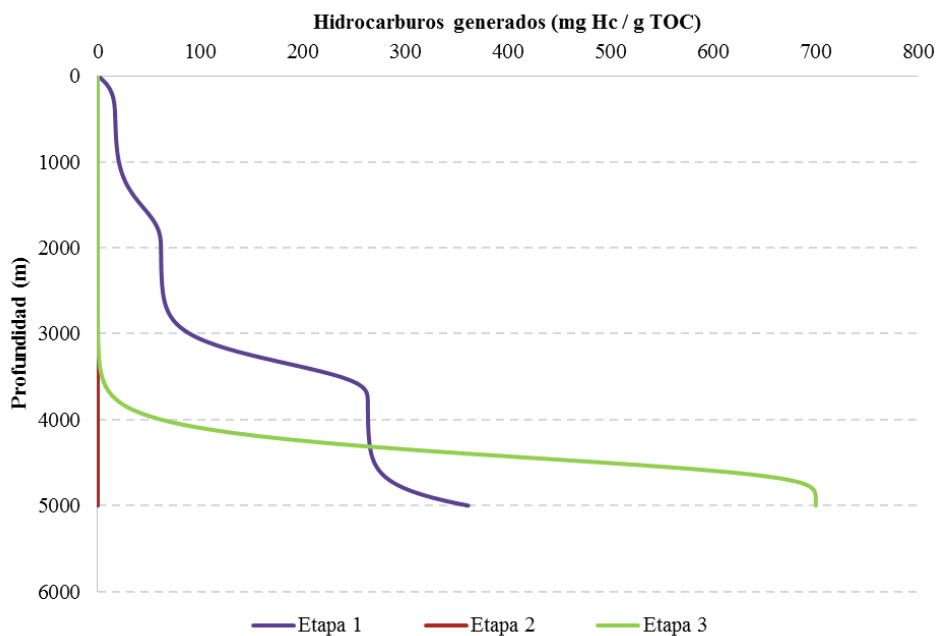


Figura 23. Ventana de generación para kerógeno tipo I

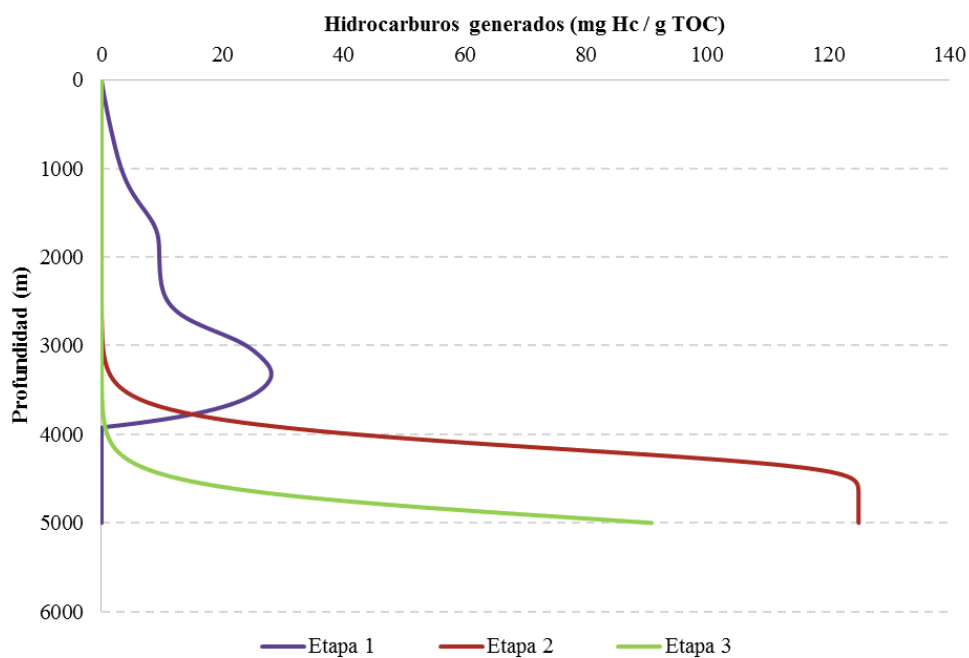


Figura 24. Ventana de generación para kerógeno tipo III

Las figuras 23 y 24 muestran lo descrito anteriormente para los tipos de kerógeno. El kerógeno tipo I genera principalmente aceite, como se observa en la figura 23, donde a pesar de las altas

profundidades el aceite aún se genera, y continúa aumentado. Por otro lado, el kerógeno tipo III tiende a generar mayor cantidad de gas, así lo muestra la figura 24, donde la generación de gas de las etapas 2 y 3 aumenta a altas profundidades y en gran cantidad, pero la generación de aceite se da en pequeñas cantidades.

7.2 Resultados en Migración

Al igual que en generación, se presenta la tabla 16, en donde se encuentran todos los valores usados para el cálculo de la migración de hidrocarburos, a partir de la metodología de trabajo propuesta.

El proceso de migración se divide en dos etapas, la primera corresponde a la presencia de dos fluidos, agua y aceite, (ningún gas se ha generado) y la segunda etapa corresponde a la migración de los tres fluidos que se modelará para las fases agua y gas y para las fases aceite y gas.

Para poder llegar a las curvas que modelan el proceso de migración es necesario determinar algunas propiedades fundamentales en el proceso, el paso a paso para determinarlas se encuentra en el capítulo de migración, a continuación se muestran los resultados de algunas de estas propiedades.

Tabla 16.

Propiedades usadas en la plantilla de Excel para el proceso de migración

Propiedad	Valor	Unidades	Tomado de
Aceleración de la gravedad	9,8	m/s ²	Valor universal
Densidad del agua	1040	Kg/m ³	Tomado de la literatura
Densidad del aceite	909,7178683	Kg/m ³	Valor típico, tomado de la literatura
Delta t matriz	61	us/ft	Valor típico
Saturación agua crítica	0,2	Fracción	Tomado de la literatura
Saturación gas crítica	0,00001	Fracción	Tomado de literatura
ψ	1,99		Valor teórico
Compresibilidad del agua	$4,78 \times 10^{-10}$	Pa ⁻¹	Tomado de la literatura
Compresibilidad del aceite	5×10^{-10}	Pa ⁻¹	Tomado de la literatura

Nota: La tabla presenta los valores usados para la creación de la plantilla de Excel. Los valores corresponden a diferentes fuentes (mencionadas anteriormente), algunos valores se omiten ya que fueron presentados previamente en la tabla 14.

La densidad de la roca se determinó a partir de los registros de densidad (datos de una formación anónima), los datos se graficaron en la figura 25 para obtener una función que modele el comportamiento de la densidad según la profundidad.

