

MODELAMIENTO DEL FENÓMENO DE MIGRACIÓN Y TRANSFERENCIA
DINÁMICA DE FLUIDOS DESDE UN YACIMIENTO DE ROCA GENERADORA Y
SU IMPACTO EN LA PRESIÓN DE FORMACIÓN

JOSEP ALEJANDRO QUINTERO DE LEÓN

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

2020

MODELAMIENTO DEL FENÓMENO DE MIGRACIÓN Y TRANSFERENCIA
DINÁMICA DE FLUIDOS DESDE UN YACIMIENTO DE ROCA GENERADORA Y
SU IMPACTO EN LA PRESIÓN DE FORMACIÓN

JOSEP ALEJANDRO QUINTERO DE LEÓN

TESIS DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director:

Maika Karen Gambus Ordaz
Doctora en Ingeniería de Petróleos

Codirector

Diego Armando Vargas Silva
Magister en Geofísica

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

2020

DEDICATORIA

A Dios por su guía y acompañamiento en todo momento de mi vida

*A mis padres y hermana Gerardo, Ivonne y Andrea que siempre me apoyaron, son
mi fuerza y motor*

*A mis tías, tíos, primos y primas que me ayudaron con cualquier dificultad que se
me pudo presentar y estuvieron pendientes de mí*

A mis amigos por ser esa ayuda, comprensión y compañía en mis estudios

*A mi novia Deisy por acompañarme, apoyarme y darme tantas alegrías en todo
momento*

AGRADECIMIENTOS

*A Dios por la vida, salud, protección y acompañamiento que siempre me dio
A la Universidad Industrial de Santander por brindarme tantos conocimientos que
me ayudaron a crecer tanto académicamente como personalmente, generando así
un profesional de excelencia*

*Al ingeniero Diego A. Vargas, codirector de este proyecto, por su apoyo,
orientación y acompañamiento en todo el proceso*

*A la ingeniería Maika Gambus, directora de este proyecto, por su apoyo y
confianza en este proyecto*

A mi familia y amigos quienes me apoyaron y motivaron en todo momento

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	12
1. OBJETIVOS.....	14
1.1 OBJETIVO GENERAL	14
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	14
2. MARCO TEÓRICO	15
2.1 MIGRACIÓN DE FLUIDOS.....	16
2.1.1 Migración primaria.	17
2.1.2 Migración secundaria.....	17
2.1.3 Migración terciaria.....	19
2.2 FACTORES QUE AFECTAN LA MIGRACIÓN DE FLUIDOS.....	19
2.2.1 Temperatura.	19
2.2.2 Presión.....	20
2.2.3 Porosidad efectiva.	20
2.2.4 Permeabilidad.	21
2.2.5 Garganta de poro.....	21
2.2.6 Densidad.....	21
2.2.7 Viscosidad.....	22
2.2.8 Flotabilidad.....	22
2.2.9 Presión capilar.	22
2.2.10 Condiciones hidrodinámicas.	23
2.2.11 Saturación de fluidos.	23
2.3 MÉTODOS ANALÍTICOS DE MIGRACIÓN DE FLUIDOS.....	23
2.3.1 Difusión.....	23

2.3.2 Flowpath.	24
2.3.3 Percolación de invasión.	26
2.3.4 Flujo de Darcy.	28
2.3.5 Híbrido.	30
2.4 VARIABLES ADICIONALES PARA EL DESARROLLO DE LOS MODELOS..	31
2.4.1 Profundidad.....	31
2.4.2 Porosidad.....	31
2.4.3 Permeabilidad.	32
2.4.4 Radio de garganta de poro.	32
2.4.5 Tensión interfacial.	32
2.5 PRESIÓN DE PORO	33
3. ANÁLISIS, INTERPRETACIÓN Y DESARROLLO DE LOS MÉTODOS DE MIGRACIÓN	39
3.1 ANÁLISIS DEL MÉTODO FLOWPATH	39
3.2 ANÁLISIS DEL MÉTODO PERCOLACIÓN DE INVASIÓN	43
3.3 RESULTADOS.....	48
3.3.1 Flowpath.	52
3.3.2 Percolación de invasión.	60
3.3.3 Comparación de los dos métodos de flowpath y percolación	71
4. IMPACTO DE LA MIGRACIÓN EN LA PRESIÓN DE PORO.....	73
5. CONCLUSIONES	77
6. RECOMENDACIONES.....	79
BIBLIOGRAFÍA.....	80

LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Comparación entre los métodos documentados de migración.....	30
Cuadro 2. Densidades de agua y aceite utilizadas en los cálculos.....	52

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. Proceso de migración.....	18
FIGURA 2. Rutas de flujo mediante método Flowpath	26
FIGURA 3. Ruta de flujo generada en el método de percolación de invasión	28
FIGURA 4. Comparación de rutas de flujo dependiendo del método de migración implementado	29
FIGURA 5. Flujo de trabajo para demostrar el modelo matemático.....	35
FIGURA 6. Diagrama de flujo del método Flowpath	41
FIGURA 7. Diagrama de flujo del método percolación de invasión	44
FIGURA 8. Presión vs Profundidad	49
FIGURA 9. Columna estratigráfica del valle medio magdalena	50
FIGURA 10. Distribución de Diámetro de grano vs Profundidad	51
FIGURA 11. Permeabilidad vs Profundidad.....	52
FIGURA 12. Altura de la columna de fluido (ρ_w3 y ρ_o1)	53
FIGURA 13. Altura de la columna de fluido (ρ_w3 y ρ_o3)	54
FIGURA 14. Altura de la columna de fluido (ρ_w3 y ρ_o6)	54
FIGURA 15. Altura de la columna de fluido (ρ_w3 y ρ_o1)	56
FIGURA 16. Altura de la columna de fluido (ρ_w3 y ρ_o3)	57
FIGURA 17. Altura de la columna de fluido (ρ_w3 y ρ_o6)	57
FIGURA 18. Sensibilización de la densidad del aceite escenario 1	58
FIGURA 19. Sensibilización de la densidad del aceite escenario 2	59
FIGURA 20. Sensibilización de la densidad del agua escenario 1	59
FIGURA 21. Sensibilización de la densidad del agua escenario 2	60
FIGURA 22. Porosidad Vs Profundidad.....	61
FIGURA 23. Radio de garganta de poro Vs Profundidad	62
FIGURA 24. Altura mínima para el movimiento método de Percolación de invasión (tendencia inicial)	63

FIGURA 25. Zonas posibles para la percolación de fluidos	64
FIGURA 26. Altura mínima para el movimiento método de Percolación de invasión (tendencia secundaria)	65
FIGURA 27. Sensibilización de los datos	66
FIGURA 28. Altura mínima para el movimiento por el método de Percolación de invasión.....	67
FIGURA 29. Zonas posibles para la percolación de fluidos	68
FIGURA 30. Sensibilización de la presión capilar.....	69
FIGURA 31. Sensibilización del diferencial de densidades	69
FIGURA 32. Sensibilización de los datos	70
FIGURA 33. Comparación del método flowpath y percolación	71
FIGURA 34. Altura mínima método de Percolación de invasión posterior al proceso de sobrepresión	75
FIGURA 35. Presión ganada Vs Profundidad	76

RESUMEN

TÍTULO: MODELAMIENTO DEL FENÓMENO DE MIGRACIÓN Y TRANSFERENCIA DINÁMICA DE FLUIDOS DESDE UN YACIMIENTO DE ROCA GENERADORA Y SU IMPACTO EN LA PRESIÓN DE FORMACIÓN*

AUTOR: JOSEP ALEJANDRO QUINTERO DE LEÓN**

PALABRAS CLAVES: MIGRACIÓN DE FLUIDOS, FLOWPATH, PERCOLACIÓN DE INVASIÓN, PRESIÓN DE PORO.

DESCRIPCIÓN:

En la industria de los hidrocarburos una de las etapas más importantes y representativas es la exploración, donde se realizan pruebas y estudios dentro de los cuales está el de la migración de fluidos. Proceso por el cual se busca entender y definir bajo qué condiciones se mueven los fluidos en el subsuelo y así ser un indicativo cualitativo de si estos fluidos permanecen en la roca madre o en caso de haber escapado, intuir las posibles rutas de flujo que se dieron para el movimiento que terminaron en alguna capa superior convirtiéndolos en un objetivo de interés, para continuar a la etapa de desarrollo y perforar los respectivos pozos que hasta no llegar a la profundidad objetivo y hacer posteriores pruebas de flujo y presión no se puede tener una certeza segura de encontrar hidrocarburo. A continuación se propone una metodología que incluye información y análisis de los métodos documentados en la literatura y ecuaciones que modelan el proceso de migración de fluidos. El objetivo es analizar y poder predecir los caminos de flujo que pudo recorrer el fluido que ha podido desplazarse, además de cómo este proceso de migración podría tener efecto en la presión de poro. Respecto a este análisis se logró evidenciar que el fenómeno de migración tiene poca incidencia en la presión de poro para generar sobrepresión, además los resultados obtenidos muestran que de no ser por las barreras de flujo el hidrocarburo en la mayoría de los casos podría llegar a superficie.

* Trabajo de grado

** Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: PhD Maika Gambus Ordaz. Codirector: Diego Armando Vargas

ABSTRACT

TITLE: MODELING THE PHENOMENON OF MIGRATION AND DYNAMIC FLUID TRANSFER FROM A SOURCE ROCK RESERVOIR AND ITS IMPACT ON FORMATION PRESSURE.*

AUTHOR: JOSEP ALEJANDRO QUINTERO DE LEÓN**

KEYWORDS: FLUID MIGRATION, FLOWPATH, INVASION PERCOLATION, PORE PRESSURE.

DESCRIPTION:

In the oil and gas industry, one of the most important and representative stages is exploration, where tests and studies are carried out, including the migration of fluids. Process by which it is sought to understand and define under what conditions the fluids move in the subsoil and thus be a qualitative indication of whether these fluids remain in the bedrock or, if they have escaped, to intuit the possible flow routes that occurred for the movement that ended up in an upper layer making them a target of interest, to continue to the development stage and drill the respective wells that until reaching the target depth and making subsequent flow and pressure tests cannot be certain sure to find hydrocarbon. Next, a methodology is proposed that includes information and analysis of the methods documented in the literature and equations that model the fluid migration process. The objective is to analyze and be able to predict the flow paths that the fluid that has been able to travel could travel, as well as how this migration process could have an effect on the pore pressure. Regarding this analysis, it was possible to show that the migration phenomenon has little impact on the pore pressure to generate overpressure, in addition the results obtained show that if it were not for the flow barriers, the hydrocarbon in most cases could reach the surface.

* Bachelor thesis

** Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos. Director: PhD Maika Gambus Ordaz. Codirector: Diego Armando Vargas.

INTRODUCCIÓN

En la industria de los hidrocarburos la etapa de exploración es el primer escalón de una larga serie de fases y de la que se desencadenan las demás ya que la exploración tiene como finalidad buscar zonas prospectivas con un alto potencial de contener hidrocarburos ya sean líquidos, gaseosos o una combinación de estos, y es a partir de esta premisa que las siguientes etapas pueden realizarse teniendo como cimiento lo desarrollado en la etapa de exploración.

En los últimos 10 años se ha tenido como reto encontrar nuevos yacimientos debido a que las reservas cada vez se agotan más y no hay nuevos descubrimientos que ayuden a suplir este agotamiento, es por esta razón que la exploración tiene un gran impacto e importancia hoy en día según el ministerio de minas y energía y la agencia nacional de hidrocarburos. Uno de los temas a estudiar dentro de la exploración es la migración de fluidos, con el cual se busca definir bajo qué condiciones el hidrocarburo pudo o no migrar y/o desplazarse desde la roca generadora hasta una roca almacén, la cual será un yacimiento a explotar posteriormente.

En 1984 Tissot y Welte muestran el primer trabajo detallado sobre migración de fluidos para explicar el fenómeno de encontrar el hidrocarburo en superficie y en rocas en las cuales no se generó este fluido. Posterior a este primer trabajo detallado sobre migración de fluidos, se han realizado más investigaciones de este fenómeno mostrando la importancia de su entendimiento y con el cual se puede predecir posibles zonas de interés. En el 2009 Hantschel y Kauerauf documentaron los métodos existentes para el modelamiento de la migración y acumulación de fluidos. Con todos los estudios realizados hasta la fecha de hoy se ha aumentado la curva de aprendizaje y entendimiento de las condiciones que se deben dar para que el fenómeno de migración pueda darse y explicar cómo este fluido va desplazándose por el subsuelo.

El siguiente trabajo es una recopilación, revisión y análisis de información documentada en la literatura del proceso de migración de fluidos el cual busca proponer una metodología alternativa para predecir los caminos de flujo por los cuales se desplazó el hidrocarburo en su movimiento y así suponer hacia donde pudo migrar este fluido para una posible zona de interés en el caso de que el volumen sea considerable.

Al inicio del trabajo se presenta un marco teórico con los conceptos generales sobre el proceso de migración de fluidos, qué factores son importantes e influyentes en este y así encaminar al lector a un entendimiento del proceso paso a paso como ocurre en la realidad. Más adelante se muestra una profundización de dos métodos que modelan el proceso de migración con sus respectivas ecuaciones y el diagrama de flujo a seguir en cada método y con esto mostrar la metodología propuesta. Este análisis va en conjunto con una serie de datos registrados en una plantilla de Excel con resultados que se mostrarán al final del trabajo para su revisión y explicación de los mismos.

Por último se presenta un análisis de cómo la migración de fluidos puede afectar la presión de poro y en qué escenarios se pueden dar estos cambios. Este análisis se encadena a una lista de datos registrados en una plantilla de Excel mostrando los resultados obtenidos de una manera visual a través de varias gráficas.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

- Modelar el fenómeno de migración y transferencia dinámica de fluidos desde un yacimiento de roca generadora y su impacto en la presión de formación

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar los modelos analíticos documentados existentes de migración de fluidos que se pueden dar en un yacimiento no convencional.
- Caracterizar el fenómeno de migración y transferencia dinámica mediante el modelo seleccionado.
- Estimar el impacto de la migración y/o transferencia dinámica en la presión de poro.
- Comparar los diferentes modelos analíticos de migración y encontrar el más eficiente para un yacimiento no convencional.

2. MARCO TEÓRICO

El objetivo de este trabajo es modelar el proceso de migración y/o transferencia dinámica de fluidos que ocurre desde un yacimiento de roca generadora hasta su destino final donde se almacenará tras una serie de condiciones específicas que se presentan en el subsuelo y estimar la repercusión que tiene este proceso en la presión de poro. Para lograr esto es necesario revisar las investigaciones o antecedentes que se han dado en relación al tema y mencionar algunos conceptos teóricos para el entendimiento y comprensión de todos los componentes que hacen parte del proceso de migración como factores que lo afectan, métodos por los cuales se describe este proceso y todas las consideraciones que se tienen en cada uno de ellos.

Los procesos de migración de hidrocarburos desde el siglo pasado hasta el actual están en discusión y no se comprenden muy bien. A principios del siglo XX las incógnitas sobre por qué se encontraba el hidrocarburo en superficie y a diferentes profundidades fueron explicadas inicialmente por Athy (1930), el cual fue uno de los primeros autores que explicaba el fenómeno de migración de aceite. Posterior a este trabajo en las décadas de los años 50, 60 y 70 fue un nutrido tiempo para las investigaciones y aportes sobre este tema. Los nombres más representativos son Hubbert (1953) Baker (1959, 1967), Weaver (1960), Hedberg (1964), Gussow (1968), Burst (1969), Pelet (1971), Cordell (1973), Hobson (1973), Dickey (1975), Price (1976), Tissot (1971, 1975, 1978), Welte (1975, 1978), Peaceman (1977), Aziz y Settari (1979) entre muchos otros nombres que ayudaron a realizar todos estos trabajos. Estas investigaciones estuvieron enfocadas en explicar cómo es el proceso de la migración primaria y secundaria, dónde se plantearon varios procesos como el transporte del hidrocarburo de manera miscelar y coloidal en una solución acuosa, en una única fase y en fases separadas, la migración a partir de la deshidratación de las arcillas, por último, plantearon las fuerzas principales

que estaban presente en este proceso como lo son las fuerzas de boyanza y las fuerzas capilares.