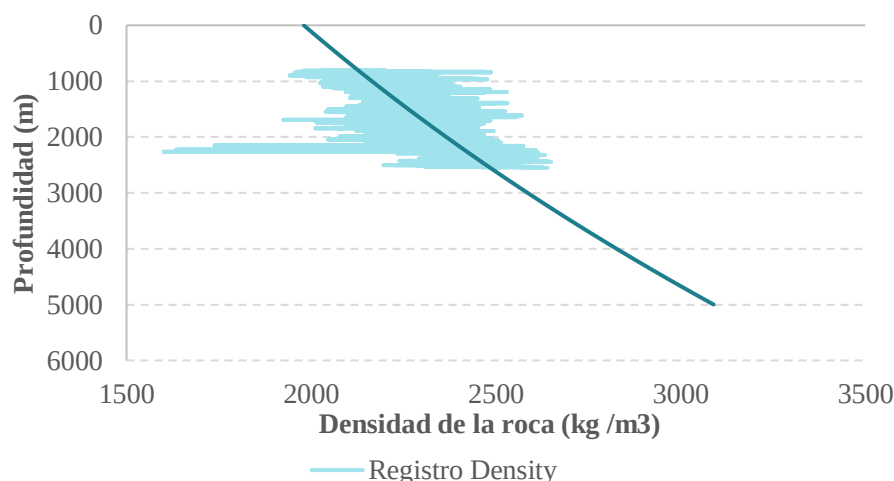


Figura 25. Densidad de la roca según la profundidad a partir de registros density

Nota: Es posible relacionar la densidad de la formación con la profundidad a partir de registros density.

Se busca una línea de tendencia para la gráfica resultando en una ecuación logarítmica, al despejar la ecuación y dejarla en función de la profundidad se obtuvo la siguiente relación:

$$\rho_b = 1,98e^{0,000089z}$$

La ecuación anterior modela la densidad de la roca en función de la profundidad.

Para la porosidad de la formación se realiza un procedimiento similar al anterior, pero los datos se obtienen de un registro sísmico, como se explicó en el capítulo de migración, la gráfica 26 representa la relación entre la porosidad y la profundidad.

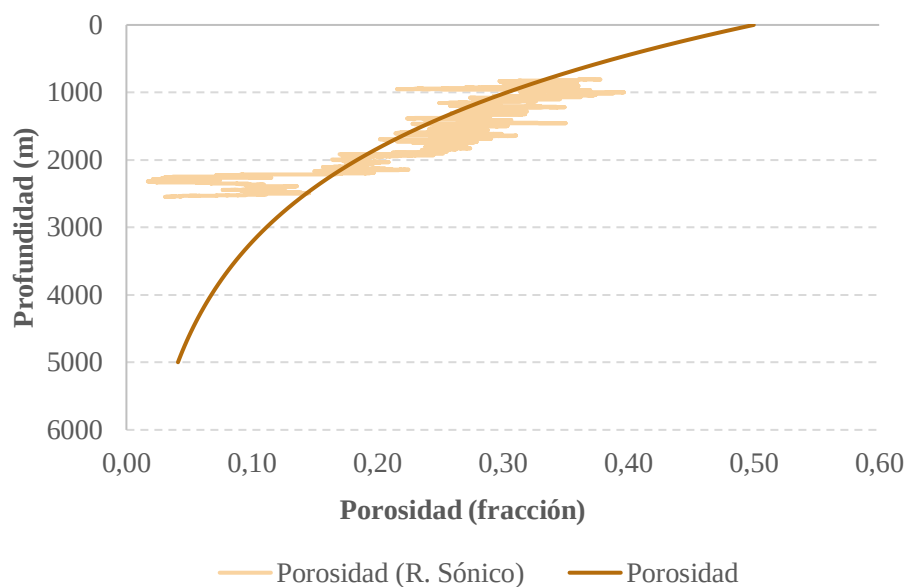


Figura 26. Porosidad de la formación según la profundidad a partir de registros Sísmicos

Nota: Los datos de porosidad deben ajustarse para obtener un modelamiento adecuado de la porosidad respecto a la profundidad. La grafica muestra la curva que genera la porosidad obtenida a partir de los registros y la línea de tendencia logarítmica que se ajusta mejor para la posterior obtención de la porosidad según Athy.

Una vez ajustados los datos de la ecuación de porosidad en función de la profundidad se obtuvo la siguiente relación para el modelamiento de la porosidad:

$$\phi = 0,5e^{-0,0005z}$$

Las permeabilidades de los fluidos son una propiedad importante en el proceso de migración.

La figura 27 se obtuvo a partir de las ecuaciones 64, 65 y 66. En esta figura se muestra las curvas de permeabilidad relativa del aceite y el agua, se observa la poca permeabilidad que presenta el aceite en el medio, ya que alcanza valores máximo cercanos a 0,25, mientras que el agua tiene una permeabilidad relativa máximo de casi 1.

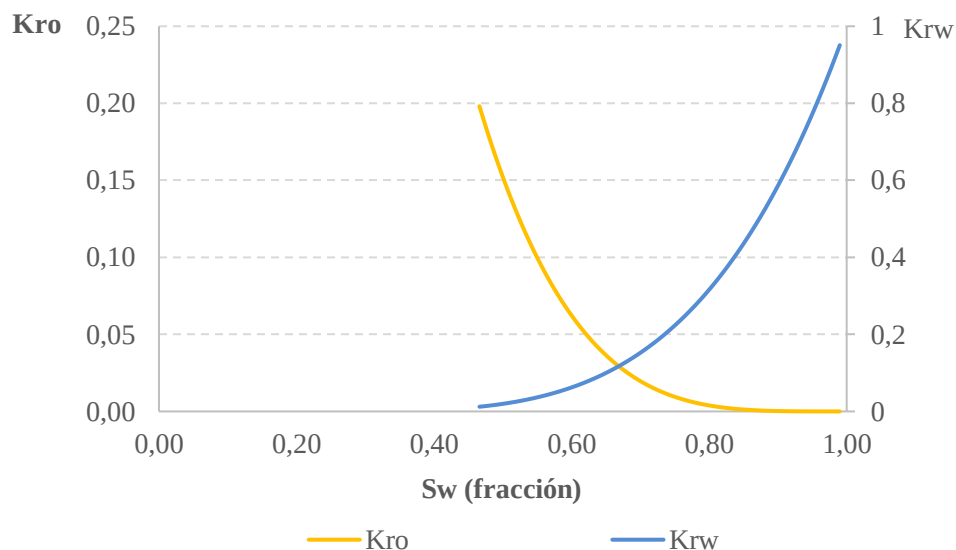


Figura 27. Permeabilidades relativas del agua y el aceite

Nota: Se muestran las curvas de permeabilidad relativas construidas en la plantilla de Excel a partir de la metodología propuesta. Las curvas se construyeron a medida que se determinaba la saturación del agua.