En los siguientes años estas primeras investigaciones fueron la base para seguir entendiendo el fenómeno de migración, Tissot y Welte (1984) en su libro recapitularon y explicaron detalladamente el proceso migración primaria y los parámetros que afectaban a esta, detallaron las fuerzas principales que se ejercen en la migración secundaria y cómo la geología también influye en este proceso.

En la década del 90 y principios del año 2000 con el constante crecimiento de la tecnología e inclusión de los sistemas de cómputo, se crearon modelos numéricos con los principios teóricos que se tenían hasta el momento. Hantschel y Kauerauf (2009) explican en su libro todo el proceso de migración de hidrocarburos, los métodos que se tienen para realizar el modelado de este proceso con sus respectivas ecuaciones básicas.

2.1 MIGRACIÓN DE FLUIDOS

Al momento de hablar de migración de fluidos primero se debe tener un concepto claro sobre este término, según el diccionario de la real academia española RAE¹ migración es el “desplazamiento de una sustancia” al llevar esta definición al campo de la industria de hidrocarburos se tiene una definición más enfocada y concreta la cual es el movimiento o desplazamiento de aceite y/o gas a través de las zonas porosas y/o discontinuidades de las rocas en el interior de la corteza terrestre hasta llegar a una zona donde se interrumpa el movimiento y sea una barrera para que el fluido no siga su movimiento o en caso de no encontrar esta barrera llegar hasta superficie o hasta donde el fluido tenga la fuerza de llegar. En el siglo XX la industria del petróleo tenía varias incógnitas, una de ellas era por qué el petróleo se podía encontrar a diferentes profundidades en el subsuelo o en

¹ Real academia española, diccionario de la lengua española. Migración. [en línea]. [17 agosto de 2020]. Disponible en: <https://dle.rae.es/migraci%C3%B3n>

algunos casos en superficie directamente. Con el pasar del tiempo y realizar estudios e investigaciones, a este fenómeno se le llamo migración de fluidos². Este fenómeno de migración de fluidos se divide en tres fases: migración primaria, secundaria y terciaria.³

2.1.1 Migración primaria. Esta primera fase de la migración comienza desde el enterramiento y compactación de las rocas generadoras bajo un amplio rango de condiciones de temperatura y presión a la cual son sometidas. A medida que va ocurriendo el proceso de enterramiento y compactación, las rocas que inicialmente estaban totalmente saturadas de agua y con presencia de materia orgánica, van expulsando los fluidos que se encuentran en estas debido a la disminución del volumen poroso al estar sometidas a mayores presiones; además de esto con el paso del tiempo comienza el proceso de generación de hidrocarburos a partir de la materia orgánica. Al momento de llegar a la saturación crítica de este hidrocarburo generado, es expulsado en pequeñas cantidades con el agua que se encontraba inicialmente en las capas adyacentes. El alcance en términos de longitud de desplazamiento en su mayoría es muy pequeña en el orden de unos cuantos metros.

Los factores a tener en cuenta y que tienen importancia en esta primera fase del proceso de migración son: temperatura, presión, procesos de compactación y enterramiento, cantidad y composición de la materia orgánica presente, cambio en la composición química de la materia orgánica, tiempo y profundidad.

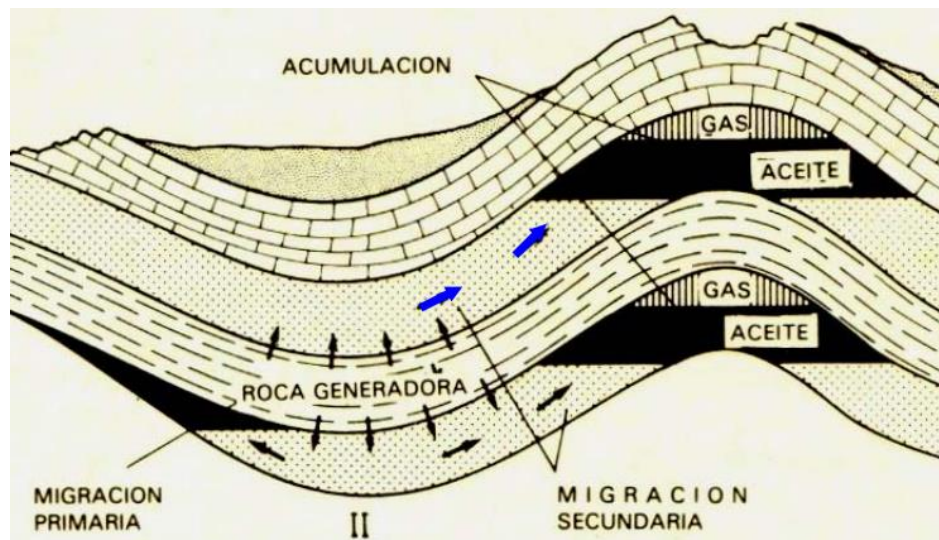
2.1.2 Migración secundaria. En esta segunda fase de la migración se comprende el mayor movimiento de los fluidos a través de las rocas adyacentes a la roca generadora hasta llegar a su destino final, este movimiento se debe

² TISSOT, Bernard; WELTE, Dietrich. Petroleum Formation and Occurrence. Second edition. Berlin Heidelberg New York Tokyo: Springer-Verlag, 1984. p 293 - 365

³ SALINAS, Néstor. Migración de hidrocarburos. Ciudad de México, Tesis de pregrado. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería, 2013, p 4

entender en término de flujo de dos o tres fases (gas, petróleo y agua). Tissot⁴ comenta que esta etapa comienza una vez finaliza la migración primaria y tiene un mayor alcance que va desde algunos metros hasta cientos o miles de metros y de no encontrar una barrera que detenga su movimiento estos fluidos pueden llegar hasta la superficie, lo que comúnmente se conoce como rezumaderos, en la figura 1 se puede observar un esquema muy sencillo donde se observan las dos primeras etapas del proceso de migración.

FIGURA 1. Proceso de migración



Fuente: TISSOT, Bernard; WELTE, Dietrich. Petroleum Formation and Occurrence. Second edition. Berlin Heidelberg New York Tokyo: Springer-Verlag, 1984, p 294.

Los factores a tener en cuenta y que tienen importancia en esta segunda fase del proceso de migración son: fuerzas de boyanza o flotabilidad, presión capilar, condiciones hidrodinámicas, propiedades de los fluidos en movimiento,

⁴ TISSOT, Bernard; WELTE, Dietrich. Op cit. p 341

características y propiedades de las rocas por donde está ocurriendo el movimiento, geometría de los estratos y/o fallas en el subsuelo.

2.1.3 Migración terciaria. Esta última fase del proceso de migración puede o no ocurrir según las condiciones que se presenten en el sistema. Esta fase inicia⁵ una vez termina la migración secundaria con la acumulación de los fluidos en un reservorio, esta etapa comprende el movimiento que tienen los fluidos posterior a su acumulación que es ocasionado principalmente por movimientos tectónicos que producen sistemas de fallas y logran romper la barrera que tiene bloqueado el movimiento de los hidrocarburos y crea nuevas rutas de flujo para su desplazamiento.

2.2 FACTORES QUE AFECTAN LA MIGRACIÓN DE FLUIDOS

En el proceso de migración se tienen varios factores que tienen una gran importancia durante todo el tiempo que ocurre la migración ya que pueden acelerar, retrasar o detener el proceso por completo en cualquiera de sus fases aunque algunos de estos factores se pueden ver más representativos en una fase que en otra. Los principales factores que intervienen son:

2.2.1 Temperatura. La temperatura juega un papel importante ya que esta tiene influencia en las propiedades y comportamiento de los fluidos presentes en la migración (agua e hidrocarburos). A medida que se aumenta la profundidad la temperatura sigue este mismo comportamiento debido a una transferencia de energía térmica desde el núcleo de la tierra hasta la superficie, para representar este aumento de temperatura se realiza un perfil del gradiente geotérmico el cual no es siempre lineal debido a las propiedades de cada estrato en el subsuelo y su

⁵ MINESCU, F. et al. Theoretical and practical aspects of tertiary hydrocarbon migration. SPE Europec/EAGE annual conference and exhibition held in Vienna, Australia, 12 -15 junio 2006

capacidad conductiva es por esto que se tiene un estimado o rango el cual es de 2 – 3 °F por cada 100 pies de profundidad⁶.

Debido a este cambio de la temperatura tanto el agua como el hidrocarburo puede variar su comportamiento como la viscosidad, densidad, volumen específico y con esto ayudar o no al proceso de migración.⁷

2.2.2 Presión. Para explicar un aumento en la presión existen varias causas como la compactación de la roca, expansión de fluidos, cementación de minerales entre otras⁸. Distintamente de cual sea la causa de este aumento en la presión, puede originar el flujo de fluidos a través de las rocas en un inicio. Esto puede ser el detonante del proceso de migración ya que en el subsuelo siempre se busca un equilibrio entre las fuerzas y esta sobrepresión buscará una zona con menos presión para aliviar la presión y equilibrar fuerzas.

2.2.3 Porosidad efectiva. La porosidad es una propiedad de las rocas, la cual relaciona el volumen total de la roca con los espacios vacíos entre los granos y es un indicativo de la capacidad de almacenamiento de fluidos de la roca. La porosidad efectiva relaciona la porosidad total de la roca con los poros que están conectados entre ellos y no los que están aislados.

A una mayor porosidad efectiva se puede tener un canal entre los poros interconectados lo cual favorecería el movimiento de los fluidos, por ende favorece el proceso de migración.

⁶ SALINAS, Nestor. Op. cit. p 17

⁷ SALINAS, Nestor. Op. cit. p 18

⁸ VARGAS, Diego; GAMBUS, Maika y CALDERON, Zuly. Assessment of causes of overpressure different from sub-compaction: application in unconventional reservoirs. En: CT&F. 3, (12, 2019). p 5 - 14

2.2.4 Permeabilidad. La permeabilidad intrínseca de las rocas es la propiedad que poseen de permitir o no el flujo de fluidos a través de la roca. Esta propiedad es una de las más importantes debido a que puede llegar a ser el factor clave que indique cuando puede ocurrir el flujo y cuando no.

Este indicador de flujo o no flujo dependerá del tipo de formación, a una mayor permeabilidad el flujo de los fluidos ocurre de manera más fácil, según varios autores^{9 10} se tiene un umbral el cual puede indicar una barrera de flujo y no flujo el cual se encuentra entre el rango de 0,1 y 0,01 mili Darcys por encima de estos valores se tiene la posibilidad de flujo, por debajo de ellos el flujo es demasiado bajo que son consideradas formaciones casi impermeables es por esto que para los valores inferiores a estos se tomarán como barreras de flujo.

2.2.5 Garganta de poro. Se conoce como garganta de poro a la separación o espacio que hay entre dos granos dentro de la roca el cual conecta a dos volúmenes porosos más grande. La distribución, forma y tamaño de las gargantas de poro que se tienen en la roca controlan características importantes como la presión capilar y el flujo de fluidos.

El tamaño de estas gargantas de poro juega un papel importante en el proceso de migración de fluidos ya que si se tienen tamaños grandes el movimiento tendrá menos restricciones caso contrario de tener gargantas de poro muy pequeñas ya que esto generará presiones capilares más altas lo cual conlleva a una oposición al flujo de los fluidos.

2.2.6 Densidad. Esta propiedad está relacionada con la flotabilidad del fluido la cual en algunos casos puede generar la expulsión de los fluidos de la roca y ser

⁹ CANDER, Harris. What are unconventional resources? A simple definition using viscosity and permeability. En: AAPG annual convention and exhibition, Long beach, California (22, 04, 2012)

¹⁰ BAUR, Friedemann; KATZ, Barry. Some practical guidance for petroleum migration modeling. En: Marine and Petroleum Geology. 93, (03, 2018) ELSEVIER; p 409 - 421

un detonante para el inicio de la migración. El diferencial de densidades entre los fluidos como el agua y el aceite genera las fuerzas de flotación las cuales aumentan a medida que la diferencia entre las densidades es mayor.

2.2.7 Viscosidad. La viscosidad es una propiedad de los fluidos que se define como la oposición que presenta el fluido a fluir. Esta propiedad se ve afectada por la presión y la temperatura y puede aumentar o disminuir según las condiciones que se presenten.

El proceso de migración se vería favorecido en caso de tener fluidos con una viscosidad baja y que no presenten una oposición al flujo de estos debido a esta propiedad, en caso contrario cuando se tiene un fluido muy viscoso el movimiento se hace más lento y en algunos casos puede no haberlo debido a su alta viscosidad que no permite el flujo sin modificar ciertas condiciones como temperatura o presión.

2.2.8 Flotabilidad. Esta es la principal fuerza en la migración secundaria, esta se debe a la inmiscibilidad entre el hidrocarburo y el agua y a su diferencia de densidades lo cual hace que el hidrocarburo, al tener una menor densidad, flote sobre el agua e intente ir hacia la parte superior; en condiciones normales los hidrocarburos tratan de migrar en dirección vertical hacia arriba, desplazando un volumen equivalente de agua.¹¹

2.2.9 Presión capilar. La presión capilar es la diferencia de presión que hay en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles. Esta presión depende de un conjunto de factores como la tensión interfacial y superficial de los fluidos y la roca, el tamaño de las gargantas de poro, su geometría y la mojabilidad del sistema. Para el proceso de migración las presiones capilares son tomadas como fuerzas que se

¹¹ SALINAS, Nestor. Op. cit. p 47

oponen al movimiento del fluido y que deben ser superadas para que la migración siga con su camino.

2.2.10 Condiciones hidrodinámicas. Estas condiciones hacen referencia al agua que está en movimiento constante en el subsuelo y que pueden tener un factor diferencial en el proceso de migración. Dependiendo de la dirección de estas fuerzas puede ayudar o interferir con la migración, si la dirección del gradiente hidrodinámico es ascendente ayuda y facilita el movimiento de los fluidos, en caso contrario, que la dirección sea descendente, esto hace que se necesiten mayores fuerzas de flotación para sobrepasar estas fuerzas lo cual no ayuda con la migración de fluidos ya que es una oposición al flujo.

2.2.11 Saturación de fluidos. La saturación de fluidos en una roca es la cantidad de cada fluido que se encuentra en los espacios porosos dando como sumatoria de todas estas saturaciones 1. Este es un parámetro importante a tener en cuenta ya que para que se produzca la migración de hidrocarburos se debe alcanzar una saturación crítica en la roca que corresponde a la mínima saturación de un fluido requerida para que pueda moverse en el yacimiento, en otras palabras, es la saturación a la cual la permeabilidad relativa a dicho fluido es cero. Luego de alcanzar este valor sí se da su movimiento.

2.3 MÉTODOS ANALÍTICOS DE MIGRACIÓN DE FLUIDOS

A continuación se describirán los diferentes métodos registrados en la literatura que modelan la migración de fluidos.

2.3.1 Difusión. Como dice Hantschel¹² este es el método de menor importancia y menos usado, aun así tiene aplicaciones en rocas fuentes muy pobres, las cuales no son capaces de acumular cantidades suficientemente grandes de fluido para el

¹² HANTSCHHEL, Thomas; KAUERAUF, Armin. Fundamentals in Basin and Petroleum Systems Modeling. Dordrecht Heidelberg London New York: Springer, 2009. p 267

flujo de fases separadas. El transporte por difusión se considera un proceso de 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 el agua el transporte a través del flujo de agua se vuelve relevante, especialmente cuando existen altas tasas de flujo de acuíferos. Este modelo solo está relacionado al transporte de metano en soluciones acuosas.