La figura 28 muestra los resultados obtenidos para la viscosidad del agua, del aceite y del gas respectivamente a partir de la aplicación de las ecuaciones 67, 74 y 83:

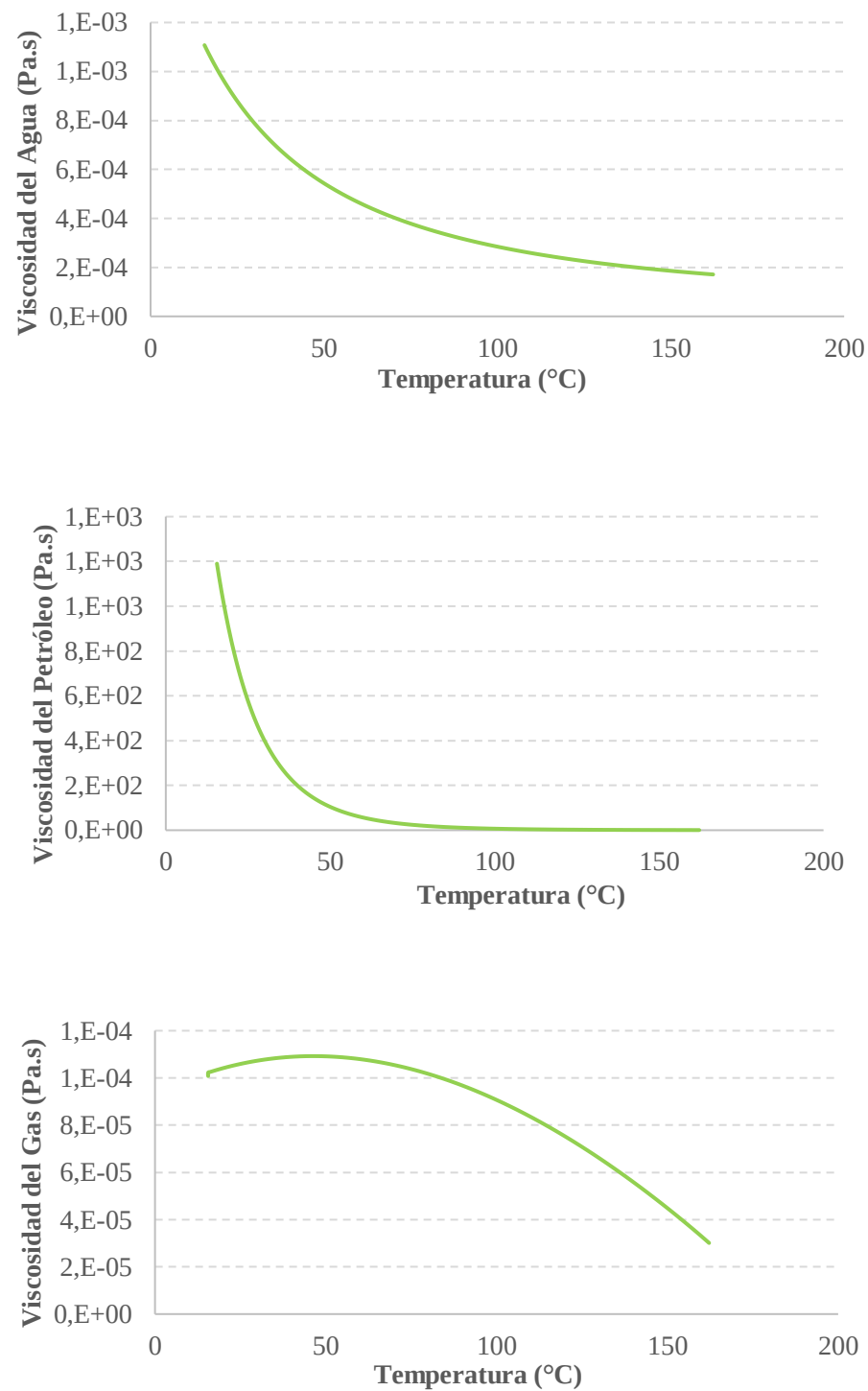


Figura 28. Viscosidad del agua, aceite y gas con respecto a la temperatura

Nota: Se observa en las gráficas el comportamiento típico de la viscosidad de los fluidos respecto a la temperatura.

La compresibilidad de la roca y el gas se modelan a partir de las ecuaciones 71 y 68 respectivamente, las gráficas obtenidas se muestran en la figura 29.

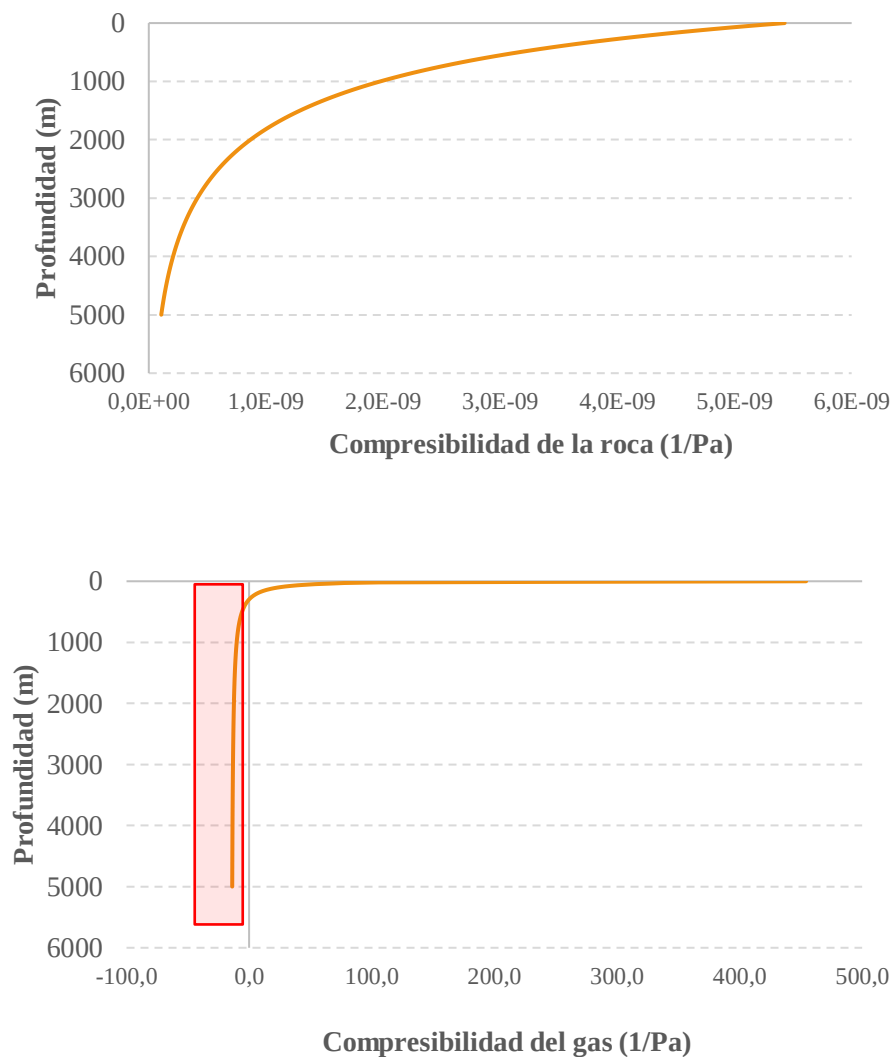


Figura 29. Compresibilidad de la roca y del gas

Nota: La compresibilidad del gas muestra un comportamiento inusual, valores negativos, debido a que a esas profundidades no hay presencia de gas, es decir, saturación de gas cero, por lo tanto la plantilla de Excel genera valores no válidos de compresibilidad del gas.