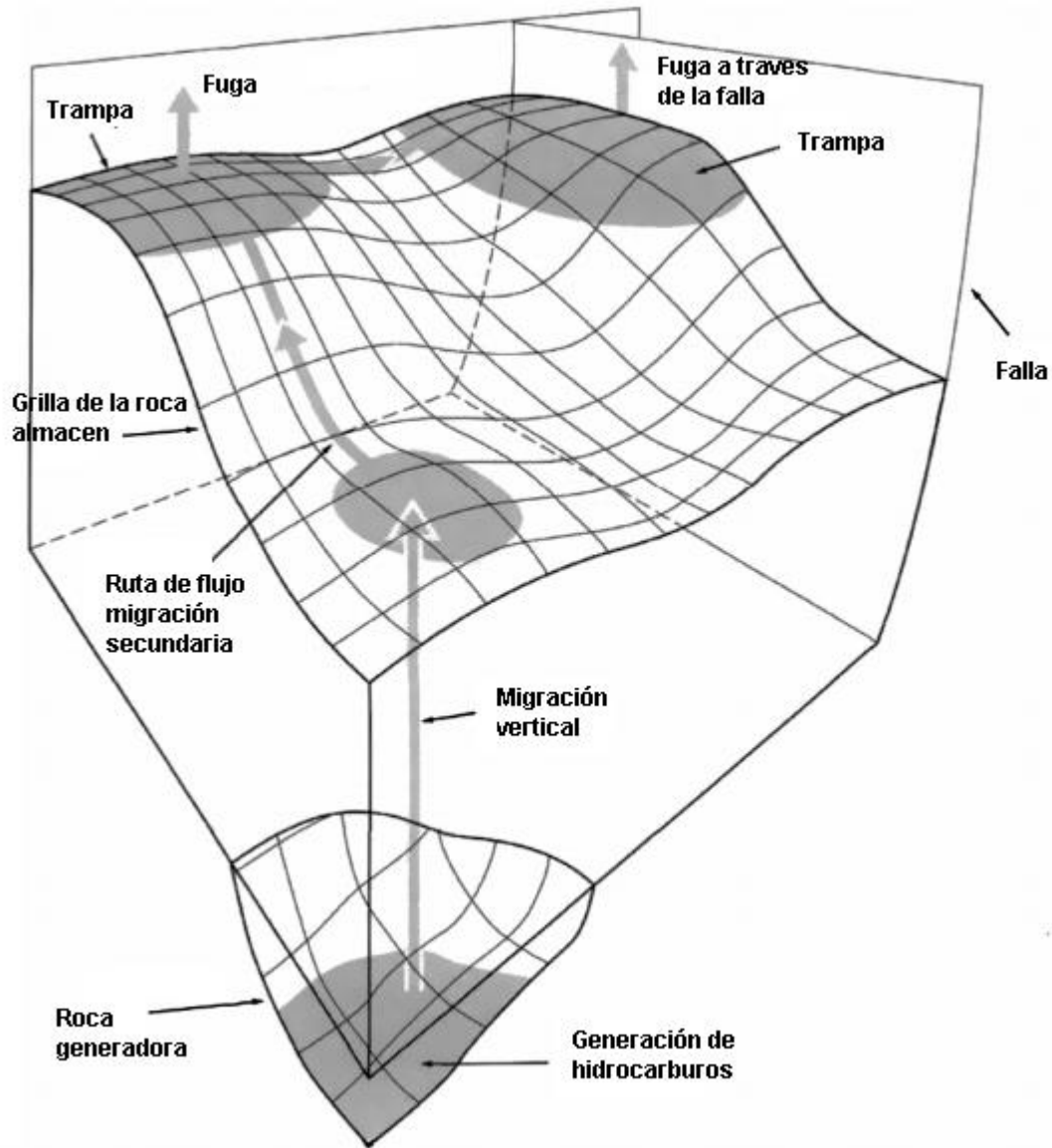
2.3.2 Flowpath. Este modelo supone que la migración de hidrocarburos a través de las capas de baja permeabilidad es de manera casi vertical y de forma ascendente, donde las fuerzas de boyanza son las responsables del movimiento. Según Aguilera¹³ la mayor ventaja de este método es que el procesamiento es extremadamente rápido, pequeñas migraciones en pasos de tiempo son completamente evitadas. Este método es ventajoso si se tiene un modelo de cuenca simple, un desafío clave es la simplificación de los procesos físicos que impulsan la migración, como las diferencias de las presiones. La desventaja de este modelo principalmente es su simplicidad ya que en el proceso real las variables involucradas son muchas. A pesar de esto es el método que tiene el potencial para determinar con precisión el volumen de petróleo atrapado ya que este método calcula alturas de columna precisas en base a una geometría de alta resolución.

La velocidad de migración en rocas altamente permeables no está limitada por la permeabilidad intrínseca de la roca, sino por la liberación de hidrocarburo de las litologías subyacentes de menor permeabilidad. Por lo tanto, la migración por este método distribuye el fluido entrante de manera instantánea a las culminaciones estructurales. La base de la capa superpuesta de baja permeabilidad es ahora la

¹³ AGUILERA, R. C. Tecnologías de modelamiento de migración de hidrocarburos: Aspectos geológicos y perspectivas exploratorias. III Convención técnica de la Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo (ACGGP). 2004

geometría de control y la migración sigue la dirección del vector gradiente de superficie, teniendo en cuenta las condiciones hidrodinámicas y la orientación de la superficie potenciométrica, es decir, siempre busca la ruta o trayecto que le genere la menor resistencia al flujo, como se puede observar en la figura 2. Para que se pueda distinguir una zona de no flujo frente a cambios preferenciales se tiene dos opciones: una definición manual del valor de permeabilidad según las capas del modelo que se tengan o usar un valor estándar que está en el rango de 0,1 – 0,01 mili Darcys que para algunos autores es un valor donde prácticamente se deja de tener flujo en la roca.

FIGURA 2. Rutas de flujo mediante método Flowpath



Fuente: DEMBICKI, Harry. Practical petroleum geochemistry for exploration and production, Amsterdam: ELSEVIER, 2017. p 293.

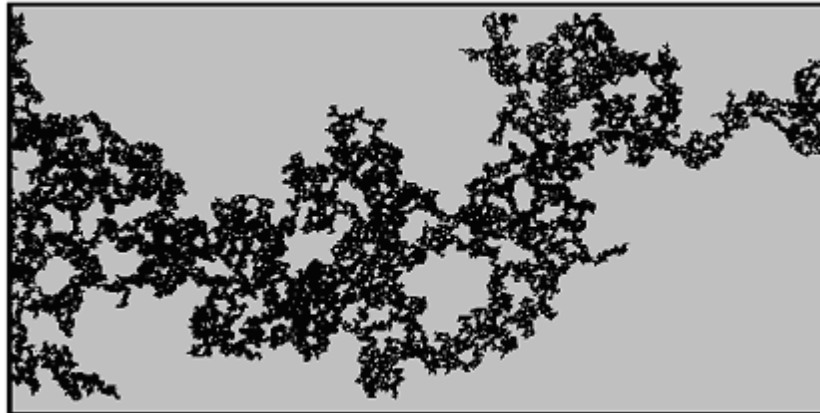
2.3.3 Percolación de invasión. En este método la migración ocurre de forma instantánea en el tiempo es decir no tiene en cuenta la historia de evolución de la cuenca¹⁴. Las migraciones de hidrocarburo son controladas por las fuerzas de

¹⁴ HANTSCHHEL, Thomas; KAUERAUF, Armin. Op. cit. p 297

flotabilidad y presión capilar. La percolación es más a menudo considerada como un fluido que se mueve hacia abajo a través de un medio poroso, pero para la migración de hidrocarburos, debido a la flotabilidad de este fluido en la roca del yacimiento saturado con agua, el movimiento es hacia arriba. Dado que las fuerzas de flotabilidad y las presiones capilares son las principales fuerzas para la percolación de invasión¹⁵, los efectos de la viscosidad y la permeabilidad se minimizan y no se tienen en cuenta. 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. Este método ofrece un modelo de migración alternativo que se basa en una interpretación de la migración como un movimiento de varios caminos separados, todo esto depende de la probabilidad que se encuentra en cada celda a donde se puede generar el movimiento. Se puede realizar en una cuadrícula de mayor resolución que la que se usa comúnmente en el modelado de cuencas a través del método de flujo de Darcy. En el subsuelo, el proceso de percolación de invasión se inicia cuando el aceite comienza a entrar en la base del lecho portador y a medida que el hidrocarburo se acumula, eventualmente alcanzará una saturación crítica donde las fuerzas de boyanza superan a las fuerzas capilares en las gargantas de poros y el fluido comienza su movimiento. Una ventaja de este método es la simplicidad del método numérico y por tanto una fácil implementación en el software. Para generar las rutas de flujo en este proceso se utiliza un algoritmo probabilístico, a continuación en la figura 3 se muestra la generación de las rutas de flujo que se presentan en este método.

¹⁵ BAUR, Friedemann; KATZ, Barry. Op. cit. p 412

FIGURA 3. Ruta de flujo generada en el método de percolación de invasión



Fuente: DEL VALLE GARCIA, Raúl. Modelo Discreto de Partículas para Simular Física de Rocas: Fracturamiento y Fenómenos de Propagación de Onda. Ciudad de México, Tesis de Doctorado. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingenierías, 2003, p 38.

2.3.4 Flujo de Darcy. Según Camacho y Rodríguez¹⁶ este método presenta una formulación muy 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 compactación. Para Hantschel y Kauerauf¹⁷ la idea básica de este método es una suma y equilibrio de todas las fuerzas que actúan sobre los fluidos. Con este método la formulación de modelado de cuencas, utiliza celdas de grandes escalas (cientos de metros) y enfatiza en los fenómenos de mayor escala tales como variaciones de compactación, litología, propiedades de los fluidos, segregación y difusión de gases. Todos los conceptos basados en el flujo de Darcy suponen que las velocidades de flujo están controladas por las permeabilidades y las funciones de viscosidad del fluido y por lo tanto son la única forma de describir

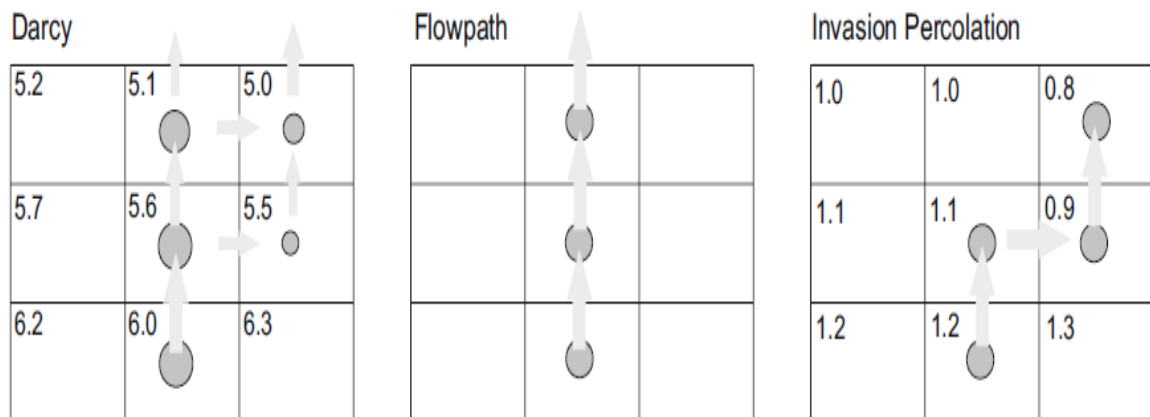
¹⁶ CAMACHO, Carla; RODRIGUEZ, Karen. Estudio del potencial de generación, migración e hidrocarburos que permanecen en yacimientos de shale gas, usando modelos matemáticos. Bucaramanga, Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas, 2017, 152 p

¹⁷ HANTSCHHEL, Thomas; KAUERAUF, Armin. Op. cit. p 298

correctamente la sincronización de los procesos de flujo. La formulación multicomponente de estos conceptos puede describir el comportamiento de disolución – extracción de varios componentes químicos dentro y fuera de las fases, lo cual es importante cuando las condiciones de presión y temperatura experimentan grandes variaciones durante la migración secundaria.

Lo que respecta a la dinámica del sistema de modelado, este método realiza un buen trabajo al manejar todos los procesos requeridos, sin embargo, el método está muy limitado por los tiempos de procesamiento que se requieren al usar los sistemas de hardware comúnmente disponibles según Aguilera¹⁸ y no es factible procesar modelos grandes o de alta resolución con un millón o más de celdas; por lo tanto, la escala y la escalabilidad de los modelos está restringida y con frecuencia se convierte en representaciones demasiado simplistas de los datos geológicos reales. A continuación en la figura 4 se observa una comparación de las rutas de flujo que presentan 3 métodos que modelan la migración de fluidos y se observan sus diferencias a la hora de realizar el desplazamiento.

FIGURA 4. Comparación de rutas de flujo dependiendo del método de migración implementado



¹⁸ AGUILERA, Op. cit. pag 3

Fuente: HANTSCHHEL, Thomas; KAUERAUF, Armin. Fundamentals in Basin and Petroleum Systems Modeling. Dordrecht Heidelberg London New York: Springer, 2009. p 295

2.3.5 Híbrido. El enfoque de este método es la extrapolación de campos de onda utilizando operadores de diferencias finitas y de desplazamiento de fase, tiene las ventajas de adaptar variaciones laterales de velocidad y altas inmersiones migratorias, este método combina el principio de flujo de Darcy para las zonas con permeabilidades bajas y lo combina con el método de flowpath cuando la permeabilidad es mayor¹⁹. La desventaja que tiene es que debido a las geometrías irregulares que varían a lo largo del tiempo, combinada con amplios rangos de parámetros y largas escalas geológicas en el modelado de cuencas, es prácticamente imposible resolver estas ecuaciones y el proceso de simulación se hace demasiado extenso y con necesidad de un hardware potente que pueda compilar la información.

En el cuadro 1 se tiene una comparación entre los diferentes métodos documentados analizados desde distintos ámbitos como: tiempo de cómputo, complejidad, entre otros.

Cuadro 1. Comparación entre los métodos documentados de migración

	Difusión	Flowpath	Flujo de Darcy	Percolación de invasión	Híbrido
Tiempo de cómputo	Tiempo relativamente corto	Es el más rápido de todos los métodos	Bastante tiempo de cómputo para modelos grandes	Tiempo relativamente corto	Bastante tiempo de cómputo
Complejidad	Método	Método muy	Método	Método	Es el método

¹⁹ HANTSCHHEL, Thomas; KAUERAUF, Armin. Op. cit. p 286

del método	sencillo	sencillo y simplificado	medianamente complejo y bien estructurado	sencillo	más complejo de todos
Flujo de tres fases	Flujo solamente de metano en solución acuosa	Flujo de tres fases sin problema	Flujo de tres fases sin problema	Flujo de tres fases sin problema	Flujo de tres fases sin problema
Geometrías complejas del modelo	Trabaja bien en modelos simples	Trabaja muy bien con modelos simples	Trabaja muy bien bajo cualquier geometría o estructura del modelo	Trabaja muy bien bajo cualquier geometría o estructura del modelo	Trabaja muy bien bajo cualquier geometría o estructura del modelo

Fuente: Elaboración propia

2.4 VARIABLES ADICIONALES PARA EL DESARROLLO DE LOS MODELOS

A continuación se describirán las variables adicionales que no se detallarán durante el desarrollo de las ecuaciones para realizar las pruebas y cálculos de los métodos de flowpath y percolación de invasión.

2.4.1 Profundidad. Esta variable es un dato de entrada el cual se debe especificar ya que es una referencia a la cual se le asignará unas presiones de aceite y agua además de que es necesaria para encontrar la porosidad que se calculará en función de la profundidad.