Para determinar la presión capilar del aceite a partir de la saturación del agua, se usó la correlación 75 y se obtuvo la gráfica 30.

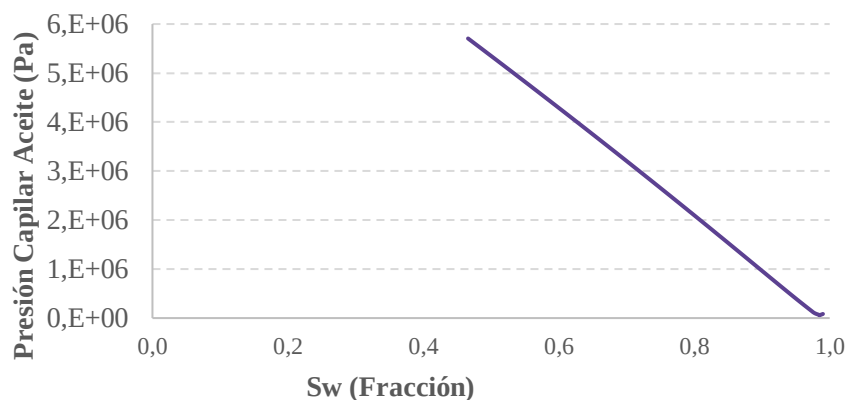


Figura 30. Presión capilar del aceite en función de la saturación del agua

Nota: La grafica fue construida a medida que se solucionaban las ecuaciones debido a la dependencia a la saturación del agua.

La figura 31 muestra el comportamiento de la presión hidrostática y la presión litostática u overburden, términos necesarios para hallar el potencial de sobrecarga de la formación.

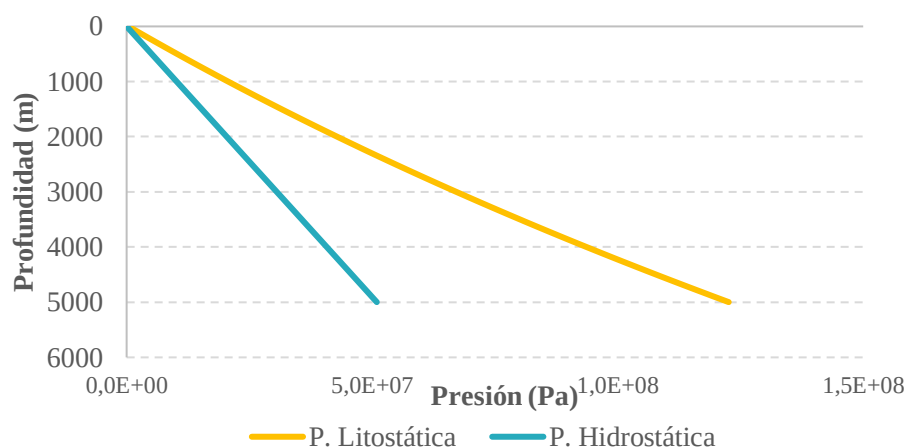


Figura 31. Presión hidrostática y litostática de la formación

Nota: La formación que se tomó para la aplicación de la metodología muestra un comportamiento normal de presiones, no se visualizan sobre presiones.

El proceso para determinar cada una de las propiedades mencionadas anteriormente se encuentra en el capítulo de migración. Una vez determinadas todas las propiedades de la formación

y de los fluidos necesarios para modelar el proceso de migración, se obtienen las constantes para posteriormente resolver las matrices; como se especificó anteriormente, las matrices construidas se basan en las ecuaciones de flujo para cada una de las fases donde las incógnitas son las saturaciones y los potenciales de presión de la fase:

Agua

$$\frac{\rho_w \phi}{1 - \phi} \frac{\partial S_w}{\partial t} - \nabla \cdot \rho_w \mu_w \cdot \nabla u_w - \frac{\rho_w S_w C}{1 - \phi} \frac{\partial (u_l - u_w)}{\partial t} = q_w$$

Aceite

$$\frac{\rho_o \phi}{1 - \phi} \frac{\partial S_o}{\partial t} - \nabla \cdot \rho_o \mu_o \cdot \nabla u_o - \frac{\rho_o S_o C}{1 - \phi} \frac{\partial (u_l - u_w)}{\partial t} = q_o$$

Gas

$$\frac{\rho_g \phi}{1 - \phi} \frac{\partial S_g}{\partial t} - \nabla \cdot \rho_g \mu_g \cdot \nabla u_g - \frac{\rho_g S_g C}{1 - \phi} \frac{\partial (u_l - u_w)}{\partial t} = q_g$$

Como resultado se obtienen los valores de saturación para las fases, ahora es posible obtener una gráfica de la saturación del agua y el aceite respecto a la profundidad para la primera etapa (ningún gas se ha generado), modelamiento de la ecuación de flujo del agua y aceite como muestra la figura 32.

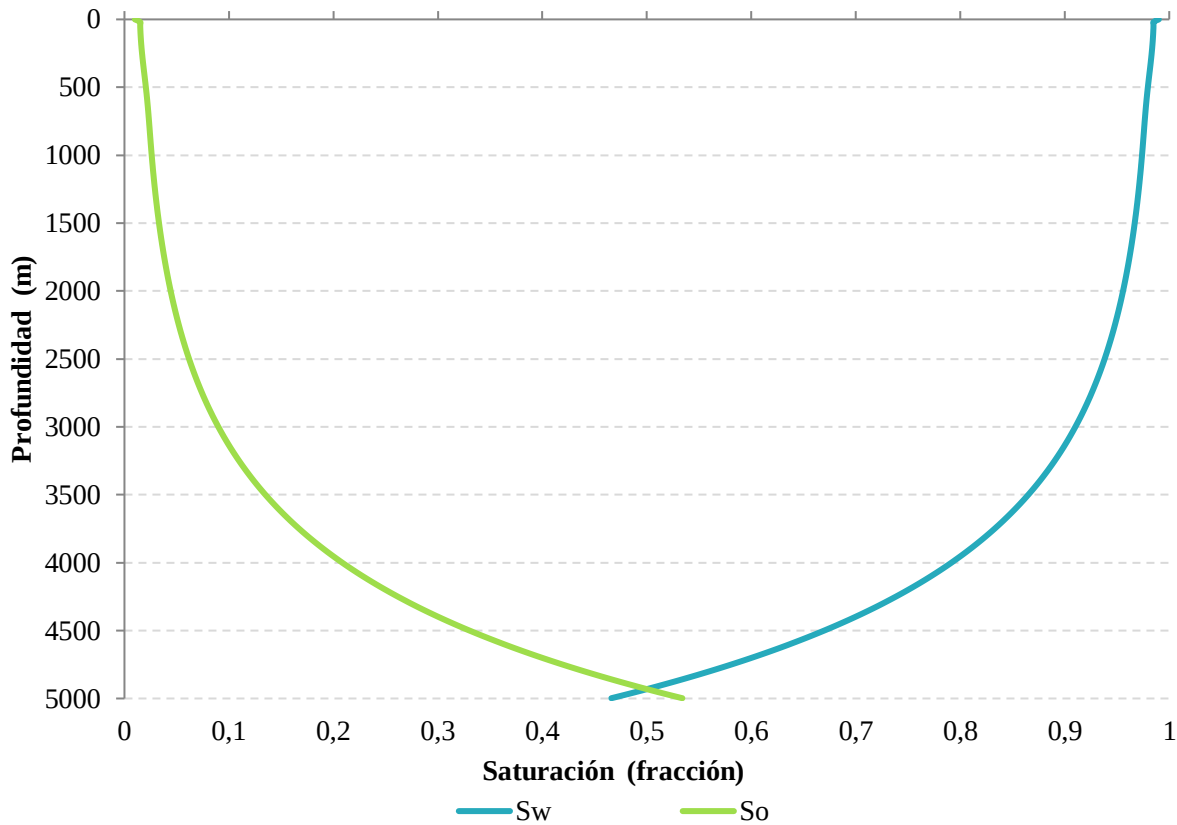


Figura 32. Representación del proceso de migración para la primera etapa

Nota: Al resolver el sistema de ecuaciones para la ecuación que modela el proceso de migración para la primera etapa se obtiene la saturación del agua y del aceite, y es posible realizar una gráfica que muestra el comportamiento de los valores según la profundidad.

La grafica anterior se realizó bajo el supuesto que no se generó ningún gas, en la segunda etapa del análisis se incluye el gas, el cual se debe analizar respecto a una fase liquida para observar el fenómeno de migración de esta fase, por lo tanto, se realiza el modelamiento con la fase agua y la fase aceite para observar el comportamiento que tiene el gas en el proceso de migración, los resultados se muestran en la figura 33 y 34, para agua-gas y aceite-gas respectivamente. Se inicia con una saturación de agua del 100%, la cual disminuye a medida que se va generando el aceite; las dos fases se encuentran en migración.

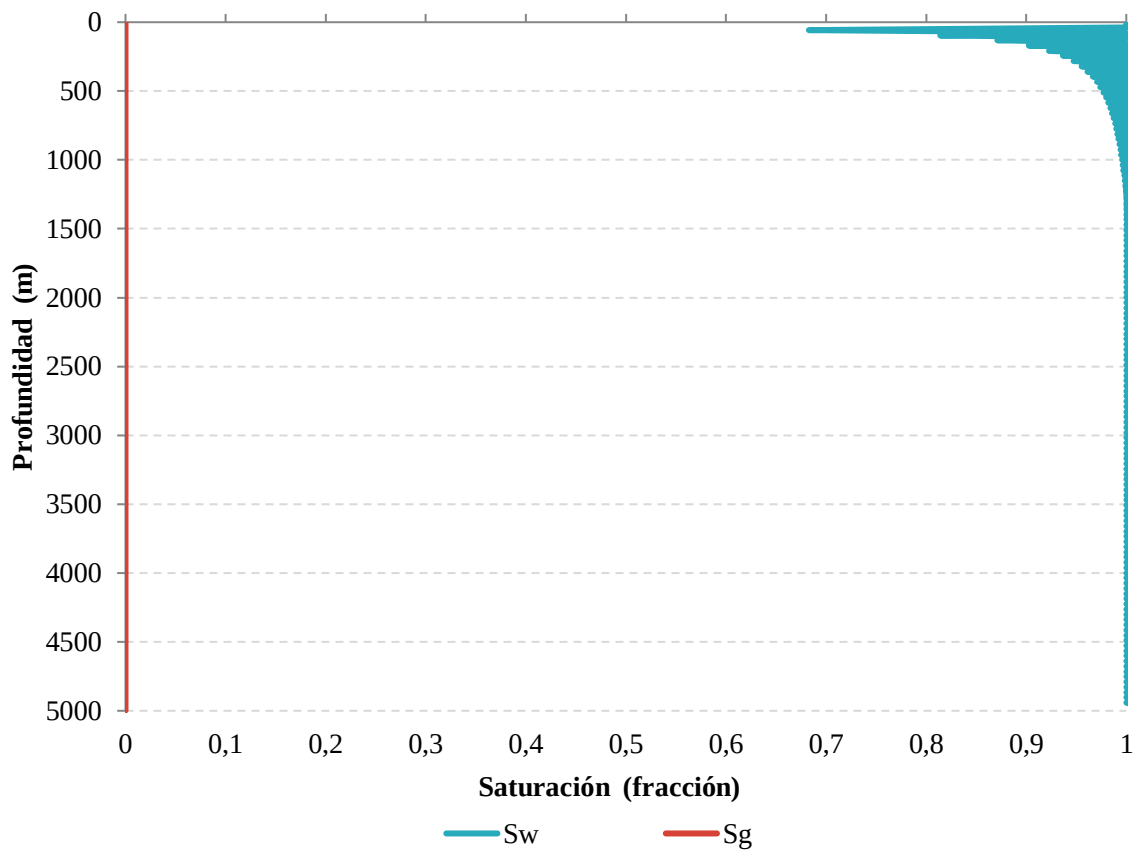


Figura 33. Modelamiento de la migración del gas respecto al agua

Nota: La figura 33 muestra el comportamiento de la saturación del agua con respecto a la saturación del gas a lo largo del proceso de migración mostrando un comportamiento constante para el gas en cero y para el agua en un valor de uno.

La grafica 33 muestra que a lo largo del proceso no hubo ninguna migración del gas, esto se refleja en el hecho que la saturación del agua se mantuvo constante durante todo el modelamiento respecto a la profundidad. Para corroborar este fenómeno, se modeló el proceso de migración del gas respecto al aceite y se obtuvo la figura 34.