2.4.2 Porosidad. Para esta variable se pueden utilizar registros y correlaciones para estimar su valor. En este caso se utilizará la correlación de Athy la cual fue propuesta en 1930 con la cual la porosidad es función de la profundidad en pies (z), una porosidad inicial en fracción (ϕ_i) y un parámetro de compactación (α) como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\phi = \phi_i e^{-\alpha z} \quad (1)$$

2.4.3 Permeabilidad. Para los métodos anteriores la permeabilidad utilizada es la permeabilidad intrínseca de la roca o absoluta, la cual depende principalmente del tamaño de grano, empaquetamiento, compactación, garganta de poro y conectividad. En este caso se utilizará la correlación de Krumbein y Monk 1942 donde la permeabilidad en Darcys es función del diámetro de grano en milímetros (d_g) y la desviación estándar de este tamaño de grano (σ_D), para calcular este valor se debe encontrar el logaritmo en base dos del diámetro de grano utilizado. La ecuación es la siguiente:

$$K = 760 * d_g^2 * \exp(-1.31 * \sigma_D) \quad (2)$$

2.4.4 Radio de garganta de poro. Kloestler en 2002 menciona que existen estudios donde la garganta de poro puede ser considerada como función del tamaño de grano y de la porosidad que tenga la roca, las correlaciones teóricas encontradas son las siguientes:

$$COEF = 1,92\phi^2 - 0,0882\phi \quad (3)$$

$$R_{coef} = 0,5(COEF)d_g \quad (4)$$

Donde COEF es la relación de la garganta de poro con la porosidad, ϕ es la porosidad en fracción, d_g es el diámetro de grano de la roca en metros y R_{coef} es el tamaño de garganta de poro relacionado con la porosidad y diámetro de grano en metros.

2.4.5 Tensión interfacial. La tensión interfacial es la fuerza por unidad de longitud requerida para incrementar el área de una interface y esto se entiende

como el desbalance de fuerzas moleculares en la interface de dos fluidos inmiscibles, debido a la atracción física de las moléculas. Existen diferentes métodos para medir esta variable en laboratorio como son el método de la gota colgante y el ascenso capilar que son los más utilizados. Además de pruebas en laboratorio, en el año 2000 Whitson y Brule propusieron la siguiente correlación para encontrar la tensión interfacial en dinas/cm a partir del valor de las densidades del agua y del aceite en lb/ft³:

$$\sigma = 20 + 0,57692(\rho_w - \rho_{hc}) \quad (5)$$

2.5 PRESIÓN DE PORO

La presión de poro es aquella presión que ejercen o tienen los fluidos dentro de los poros de una roca. Con el pasar del tiempo se han hecho diferentes estudios para entender más a fondo la presión de poro y comprender las causas que generan esta presión. George Dickinson²⁰ en 1953 realizó la primera publicación sobre este fenómeno en el que afirma que la clave para comprender el origen de zonas de alta presión es un buen estudio geológico.

En el subsuelo se pueden encontrar o diferenciar tres zonas con diferentes presiones de poro las cuales son:

Zonas de presiones normales: Son aquellas zonas donde se tiene una presión que puede ser controlada con una columna hidrostática de agua dulce o salada lo que equivale a un rango del gradiente de 0,433 a 0,465 psi/ft.

²⁰ DICKINSON, George. 1953 citado por: VARGAS, Diego. Metodología para estimar la presión de poro incluyendo los esfuerzos térmicos originados por el craqueo de kerogeno y aceite en formaciones shale. Bucaramanga, Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas, 2013, p 31

Zonas de presiones subnormales: Son aquellas zonas con presiones atípicamente bajas que están por debajo del gradiente normal hidrostático de 0,433 psi/ft. La principal explicación para que ocurra este escenario es cuando se presenta una zona aislada que ha sido inducida a este estado anormal por la producción de aguas subterráneas o hidrocarburos y este yacimiento no presenta una zona de recarga que pueda suplir la energía retirada con la salida de los fluidos.

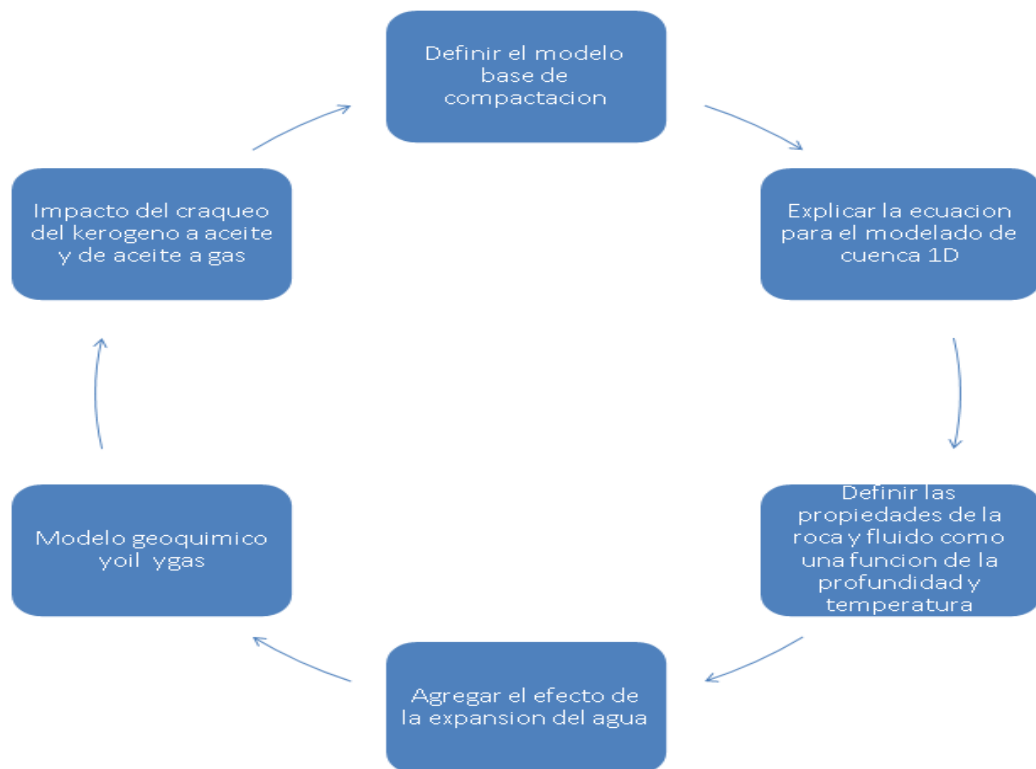
Zonas de sobrepresión: Son aquellas zonas donde se tiene una presión atípicamente alta y que sobrepasa una columna hidrostática lo que equivaldría a un gradiente mayor a 0,465 psi/ft. Para explicar las causas de este exceso de presión en algunas zonas Grauls en 1999 agrupa en cinco conjuntos las posibles causas. Estos grupos son: esfuerzos mecánicos (compactación y subcompactación de la roca, siendo este el principal grupo), esfuerzos químicos (interacción roca fluido, diagénesis de las arcillas), esfuerzos térmicos (craqueo de kerógeno a aceite, craqueo de aceite a gas y expansión acuatermal), transferencia dinámica de fluidos, y otras causas (ósmosis, efecto artesiano y boyanza).

De estas tres zonas que se pueden encontrar en el subsuelo, aquella que genera más problemas e inconvenientes es la zona de sobrepresión. Estas presiones altas pueden generar problemas durante la perforación de pozos como influjos, derrumbes, pérdidas de las propiedades del lodo, patadas de gas, entre otras. Estos problemas ocurren debido a que no se presentan unas buenas condiciones del lodo en su peso, por ende no genera la presión suficiente para mantener bajo control las condiciones en el pozo. Estos sucesos en muchas ocasiones ocurren debido a que estas zonas de altas presiones no son esperadas o no se tenía información sobre estas al momento de planificar las condiciones del lodo en el plan de trabajo.

Es por esta razón que se debe tener un buen análisis y predicción de las presiones de poro que se pueden encontrar en el subsuelo. En consecuencia de

esto Vargas et al²¹ propusieron una metodología para calcular y evaluar la presión de poro teniendo en cuenta todas las posibles causas de sobrepresión y aplicarlos en yacimientos no convencionales. Para esta metodología se tiene el siguiente flujo de trabajo (figura 5) para demostrar el modelo matemático para calcular la presión de poro.

FIGURA 5. Flujo de trabajo para demostrar el modelo matemático



Fuente: VARGAS, Diego; GAMBUS, Maika y CALDERON, Zuly. Assessment of causes of overpressure different from sub-compaction: application in unconventional reservoirs. En: CT&F. 3, (12, 2019). p 8

Para el desarrollo del modelo matemático, se parte de la ecuación de presión la cual se fundamenta en un balance para el agua que se encuentra en el poro; la ley de Darcy establece una relación lineal entre la velocidad de descarga del fluido del

²¹ VARGAS, Diego; GAMBUS, Maika y CALDERON, Zuly. Op. cit. p 8

poro y el gradiente de sobrepresión con un factor de proporcionalidad que es la movilidad y su valor depende de la permeabilidad de la roca k y la viscosidad del fluido μ como lo muestra la ecuación 6:

$$V = \frac{k}{\mu} \nabla P \quad (6)$$

En 1992 Luo y Vasseur desarrollaron la derivada de la ecuación de presión de poro, con la premisa de que la conservación del material rocoso puede describirse por la ecuación de continuidad y es con este análisis que se llega a la ecuación 7 donde V_s es la velocidad del material rocoso:

$$\nabla V_s = \frac{1}{1-\phi} \frac{d\phi}{dt} \quad (7)$$

Según la ley de Terzaghi la reducción de la porosidad (ϕ) por compactación está descrita en la ecuación 8 donde C es el factor de compactación:

$$\frac{d\phi}{dt} = -C \frac{d\sigma}{dt} \quad (8)$$

Ahora bien al realizar la integración de las ecuaciones 6, 7 y 8 se obtiene el primer modelo para predecir la presión de poro teniendo en cuenta la compactación de la roca y que al aumentar la sobrecarga esta genera un aumento en la presión.

$$-\nabla \frac{k}{\mu} \nabla P = -\frac{1}{1-\theta} \frac{d\theta}{dt} = \frac{C}{1-\theta} \frac{d\sigma}{dt} \quad (9)$$

$$\frac{C}{1-\theta} \frac{dP}{dt} - \nabla \frac{k}{\mu} \nabla P = \frac{C}{1-\theta} \frac{dPl}{dt} \quad (10)$$

A este primer modelo mostrado en el ecuación 10, ahora se le debe incluir el término que representa el efecto acuatermal $\beta \frac{dT}{dt}$ y así generar el segundo

modelo, el cual ya tiene en cuenta el efecto de compactación y acuatermal, donde β es el coeficiente de expansión térmica isobárica.

$$\frac{c}{1-\theta} \frac{dP}{dt} - \nabla \frac{k}{\mu} \nabla P = \frac{c}{1-\theta} \frac{dPl}{dt} + \beta \frac{dT}{dt} \quad (11)$$

Por último se agregará el mecanismo de generación de aceite y gas por medio del craqueo del kerógeno. Para cuantificar este mecanismo Hantschel y Kauerauf propusieron los siguientes términos para el aceite y el gas respectivamente, donde ρl es la densidad del aceite, ρk es la densidad del kerógeno y ρv es la densidad del gas:

$$\left(\frac{1}{\rho l} - \frac{1}{\rho k} \right) \frac{dul}{dt} \quad (12)$$

$$\left(\frac{1}{\rho v} - \frac{1}{\rho k} \right) \frac{dvw}{dt} \quad (13)$$

Para poder implementar estos términos Vargas et al²² desarrollaron un modelo de maduración que aplicará la ecuación 14 con el fin de entender la generación de petróleo y gas en cada profundidad y no como un aporte total.

$$\frac{\partial x}{\partial t} = -kx \quad (14)$$

Esta ecuación 14 es una reacción simple, utilizada para reacciones secuenciales y paralelas en donde un reactivo inicial X de masa x produce un producto Y de masa y. Para calcular la velocidad de reacción k se utiliza la ley de Arrhenius la cual está en función de un factor de frecuencia A, la energía de activación E, la temperatura y una constante

$$k = A e^{-E/RT} \quad (15)$$

²² Ibid., p.9

Una vez desarrollado este modelo geoquímico las ecuaciones 12 y 13 se introducen en la ecuación 11 y es así como Vargas et al²³ obtienen la ecuación final para estimar la presión de poro incluyendo los efectos de compactación, los efectos acuatermales y los efectos geoquímicos por el craqueo del kerógeno a aceite y de aceite a gas como se muestra en la ecuación 16:

$$\frac{c}{1-\theta} \frac{dP}{dt} - \nabla \frac{k}{\mu} \nabla P = \frac{c}{1-\theta} \frac{dPl}{dt} + \beta \frac{dT}{dt} + y_{oil} \left(\frac{1}{\rho_l} - \frac{1}{\rho_k} \right) \frac{dul}{dt} + y_{gas} \left(\frac{1}{\rho_v} - \frac{1}{\rho_k} \right) \frac{duv}{dt} \quad (16)$$

Para dar solución a la ecuación 16 se utilizará el método numérico de diferencias finitas de manera implícita para lograr calcular todas las presiones de poro del sistema en un tiempo posterior. Estos valores encontrados de presión de poro serán más adelante los valores de entrada para poder solucionar las ecuaciones de los métodos de migración, es por esta razón que el modelamiento empieza desde el cálculo de estas presiones ya que en ella se tienen en cuenta las propiedades de la roca y fluido y como estas cambian en el tiempo para tener ciertos efectos en esta presión. Posteriormente, se agregará al modelado las ecuaciones de los métodos de migración con sus respectivas consideraciones para realizar un análisis de estos.

²³ Ibid., p.10

3. ANÁLISIS, INTERPRETACIÓN Y DESARROLLO DE LOS MÉTODOS DE MIGRACIÓN

Para esta parte se decidieron escoger dos de los cinco métodos documentados en la literatura, para los cuales se realizó un análisis más a fondo y un desarrollo de las ecuaciones utilizadas. Para estos métodos, se hizo un paso a paso de cómo cada modelo explica el proceso de migración y que factores tienen en cuenta.

Se optó por escoger los métodos de Flowpath y percolación de invasión debido a que el primero es uno de los primeros métodos desarrollados y que se ha mantenido a través del tiempo arrojando resultados rápidos y de manera sencilla; por otro lado, el método de percolación según la literatura es el método que menor incertidumbre presenta en sus resultados y que se puede aplicar para cualquier caso. El método de Flujo de Darcy no se tuvo en cuenta debido a que ya se ha desarrollado un análisis y desarrollo en el año 2017 por Camacho y Rodríguez²⁴. El método de difusión hoy en día es el menos utilizado y el de menor importancia según la literatura, es por esto que no se desarrolló, por último, el método híbrido presenta una gran complejidad ya que es la combinación de dos métodos, es por esto que en algunas ocasiones sus ecuaciones pueden no presentar solución, este se encuentra en software especializado como PetroMod.

3.1 ANÁLISIS DEL MÉTODO FLOWPATH

Como se mencionó, el método de Flowpath es sencillo y bastante simplista a la hora de hacer asunciones. Para este método se asume que las rutas de flujo que son tomadas por el fluido en su continuo movimiento son verticalmente o lo más verticalmente posible mientras la permeabilidad de la roca permita el flujo por esta misma. Para explicar el movimiento se asume que el fluido es impulsado por las fuerzas de boyanza o flotabilidad debido a la diferencia de densidades entre el

²⁴ CAMACHO, Carla; RODRIGUEZ, Karen. Op. cit. p 80

hidrocarburo y el agua presente, las fuerzas viscosas y capilares no son tenidas en cuenta en este modelo. Por tal motivo, la única restricción para el movimiento del fluido es la permeabilidad intrínseca de las rocas las cuales serán la barrera y darán la orientación al flujo dependiendo de las condiciones hidrodinámicas y vector gradiente de superficie.

Al momento de llevar este método a la simulación y realizar una caracterización, inicialmente se debe tener el orden de los sucesos durante este proceso de migración teniendo en cuenta las consideraciones mencionadas; por esta razón, es de vital importancia tener bien definido un diagrama de flujo para este método, a continuación en la figura 6 se puede observar este diagrama para el método de flowpath.