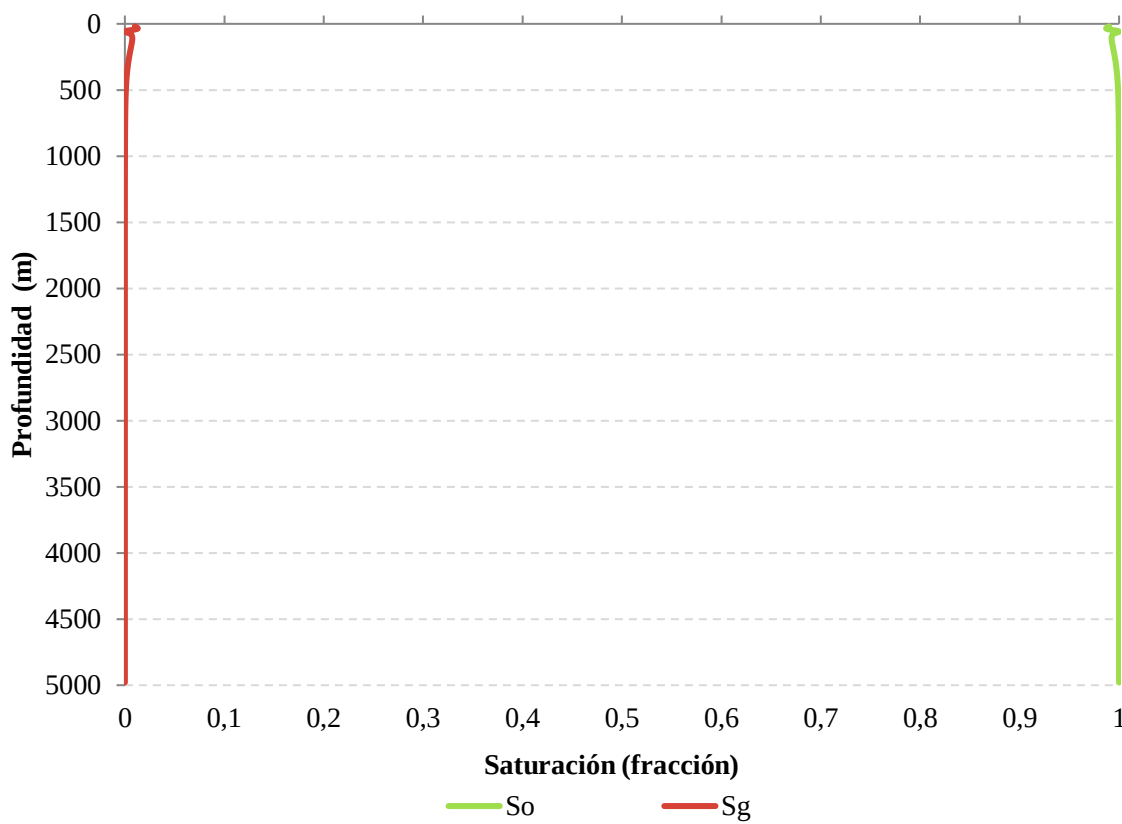


Figura 34. Modelamiento de la migración del gas respecto al aceite.

Nota: La figura 34 muestra el comportamiento de la saturación del aceite con respecto a la saturación del gas a lo largo del proceso de migración mostrando un comportamiento constante para el gas en cero y para el aceite en un valor de uno.

Las figuras 33 y 34 muestran el mismo comportamiento de saturación de agua y aceite en un valor constante igual a uno, lo que nos indica que no hubo migración del gas como gas libre y las únicas fases que migraron fueron agua y aceite. Lo que sugiere que una gran parte del gas permaneció en la roca fuente y se convirtió en el yacimiento no convencional shale gas.

Por último, para validar el anterior análisis, se realizó el modelamiento de las tres fases en conjunto. La figura 35 muestra las saturaciones de la fases agua y aceite las cuales fueron calculadas mediante el modelo de 3 ecuaciones – 3 incógnitas; es importante resaltar que al sumar

dichas saturaciones para cada profundidad el resultado siempre es 1, lo que confirma que el gas no está presente en la migración, y además valida el análisis de tres etapas 2x2.

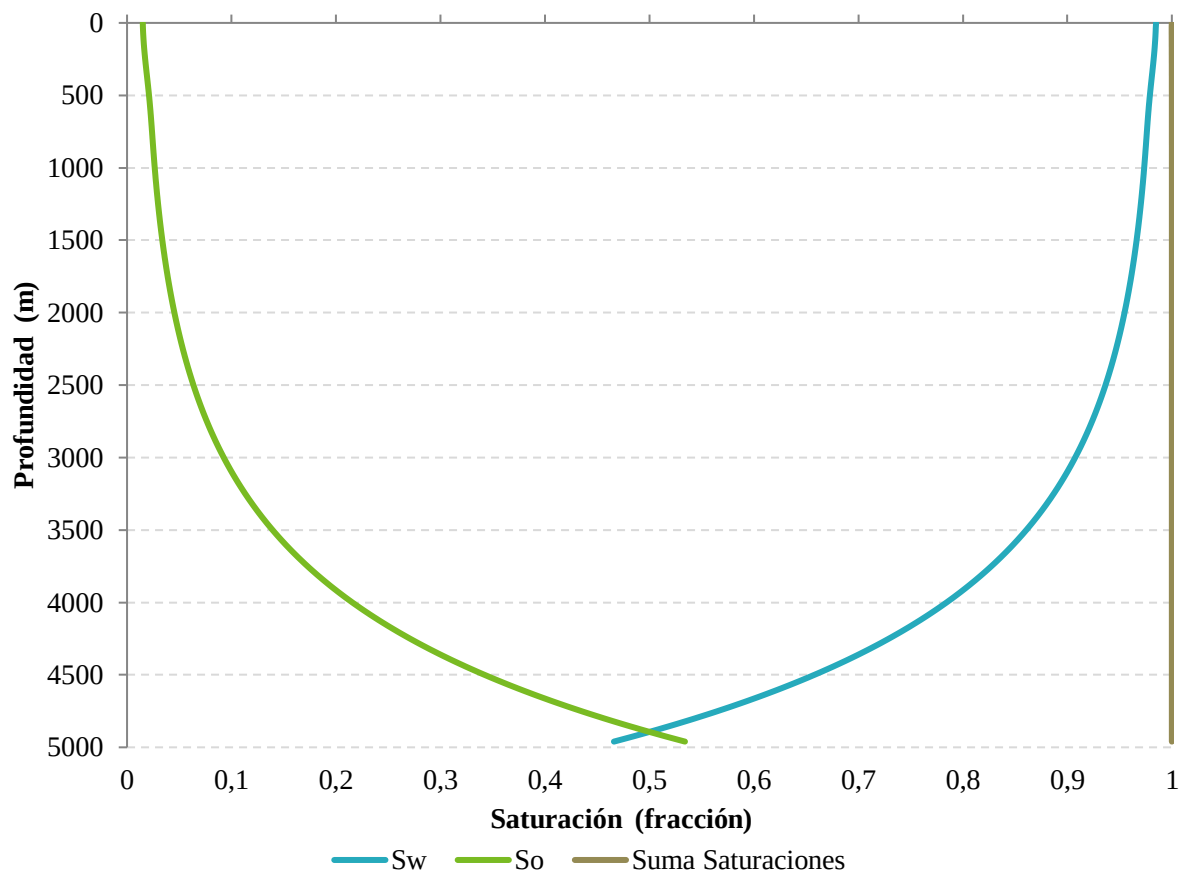


Figura 35. Modelamientos de las saturaciones como resultado de la migración

Nota: La figura 35 muestra el comportamiento de la saturación del agua con respecto a la saturación del aceite a lo largo del proceso de migración. Se identifica que la suma de estas dos saturaciones es 1, lo que confirma la no presencia del gas en el proceso de migración.

Una vez más es corroborada la afirmación que no hay migración del gas. El gas que se está tratando es un gas termogénico, esto quiere decir que se generó a profundidades muy grandes, 3000 metros, a estas profundidades la permeabilidad relativa al gas tiene valores muy pequeños, lo que hace que el movimiento de la fase sea casi nulo. También se deben tener en cuenta que a

estas condiciones de presión el gas tiende a adherirse a la roca, por lo cual no migra. Por último se debe tener en cuenta que el modelo generado en este trabajo asume condiciones ideales, asumiendo un sello sin fracturas, lo que hace que las condiciones de temperatura y de presión se mantengan además de propiedades como permeabilidad y porosidad. La saturación de gas cero muestra que no se ha generado ningún gas y el gas in situ que se determinará como resultado final es el resultado del craqueo del aceite que no migró.