Para este método la fuerza de boyanza o flotabilidad es la causante del movimiento de los fluidos y esta se puede representar por la ecuación 17 mostrada a continuación:

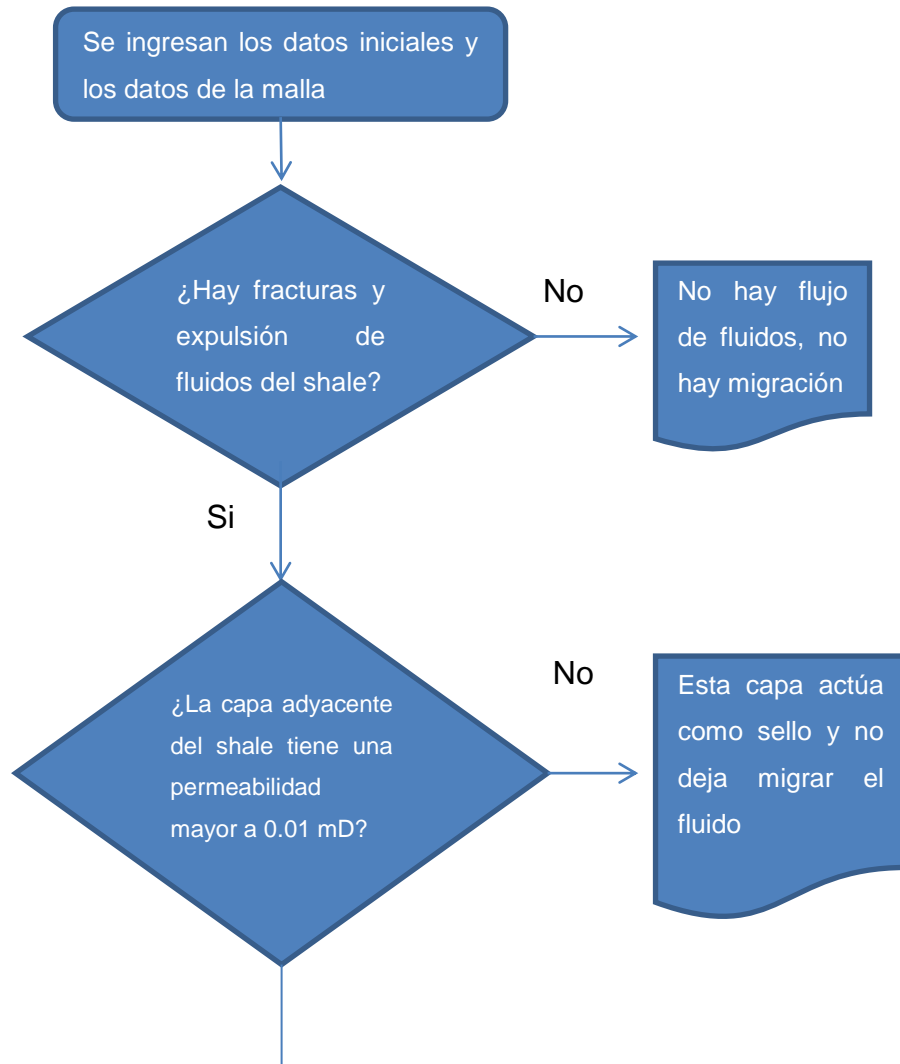
$$\Delta P = Hg(\rho_w - \rho_{hc}) \quad (17)$$

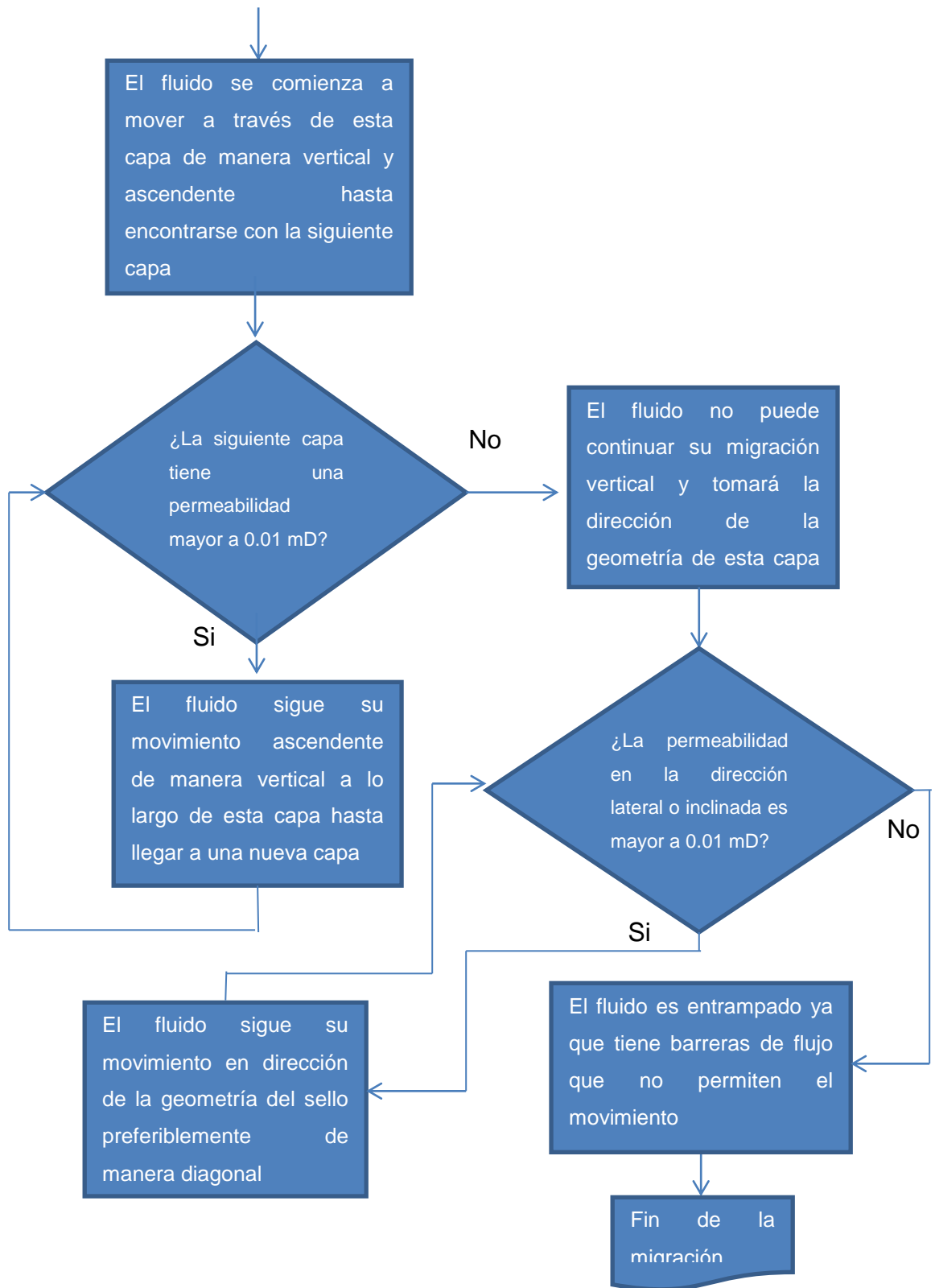
Donde, ΔP es la fuerza de flotación, H es la altura de la columna de hidrocarburo, g es la aceleración de la gravedad y ρ_w y ρ_{hc} son las densidades del agua y del hidrocarburo respectivamente.

Con esta ecuación se realizaron todos los cálculos para la caracterización por el método de Flowpath teniendo como variable la columna de hidrocarburo quedando de la siguiente manera:

$$H = \frac{\Delta P}{g(\rho_w - \rho_{hc})} \quad (18)$$

FIGURA 6. Diagrama de flujo del método Flowpath





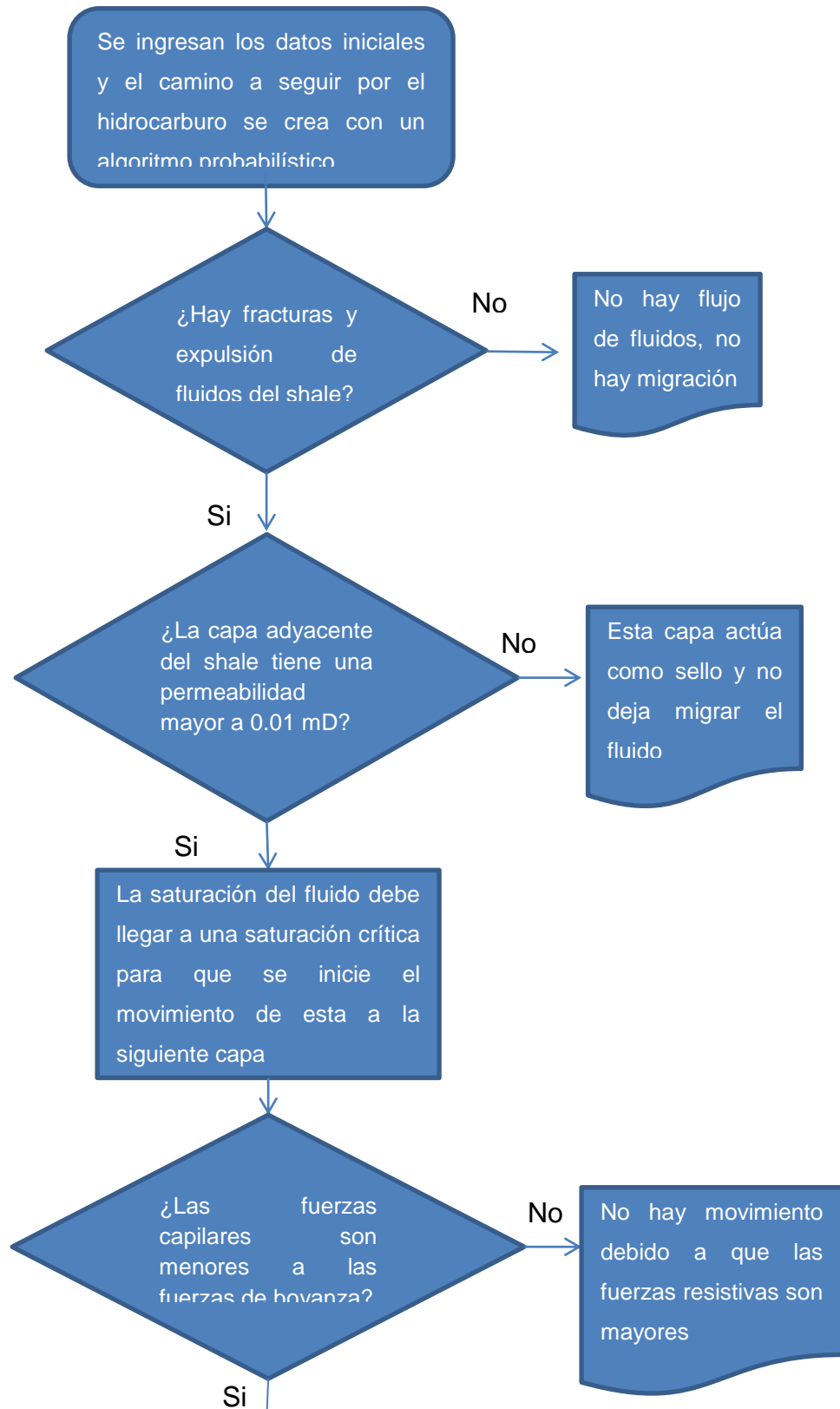
Fuente: Elaboración propia

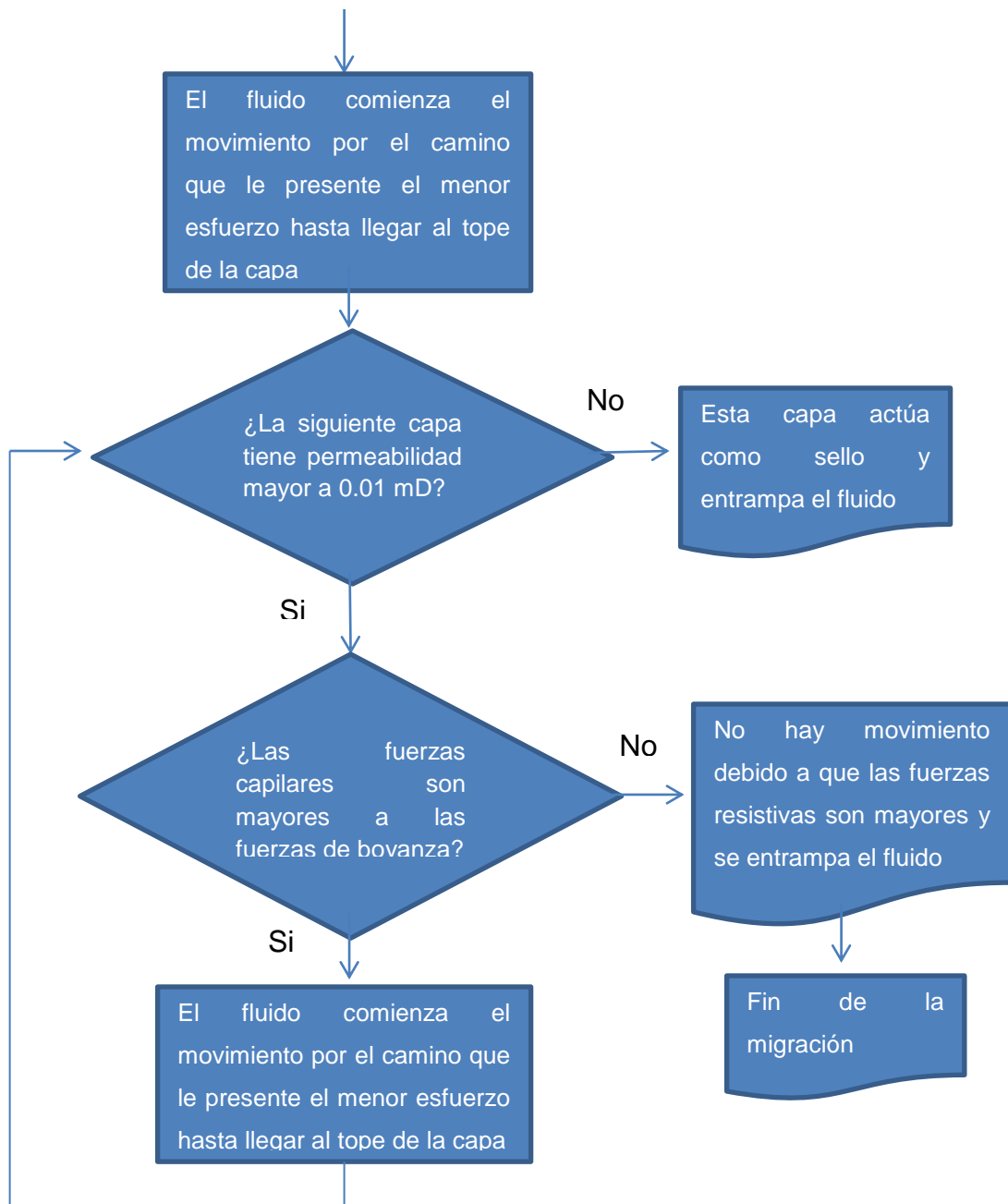
3.2 ANÁLISIS DEL MÉTODO PERCOLACIÓN DE INVASIÓN

Como se mencionó, el método de percolación de invasión incluye las fuerzas capilares como una limitante al movimiento y un algoritmo probabilístico para la creación de rutas de flujo y estas son las principales diferencias entre este y el método de flowpath. Para explicar el movimiento del fluido este método asume que las fuerzas impulsoras son las de boyanza o flotabilidad y como obstrucción al flujo se tienen las fuerzas capilares debido a los dos fluidos inmiscibles que se encuentran en contacto en los poros de la roca, las fuerzas viscosas no son tenidas en cuenta para este modelo.

Al momento de llevar este método a la simulación y realizar una caracterización inicialmente se debe tener el orden de los sucesos durante este proceso de migración teniendo en cuenta las consideraciones mencionadas anteriormente por esta razón es de vital importancia tener bien definido un diagrama de flujo para este método, a continuación en la figura 7 se puede observar este diagrama para el método de percolación de invasión.