A partir de los resultados anteriores es posible determinar la cantidad de hidrocarburo que migró y por ende la cantidad de hidrocarburo que permaneció en la roca madre, permitiendo la estimación de un hidrocarburo en sitio para un yacimiento determinado.

Se parte del volumen de petróleo total generado:

$$1,2612 \times 10^{11} \text{ Bbl}$$

Ahora, teniendo en cuenta el proceso de migración, se tiene una saturación de aceite que permaneció en la roca madre, es decir, un aceite que no migró:

$$S_o = 0,533996189$$

A partir de la multiplicación de los dos valores anteriores es posible determinar el volumen de aceite que no migró:

$$\text{Vol aceite que no migró} = 67,346 \cdot 10^9 \text{ Bbl}$$

Este aceite que no migró, posteriormente es craqueado y convertido en el gas original del yacimiento Shale gas. (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.

$$1 \text{ Bbl aceite} = 3000 \text{ ft}^3 \text{ de gas}$$

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.

De esta manera se obtiene el gas in situ en la formación de Shale gas:

$$\text{Gas in situ} = 1,55407 \times 10^{11} \text{ ft}^3$$

La siguiente tabla resume los resultados obtenidos por medio de la metodología propuesta

Tabla 17.

Resultados finales de la metodología propuesta

Resultado	Valor	Unidad
Aceite generado	1,2612 x10¹¹	Bbl
Saturación de aceite que no migró	0,533996189	Fracción
Aceite que permaneció en la roca fuente	67,346 x10¹¹	Bbl
Gas in situ	2,02038x10¹⁴	ft ³

Nota: Se muestran los resultados obtenidos a partir de la aplicación de la metodología propuesta para la formación descrita en este trabajo.

Comparación de la formación ejemplo con la formación Eagle Ford

Una manera de validar los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología propuesta y la plantilla de Excel generada, con los datos de la formación ejemplo, presentados anteriormente, es comparando los recursos de aceite y gas obtenidos con los de la formación Eagle Ford, puesto que varios de los datos de la formación ejemplo fueron tomados de esta formación, por lo tanto se

esperaría resultados similares para las dos formaciones. La siguiente tabla muestra algunos valores para cada formación.

Tabla 18.

Comparación de la formación ejemplo con la formación Eagle Ford.

Propiedad	Yacimiento Ejemplo	Eagle Ford, Burgos (México)
Densidad roca (g/ft ³)	87477,6	70622,8
Porosidad (%)	4	18
Recursos (MMBbl)	67,346	106
Gas (Tpc)	202	343

Nota: Se presenta la información de recursos para cada una de las formaciones y dos propiedades que son fundamentales en la explicación de las diferencias de volumen de recursos.

La diferencia entre los recursos de las formaciones se puede explicar debido a que algunas propiedades son diferentes como por ejemplo la densidad de roca y la porosidad. Al tener una mayor porosidad para la formación Eagle Ford (más de cuatro veces) es de esperarse obtener una mayor cantidad de recursos para dicha formación. Aunque los valores son diferentes, las cantidades son del mismo orden, lo que valida la metodología propuesta como método para la cuantificación de recursos en yacimientos Shale gas.

8. Conclusiones

A pesar de las condiciones del shale, baja permeabilidad y porosidad efectiva, y como se refleja actualmente en muchos lugares del mundo, el Shale gas representa una gran fuente de recursos hidrocarburos, por esto el análisis de su potencial de generación y la comprensión del proceso de migración se hacen fundamentales.

En el proceso de generación de hidrocarburos el parámetro fundamental es el TOC, es decir el tipo de materia orgánica o kerógeno; mediante el análisis se obtuvo las tendencias de cada tipo de kerógeno en la generación; para el kerógeno I se observa la mayor generación de aceite, además a muy cortas profundidades, la gran particularidad es que a profundidades de más de 5000 (m) aún se presentaba la generación de este líquido; para el kerógeno II, se observa alta cantidad de aceite y gas generado, en el caso del aceite, éste se deja de generar a aproximadamente 4130 (m) de profundidad, para el gas la generación inicia en 2998 (m) y continúa a más de 5000 (m), esto debido a las condiciones de presión y temperatura necesarias en este proceso; por último, el kerógeno III tiene mayor tendencia a generar gas, en comparación con la cantidad de aceite que puede generar.

El proceso de generación de hidrocarburos se rige por el aumento de la temperatura y de la presión debido al enterramiento, el cual es un proceso sedimentario que se ha dado a través de millones de años; es por esto que conocer la edad geológica de las formaciones a analizar se hace fundamental ya que nos da indicio de la profundidad y la temperatura, además de la litología de la formación.

En el proceso de generación se evidenció el progreso de transformación de materia orgánica a hidrocarburo y cómo este proceso es diferente para el aceite y para el gas. Esto se refleja cuando se compara el porcentaje de transformación de materia orgánica a petróleo y gas para una misma profundidad. Para el yacimiento usado en el trabajo se tiene que a una profundidad de 3017,72 metros un 31% de aceite se ha generado mientras que para el gas 0%.

En el yacimiento propuesto, el cual se analizó con kerógeno tipo II, el gas se genera a profundidades mayores que las profundidades de generación del aceite, ya que le gas inicia su generación a 2998 (m), mientras que el aceite desde el inicio del enterramiento. A esta alta profundidad la permeabilidad relativa al gas tiene valores muy bajos, cercanos a cero, por lo cual la movilidad de la fase gas es nula, mostrando saturación de gas cero para todo el proceso de migración.

El proceso de migración es determinante en la cantidad de hidrocarburo en un yacimiento tipo Shale por lo cual el modelamiento a partir de los diferentes métodos de migración se convierte en una herramienta valiosa para el cálculo de hidrocarburo en sitio.

La metodología propuesta en este trabajo para el cálculo de hidrocarburos in situ, permite la estimación de un valor de hidrocarburos generados, una cantidad migra y la otra permanece en sitio, este valor de saturación de hidrocarburos en sitio es el que se obtiene en el proceso de migración; para el yacimiento presentado se tienen un valor de saturaciones de hidrocarburos que no migraron de 0,533996189, lo que representa la saturación de hidrocarburos en el yacimiento de Shale gas.

La evidencia que se mostró anteriormente demuestra que la metodología propuesta permite la estimación de volúmenes de hidrocarburo en sitio cuando se cuenta con toda la información

requerida por la metodología, en los procesos de generación y migración, para un yacimiento determinado; además la plantilla generada se puede usar para cualquier formación, siempre y cuando se cuente con todos los datos necesarios.

9. Recomendaciones

Se recomienda realizar una metodología de trabajo para cada uno de los otros métodos existentes de migración (Difusión, Flowpath, Híbrido e invasión por percolación) y hacer la respectiva comparación y de esta manera poder determinar cuál método se ajusta mejor o presenta respuestas más realistas.

Se recomienda realizar pruebas geoquímicas y petrofísicas en muestras de los shales de formaciones Colombianas con el fin de obtener las propiedades necesarias para una mejor caracterización del yacimiento y poder aplicar la metodología de trabajo propuesta a un yacimiento en particular.

Se recomienda determinar los volúmenes de hidrocarburos in place a un yacimiento determinado a partir de los métodos de cálculos de reservas existentes y realizar la comparación con la metodología propuesta en este trabajo.

Referencias bibliográficas

- Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH. (s.f.). ANH. Recuperado el Enero de 2017, de <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/6.%20Informe%20Final%20VMM.pdf>
- Alexander, T., Baihly, J., Boyer, C., Jochen, V., Clark, B., Waters, G., . . . Toelle, B. (2011). Shale Gas Revolution. *Oilfield Review Autumn*.
- Álvarez , E., & Suárez, C. (2016). Gas no Convencional: Shale gas, Aspectos estratégicos, técnicos, medioambientales y regulatorios. *Orkestra*.
- Álvarez Pelegry, E., & Suárez Diez, C. (2016). Gas no convencional: Shale gas, Aspectos estratégicos, técnicos, medioambientales y regulatorios. *Orkestra, Instituto vasco de competitividad*, 78.
- Arana, H., Trujillo, D., & Sánchez, J. (s.f.). *Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos*. México D.C: Universidad Nacional Autónoma de México.
- BARKER, C. (1990). Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs. *AAPG Bulletin* v. 74, 1254.
- Barreroiro, E., & Masarik, G. (2011). Los reservorios no convencionales, un "fenómeno global". *Petrotecnia*.
- Correa, D., & Salazar, J. (2013). *Evaluación de los parámetros: Madurez térmica (mt) y contenido total (COT) para la caracterización estática de yacimientos de lutitas gasíferas*. México D.C: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Craft, B., & Hawkins, M. (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. New Jersey: Prentice Hall PTR.

- EIA/ARI. (2013). *World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*. Arlington: Advanced Resources International, Inc.
- Escobar, F. (2004). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Neiva: Guadalupe Ltda.
- Fetkovich, M. (s.f.). Decline Curve Analysis Using Type Curves. *Society Petroleum Engineering, SPE*.
- Garb, F. (1985). Oil and Gas Reserves Classification, Estimation, and Evaluation. *Society Petroleum Engineering*.
- Glorioso, J., & Rattia, A. (2012). Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. *Society of Petroleum Engineers, SPE*.
- Goncalves, F., García, D., Penteado, H., Giraldo, B., Bedregal, R., & Gómez, P. (2001). Cinética de la generación del petróleo: Principios y aplicación en las cuencas Colombianas. *CT&F, Ciencia, Tecnología y Futuro*.
- Hantschel, T., & Kauerauf, A. (2009). *Fundamentals of basin and petroleum systems modeling*. Berlin: Springer.
- Hubbert, K. (1963). The physical basis of Darcy's law and its importance in the exploration and production of petroleum. *Society of Petroleum Engineers, SPE*.
- Hubbert, M. (1953). Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions. *AAPG Bulletin*.
- Hunt, J. (1995). Petroleum Geochemistry and Geology. *Ed W.H Freeman*.
- Lohri, C., Sweeney, D., & Rajabu, H. (2015). *Carbonizing urban biowaste for low-cost char production in developing countries*. A review of knowledge, practices and technologies.
- Luo, X., & Vasseur, G. (1998). Geopressuring Mechanism of Organic Matter Cracking: Numerical Modeling. *AAPG Bulletin*.
- Mader, D. (1989). Hydraulic Proppant Fracturing. *Elsevier Science Publishers*.

- Martínez, R., & Valdez, J. (2011). *Cálculo de reservas en yacimientos de gas*. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México.
- McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K., & Stankiewicz, A. (2011). La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. *Oilfield Review*.
- Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. (2005). *Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos*. Venezuela: Dirección general de Exploración, Reserva y Tierra.
- Mukhopadhyay, P., & Dow, W. (1994). Vitrinite Reflectance as a Maturity Parameter. *American Chemical Society*.
- Ozkaya, I. (1988). Computer simulation of primary oil migration as a separate phase. *Society of Petroleum Engineers*.
- PEMEX. (2013). *Provincias petroleras de México*. Suddirección técnica de exploración.
- Piedrahita, J., & Aguilera, R. (2017). Estimating oil saturation index OSI from NMR logging and comparison with Rock-Eval pyrolysis measurements in a Shale oil reservoir. *Society of petroleum Engineers*.
- Rengifo, J., Calderón, Z., & Pérez, E. (2015). *Estudio de analogías y sus posibles aplicaciones en las formaciones del Vale Medio del Magdalena, a partir del análisis histórico del desarrollo de los shale plays en Estados Unidos*. Bogotá: XVI Congreso Colombiano Petróleo y gas.
- Rick Lewis, D. I. (2004). New Evaluation Techniques for Gas Shale Reservoirs. *Reservoir Symposium*, 11.

- Salomao, M. (1997). Analysis of Flow in Spatially Correlated Systems by Applying the Percolation Theory. *Society of Petroleum Engineers, ESP*.
- Sanders, L. (1998). *A manual of field hydrogeology*. Prentice hall.
- Schein, Gary, W., & Mack, D. (s.f.). 386.
- Schowalter, T. (s.f.). *AAPG, online journal for E&P Geoscientists*. Recuperado el Noviembre de 2016, de <http://www.searchanddiscovery.com/documents/97018/mechan.htm>
- Siddiqui, F., & Lake, L. (2009). A Comprehensive Dynamic Theory of Hydrocarbon Migration and Trapping. *Society of Petroleum Engineers, SPE*.
- Soliman, M. (2012). Impact of Fracturing and Fracturing techniques on productivity of unconventional formations. *Society of Petroleum Engineers, SPE*, Viena.
- Tehrani, D. (1971). An analysis of volumetric balance equation for calculation of oil in place and water influx. *Iranian oil exploration and producing company*.
- Tissot, B., & Welte, D. (1985). *Petroleum Formation and Occurrence*. Habra, California: Second Revised and Enlarged Edition.
- U:S Energy Information Administration. (s.f.). *eia*. Recuperado el Enero de 2017, de https://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=natural_gas_where
- Vargas Silva, D. (2013). Metodología para estimar la presión de poro incluyendolos esfuerzos térmicos originados por el craqueo de kerógeno y aceite en formaciones de Shale. *Universidad Industrial de Santander*.
- Yacimientos Petrolíferos Fiscales, YPF. (s.f.). *El desafío energético de la Argentina*. Recuperado el Enero de 2017, de YPF: https://www.ypf.com/EnergiaYPF/Paginas/img/pdf/Camino_al_auto_abastecimiento.pdf
- Zhang, W., & Zhang, G. (2006). 3D prestack depth migration by hybrid method. *SEG*.