FIGURA 7. Diagrama de flujo del método percolación de invasión





Fuente: Elaboración propia

Para este método la fuerza de boyanza o flotabilidad es la causante del movimiento de los fluidos y las fuerzas capilares son la resistencia al movimiento, a continuación se muestra en la ecuación 19 y 20 las dos formas de representar la presión capilar.

$$P_c = \frac{2\gamma\cos(\theta)}{r} \quad (19)$$

Donde P_c es la presión capilar, γ es la tensión interfacial entre el agua y el hidrocarburo, θ es el ángulo de contacto indicador de la mojabilidad de la roca, r es el radio de garganta de poro. Esta información puede ser obtenida a través de pruebas de laboratorio como la de gota y gota colgante y todas sus variantes, además a través de correlaciones.

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (20)$$

Donde P_c es la presión capilar, P_{nm} es la presión de la fase no mojante (en caso de que la roca sea mojada por agua esta presión corresponde al hidrocarburo), P_m es la presión de la fase mojante (en caso de que la roca sea mojada por agua esta presión corresponde al agua presente). Para el desarrollo de estas ecuaciones se tendrá como asunción que la roca es totalmente mojada por agua y con esto el ángulo de contacto se toma como 0° y la P_{nm} es la presión del hidrocarburo y P_m es la presión del agua.

Para el desarrollo matemático de este método, se realizará por las dos formas de expresar la presión capilar. Como en este método una fuerza es impulsora y la otra de resistencia se igualarán para simular un estado estático donde las fuerzas sean iguales y encontrar el punto de equilibrio como lo muestra la ecuación 21. Este punto de equilibrio tiene la finalidad de dar un punto de partida antes de que ocurra el movimiento del fluido. Con este resultado se tienen las condiciones mínimas que deben ser superadas para que ocurra el proceso de migración.

$$\Delta P_{boyanza} = \Delta P_{capilar} \quad (21)$$

Para la P_c de la ecuación 19 se tiene el siguiente desarrollo:

$$\Delta P_c = P_{c1} - P_{c2} \quad (22)$$

Donde P_{c1} es la presión capilar en la celda donde esta inicialmente el fluido y P_{c2} es la presión capilar de la celda a donde se va a desplazar el fluido.

$$\Delta P_c = \frac{2\gamma \cos(\theta)}{r_1} - \frac{2\gamma \cos(\theta)}{r_2} \quad (23)$$

Como el ángulo de contacto es 0° el término $\cos(\theta)$ se convierte en 1, se asume que la tensión interfacial entre el agua y el hidrocarburo se mantiene constante y la expresión anterior se simplifica a la siguiente ecuación:

$$\Delta P_c = 2\gamma \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right) \quad (24)$$

Ahora reemplazando la ecuación 17 y 24 en la ecuación 21 se tiene lo siguiente:

$$Hg(\rho_w - \rho_{hc}) = 2\gamma \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right) \quad (25)$$

De esta ecuación es de interés conocer la altura de la columna mínima de hidrocarburo que debe haber para para que el fluido este quieto, de esta manera se despeja el término H:

$$H = \frac{2\gamma \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right)}{g(\rho_w - \rho_{hc})} \quad (26)$$

Ahora se realizará el mismo desarrollo para la ecuación 20.

$$\Delta P_c = P_{c1} - P_{c2} \quad (27)$$

Donde P_{c1} es la presión capilar en la celda donde está inicialmente el fluido y P_{c2} es la presión capilar de la celda a donde se va a desplazar el fluido.

$$\Delta P_c = (P_{HC1} - P_{w1}) - (P_{HC2} - P_{w2}) \quad (28)$$

Ahora reemplazando la ecuación 17 y 28 en la ecuación 21 se tiene lo siguiente:

$$Hg(\rho_w - \rho_{hc}) = (P_{HC1} - P_{w1}) - (P_{HC2} - P_{w2}) \quad (29)$$

Despejando el término H se tiene:

$$H = \frac{(P_{HC1} - P_{w1}) - (P_{HC2} - P_{w2})}{g(\rho_w - \rho_{hc})} \quad (30)$$

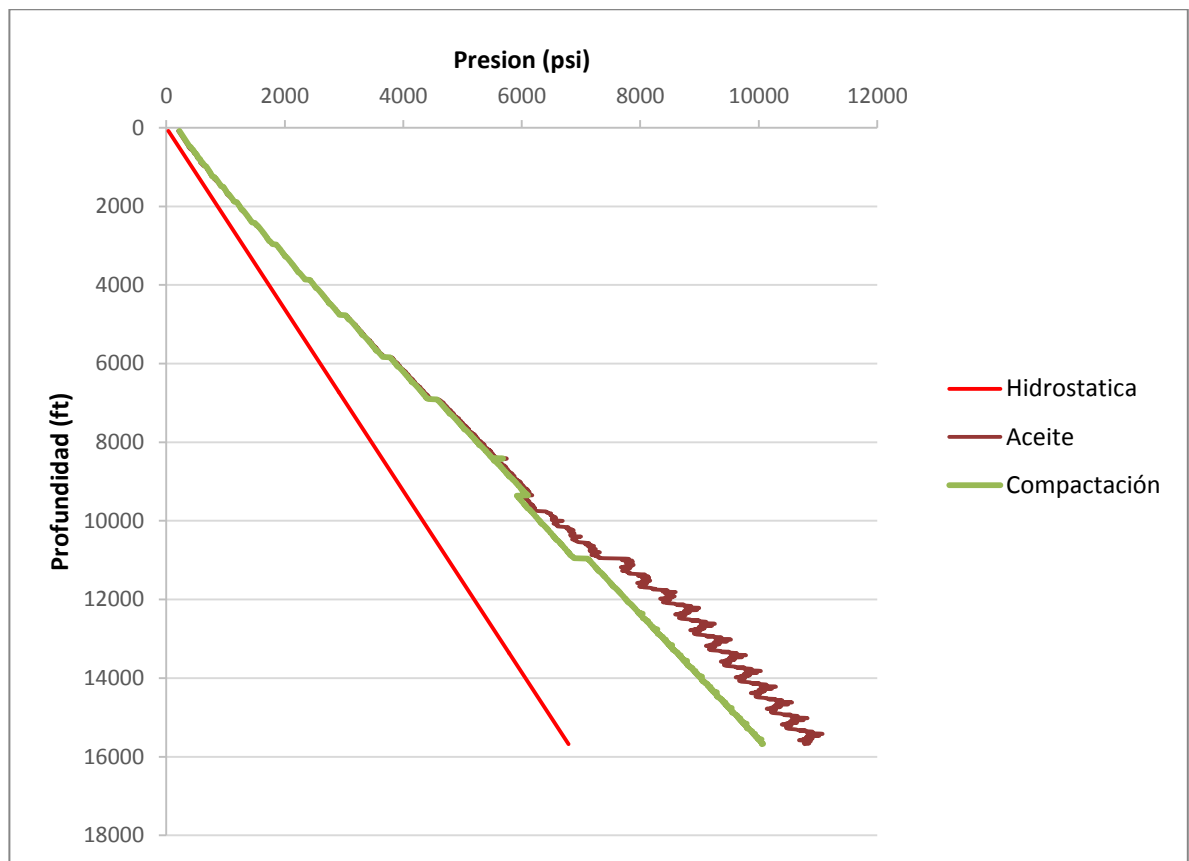
Para el método de percolación de invasión se utilizaron principalmente las ecuaciones 26 y 30 para los respectivos cálculos que se mostrarán más adelante.

3.3 RESULTADOS

En relación con lo mostrado se presentarán los resultados obtenidos para los dos casos en estudio y se realizará el respectivo análisis de los valores encontrados. Para realizar todos los cálculos pertinentes se utilizó el programa de Excel. Los datos de entrada que se tienen en común para los dos métodos son las presiones de poro que se muestran en la figura 8, las cuales se hallaron utilizando la ecuación 16, donde se grafica el valor de la presión hidrostática (0,433 psi/ft), la presión de compactación la cual tiene en cuenta la presión hidrostática más la presión ejercida por los estratos superiores y esfuerzos de carga y la presión del

aceite que tiene en consideración la presión de compactación. Estas presiones de poro son encontradas tras un análisis geoquímico, petrofísico, geomecánico y geológico para esto se sigue la metodología planteada por Vargas²⁵ en 2019, mostrada en la sección 2.5.

FIGURA 8. Presión vs Profundidad



Fuente: Elaboración propia

Para obtener los valores de permeabilidad mediante la ecuación 2, primeramente se debe tener los valores de diámetro de grano. Para obtener estos valores se tomó la columna estratigráfica del valle medio magdalena (VMM) mostrada en la figura 9, con esta información se realizó una separación o sectorización de la

²⁵ VARGAS, Diego; GAMBUS, Maika y CALDERON, Zuly. Op. cit. P 8

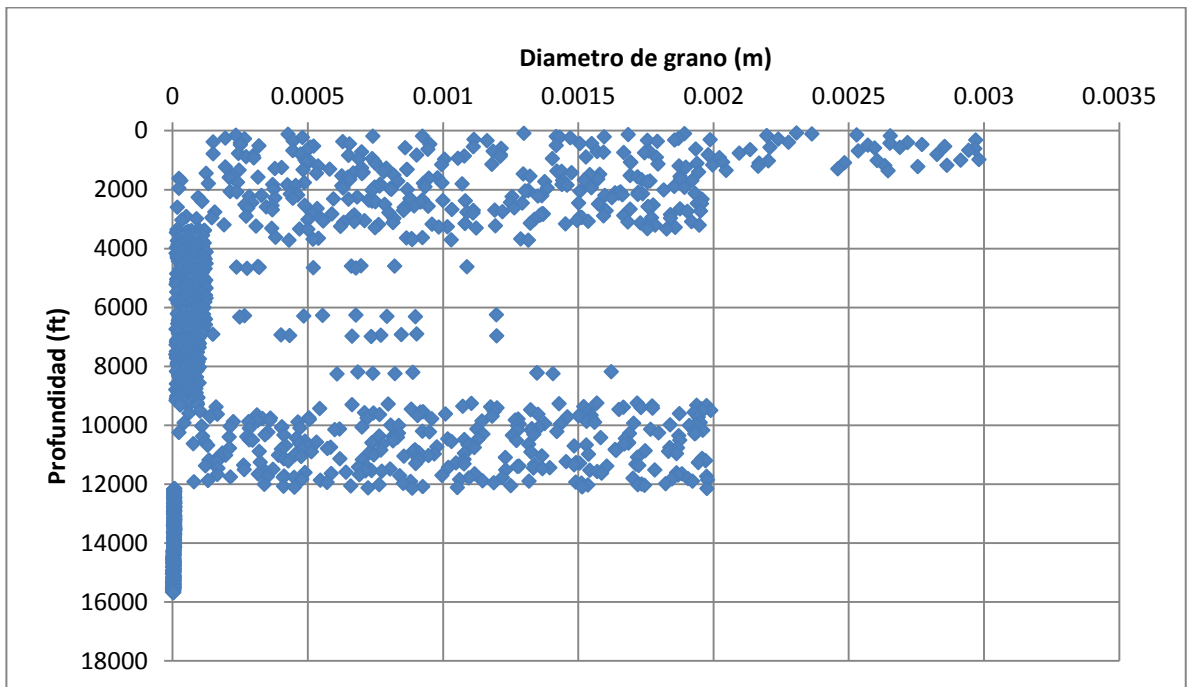
profundidad total con su respectivo tipo de formación según esta columna estratigráfica. Para cada sector se tiene un rango de diámetro de grano y cada valor se genera de manera aleatoria dentro. La distribución final de diámetro de grano se presenta en la figura 10. Por último se prosigue a calcular los valores de la permeabilidad mostrados en la figura 11.

FIGURA 9. Columna estratigráfica del valle medio magdalena

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

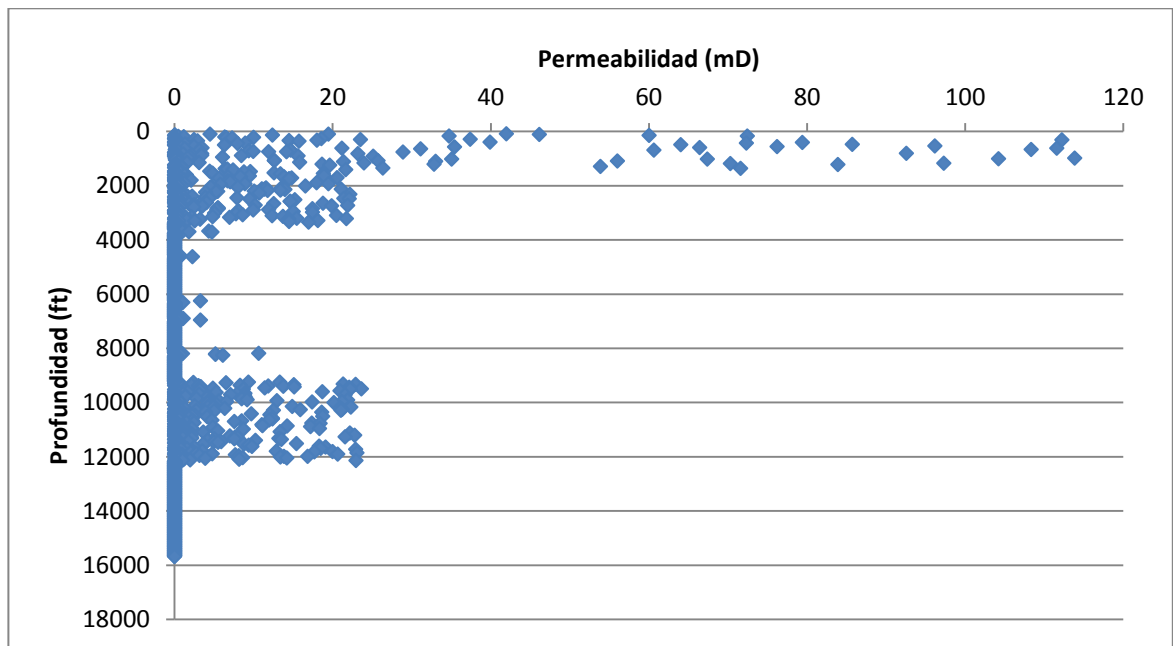
Fuente: VARGAS, Diego. Metodología para estimar la presión de poro incluyendo los esfuerzos térmicos originados por el craqueo de kerogeno y aceite en formaciones shale. Bucaramanga, Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Fisicoquímicas, 2013, p 76. Adaptado de Gutiérrez y Clavijo 2001.

FIGURA 10. Distribución de Diámetro de grano vs Profundidad



Fuente: Elaboración propia

FIGURA 11. Permeabilidad vs Profundidad



Fuente: Elaboración propia

3.3.1 Flowpath. Para el método de flowpath se realizaron varios cálculos (plantilla de Excel) teniendo en cuenta diferentes valores de densidades tanto para el agua como para el aceite y se realizaron todas las combinaciones posibles entre estos, en el cuadro 2 se pueden observar los valores tomados para las densidades.

Cuadro 2. Densidades de agua y aceite utilizadas en los cálculos

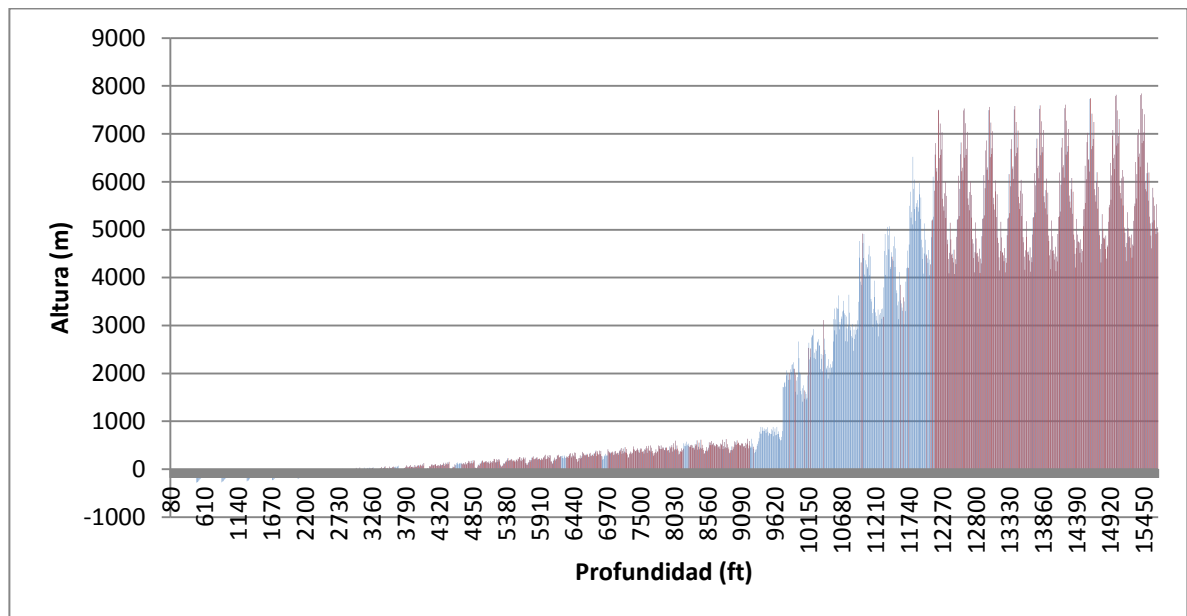
	ρ_w (kg/m ³)	ρ_o (kg/m ³)
1	1020,85	950
2	1034,75	900
3	1052,12	850
4	1069,5	800
5	1086,87	750
6	1104,25	700

Fuente: Elaboración propia

Para el desarrollo de este método se tuvieron dos escenarios propuestos. El primero tiene en consideración la presión de compactación de la roca y el segundo no lo tiene en cuenta y se asume un gradiente hidrostático normal de 0,433 psi/ft.

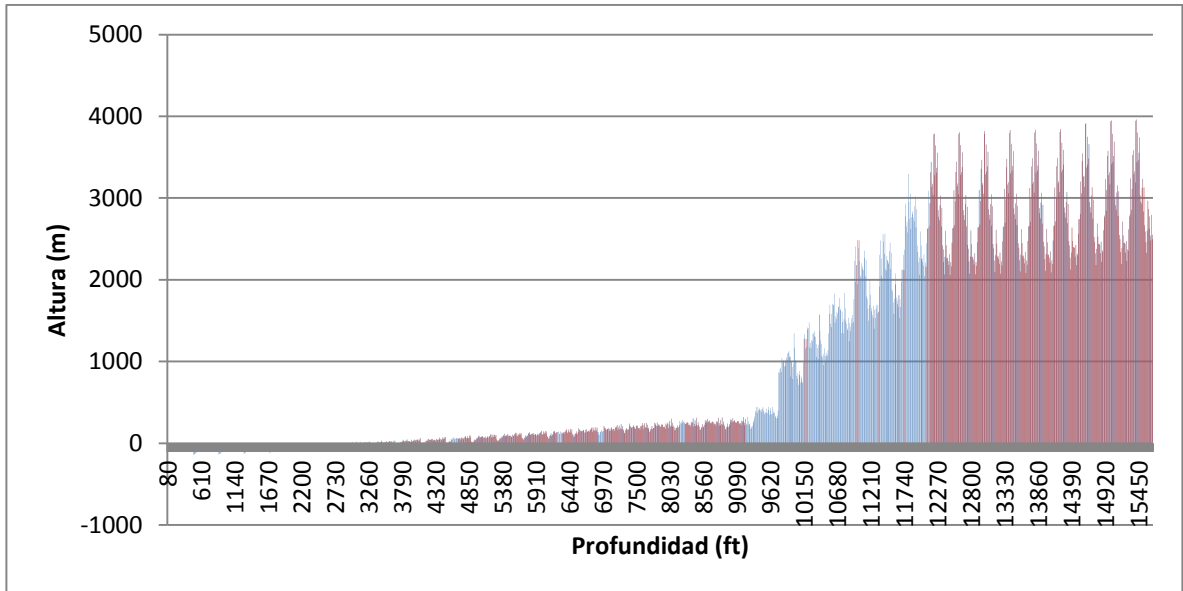
En las figuras 12, 13, 14 se muestra el caso del primer escenario en el cual se tiene en cuenta la presión de compactación de la roca, donde se observa que en las partes someras donde no se tiene una gran profundidad, se presentan valores negativos para las alturas. El significado de estos resultados corresponde que desde este punto no genera una columna de fluidos que pueda moverse, ya que la presión de compactación actúa como barrera y es mayor a la presión que ejerce las fuerzas de boyanza; lo que no permitirá que el fluido en caso pueda generar una altura que llegue a superficie debido a esta barrera.

FIGURA 12. Altura de la columna de fluido (ρ_w3 y ρ_o1)



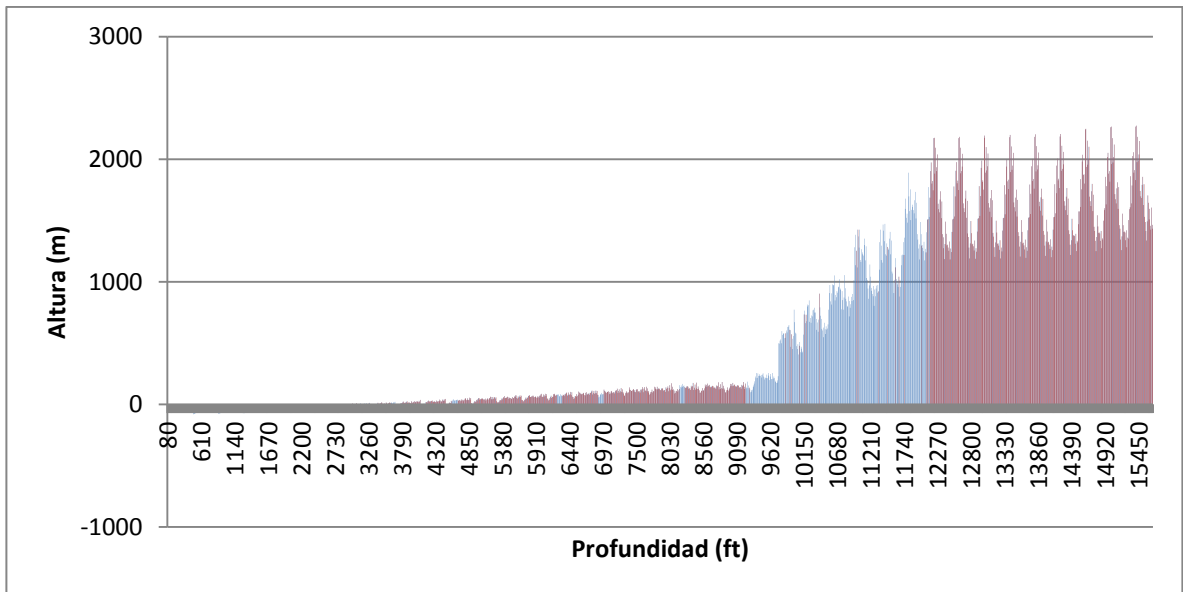
Fuente: Elaboración propia

FIGURA 13. Altura de la columna de fluido (ρ_w3 y ρ_o3)



Fuente: Elaboración propia

FIGURA 14. Altura de la columna de fluido (ρ_w3 y ρ_o6)



Fuente: Elaboración propia

Para estos resultados se tiene como valores de entrada las presiones de aceite, agua y compactación de la roca, una particularidad que se puede observar es que a medida que aumenta la diferencia entre las densidades la altura alcanzada es menor y esto se debe a que a una mayor diferencia de densidades es más fácil poder lograr una diferencia de presión por lo cual necesita de una menor altura para alcanzarlo. Con estos resultados se observa que en las tres figuras se obtienen valores negativos hasta una profundidad entre 3500 y 4000 pies debido que en estas zonas la presión de compactación es mayor a las fuerzas de boyanza generando que se detenga el movimiento.

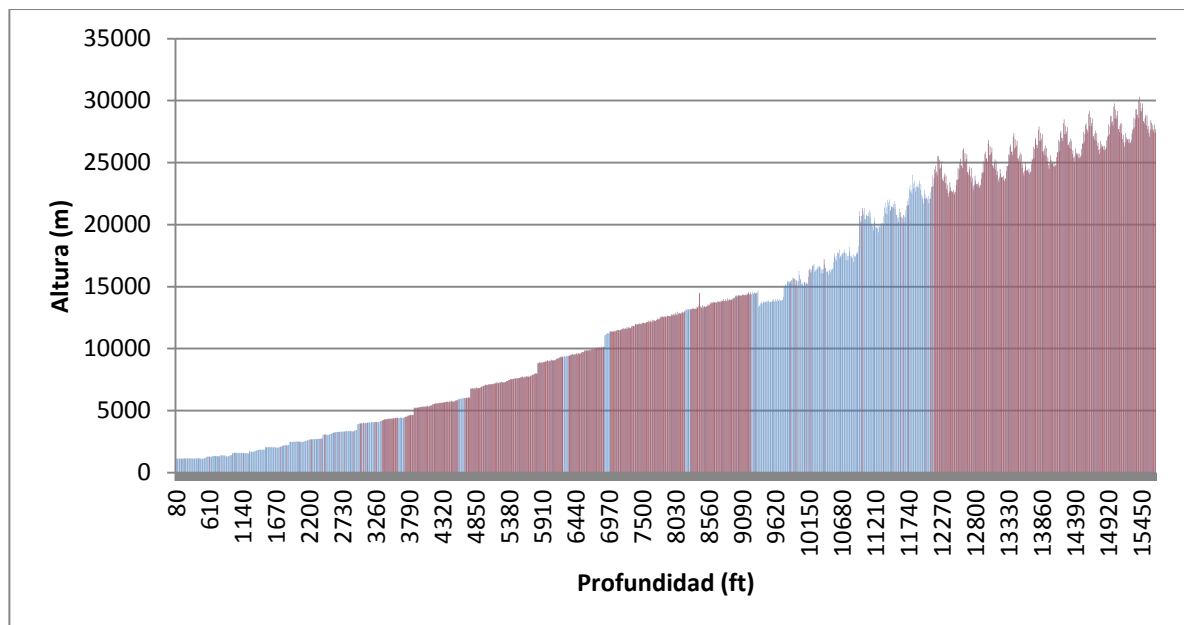
Además de las alturas que el fluido puede generar, en las gráficas se pueden distinguir dos colores los cuales tienen un significado específico y es la de incluir en el análisis la permeabilidad de la roca. El color azul indica las zonas donde la permeabilidad tiene un valor superior a 0.01 mD que es el límite que se propuso, mientras que el color rojo son las zonas donde la permeabilidad es inferior a este límite y por esta razón en estos sectores no se puede dar la migración de hidrocarburos así la presión de los fluidos pueda generar una columna de hidrocarburo ya que este sector se considera casi impermeable. Para que se pueda producir el movimiento de fluidos en estas zonas se debe de producir una fractura natural o inducida que aumente la permeabilidad y/o una falla que pueda crear una ruta de flujo.

Para el segundo escenario que se tiene en consideración donde no se tuvo en cuenta la presión de compactación los resultados se muestran en las figuras 15, 16 y 17. Para este caso se puede observar que no hay valores negativos y esto se debe a que no se tiene en cuenta la presión de compactación; por tal motivo el diferencial de presión entre el aceite y agua se mantendrá positivo y con valores superiores, por consiguiente se alcanzarán alturas mayores que en algunos casos puede llegar a superficie lo cual explicaría el fenómeno de los rezumaderos de

petróleo, demostrando que en caso de no tener una barrera las fuerzas de flotabilidad son suficientes para hacer llegar el hidrocarburo a superficie.

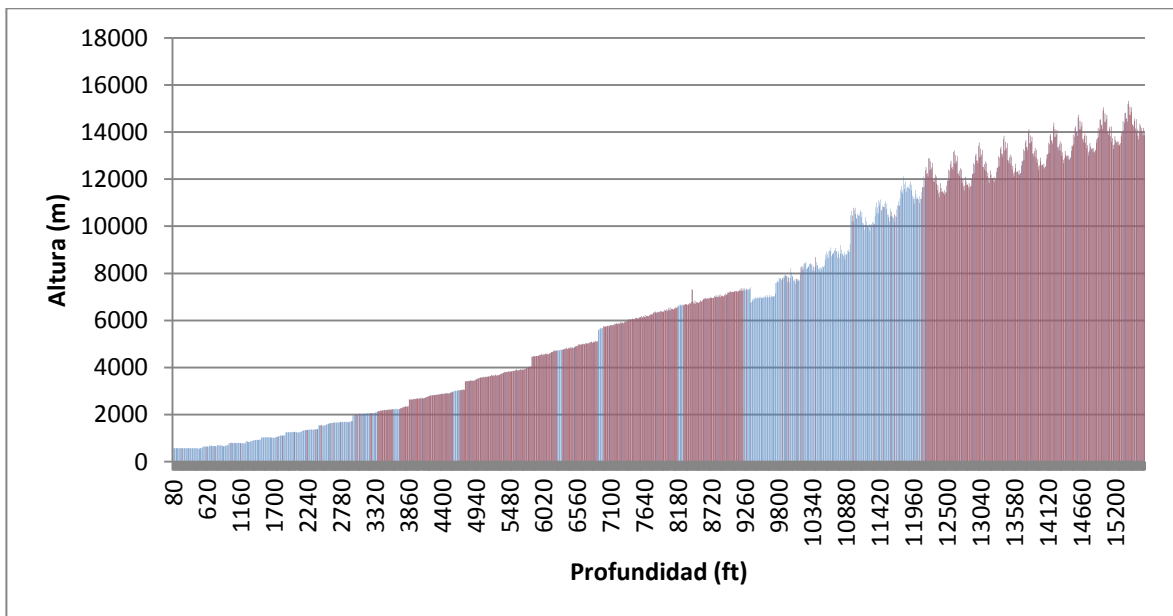
Ahora bien, este escenario no presenta ninguna barrera ejercida por la presión como en el caso anterior donde la presión de compactación en algunas zonas era mayor que la presión del aceite, pero si presenta una resistencia al flujo que está dada por la permeabilidad de las roca y de igual manera que el escenario pasado los sectores que están en color azul son las que presentan una permeabilidad mayor a 0.01 mD lo cual permite el movimiento de los fluidos, por otro lado los sectores con el color rojo son las zonas consideradas casi impermeables por ende no hay movimiento de los fluidos a través de estas profundidades y la única posibilidad de movimiento es a través de fracturas o fallas que se puedan dar en estas zonas.

FIGURA 15. Altura de la columna de fluido (ρ_w3 y ρ_o1)



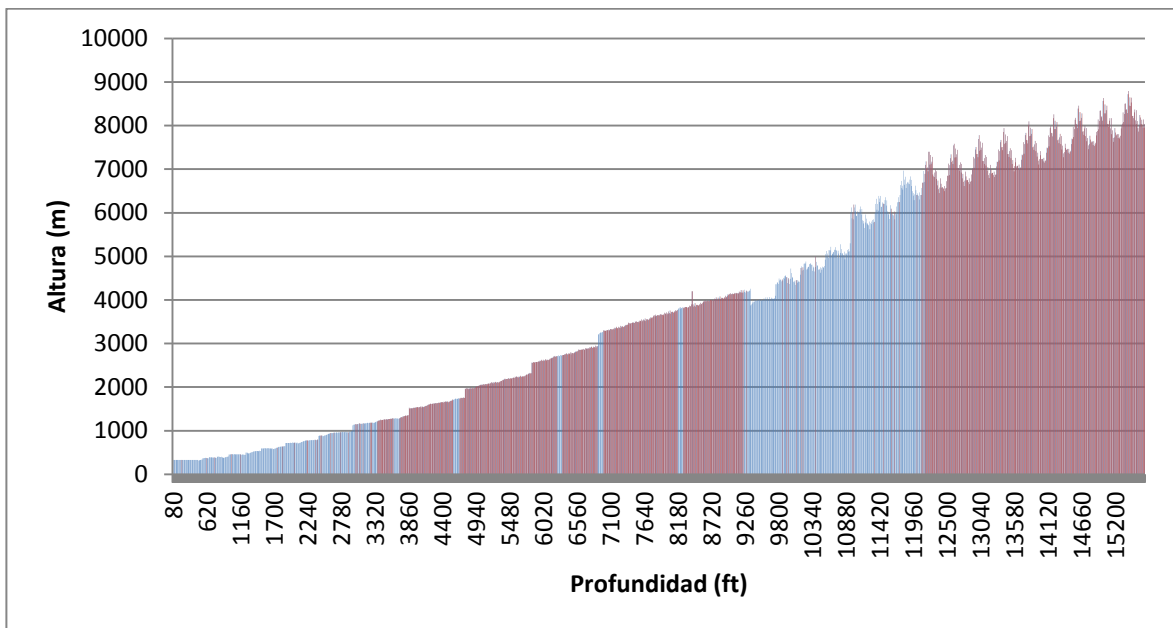
Fuente: Elaboración propia

FIGURA 16. Altura de la columna de fluido (ρ_w3 y ρ_o3)



Fuente: Elaboración propia

FIGURA 17. Altura de la columna de fluido (ρ_w6 y ρ_o6)



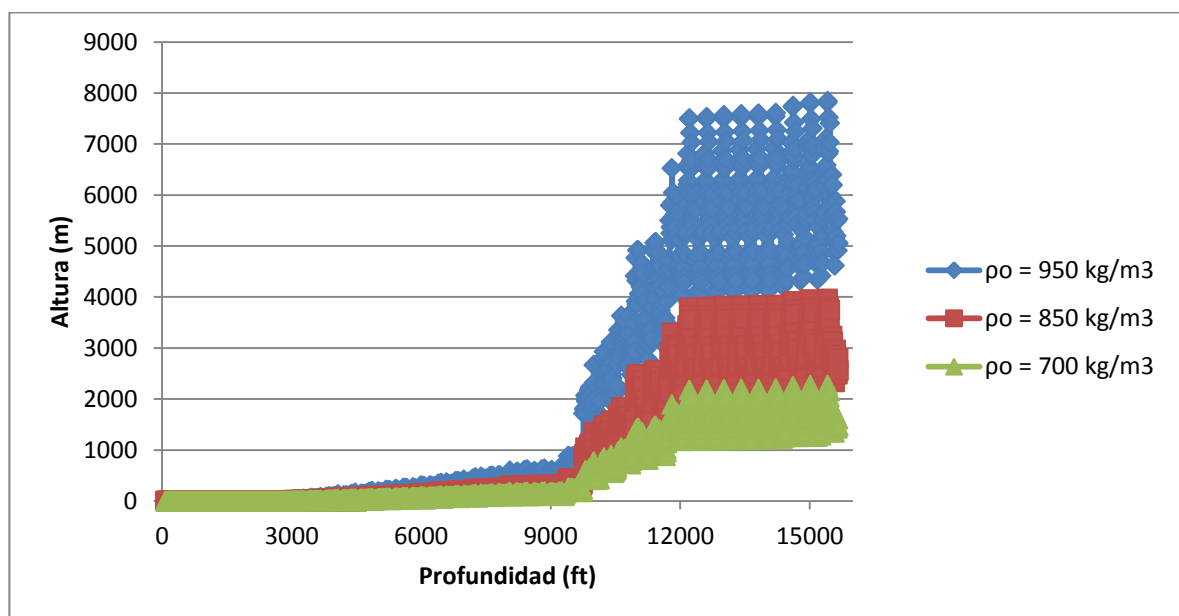
Fuente: Elaboración propia

Una vez desarrollados los dos escenarios se realiza una comparación o sensibilidad del parámetro de la densidad en cada caso para poder determinar qué es más influyente en este método, si cambios en la densidad del aceite o en el agua y con esto determinar qué tan influyente es este parámetro para el método de flowpath.

En las figuras 18 y 19 se muestran los resultados de la primera comparación al mantener el valor de la densidad del agua constante con un valor de 1052 kg/m^3 y los valores de la densidad del aceite son variados y así ver la influencia de este cambio en la altura conseguida en cada caso respectivamente.

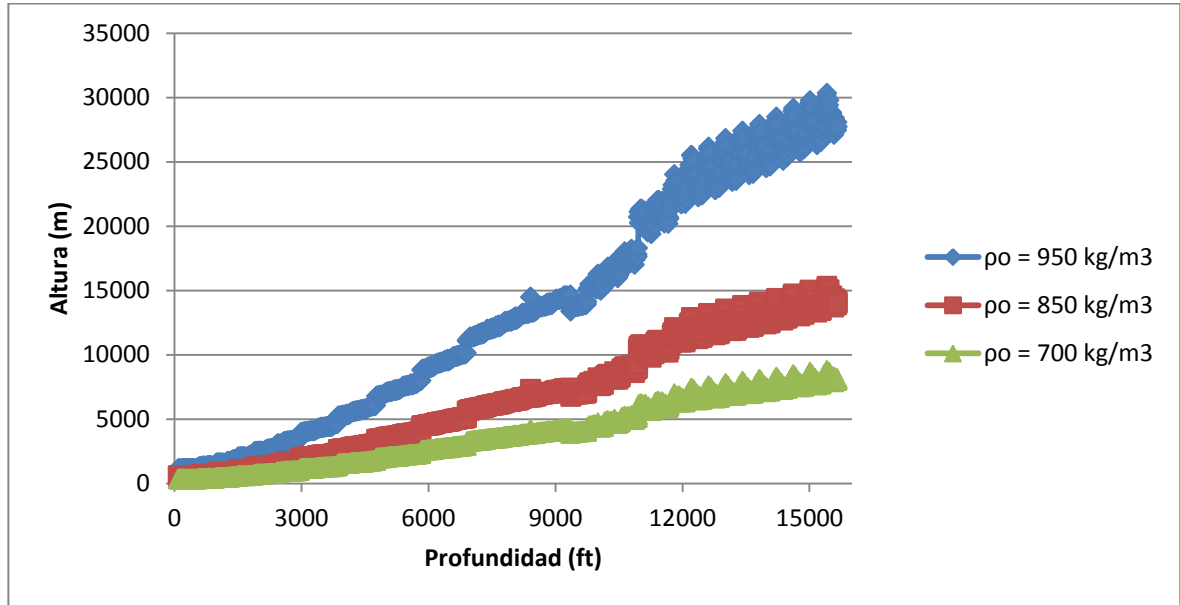
En las figuras 20 y 21 se observan los resultados de la segunda comparación al mantener el valor de la densidad del aceite constante con un valor de 850 kg/m^3 y los valores de la densidad del agua son variados y así ver la influencia de este cambio con la altura conseguida en cada caso respectivamente.

FIGURA 18. Sensibilización de la densidad del aceite escenario 1



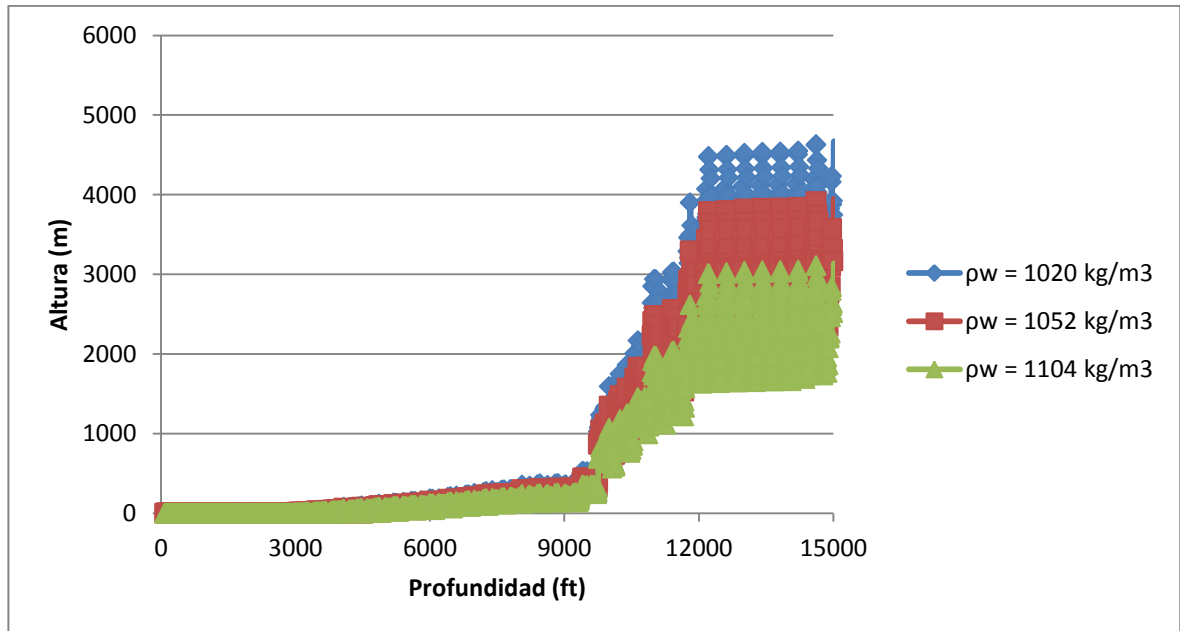
Fuente: Elaboración propia

FIGURA 19. Sensibilización de la densidad del aceite escenario 2



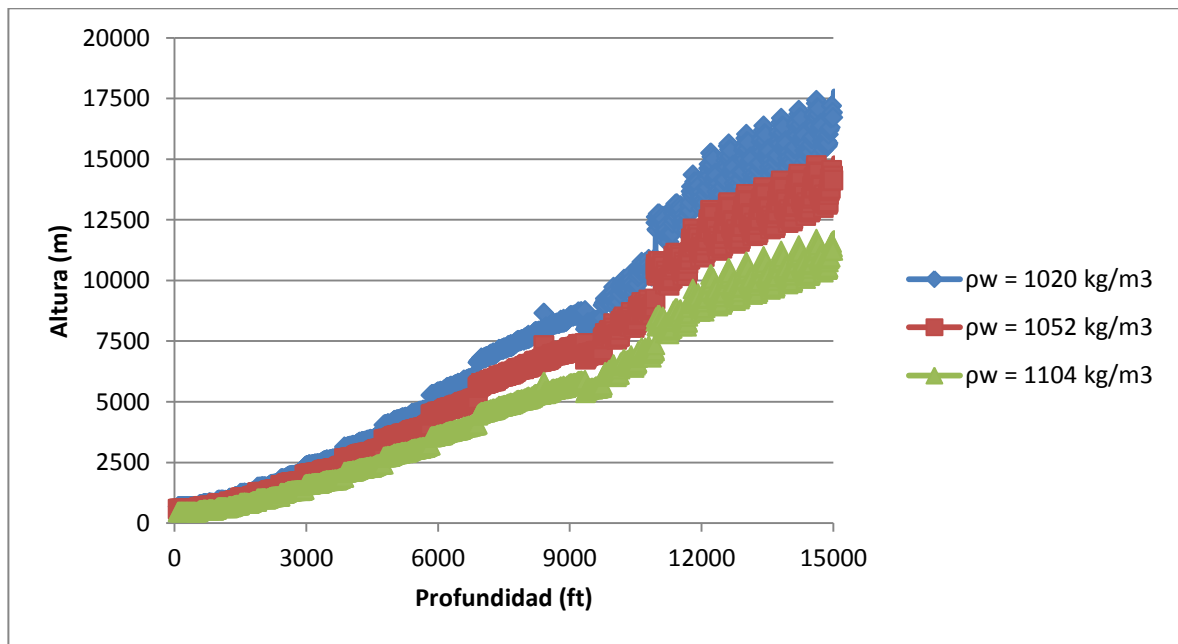
Fuente: Elaboración propia

FIGURA 20. Sensibilización de la densidad del agua escenario 1



Fuente: Elaboración propia

FIGURA 21. Sensibilización de la densidad del agua escenario 2



Fuente: Elaboración propia

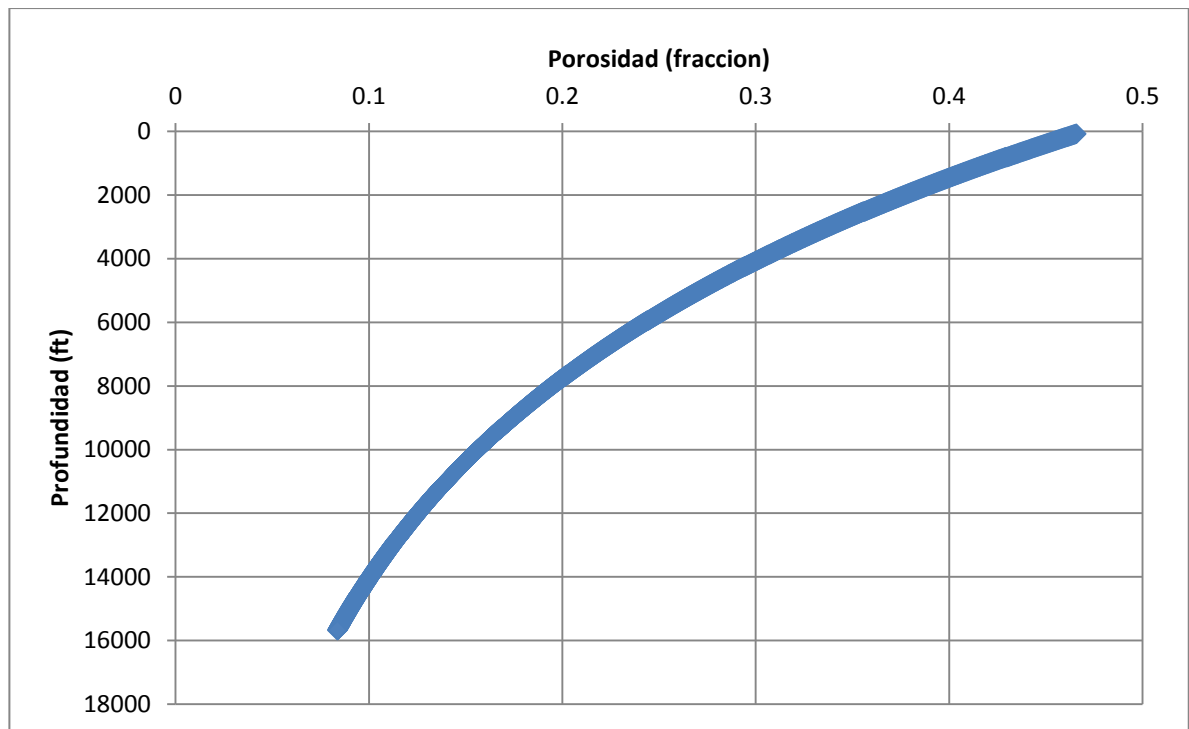
Al observar el comportamiento de estas gráficas se puede llegar a la conclusión que la densidad del aceite es un parámetro más sensible y que genera mayores cambios en la altura alcanzada que los obtenidos con el cambio de la densidad del agua, es por esto que se debe conocer el valor de la densidad del aceite lo más acertado posible. Debido a que el aceite puede cambiar su densidad dependiendo de varios factores como la fase de generación, tipo de kerógeno, valores de presión y temperatura, se pueden generar diversos escenarios.

3.3.2 Percolación de invasión. Para este método se tuvieron dos enfoques como se mostró en el desarrollo y análisis del método, se tienen dos vías para encontrar la altura mínima para poder romper el equilibrio y darse el movimiento; para esto es necesario primero encontrar datos como la porosidad, radio de garganta de poro y presiones capilares.

En la figura 22 se tienen los valores obtenidos para la porosidad, para este caso se tomó una tendencia de compactación normal y los resultados obtenidos se realizaron con la ecuación 1 propuesta por Athy.

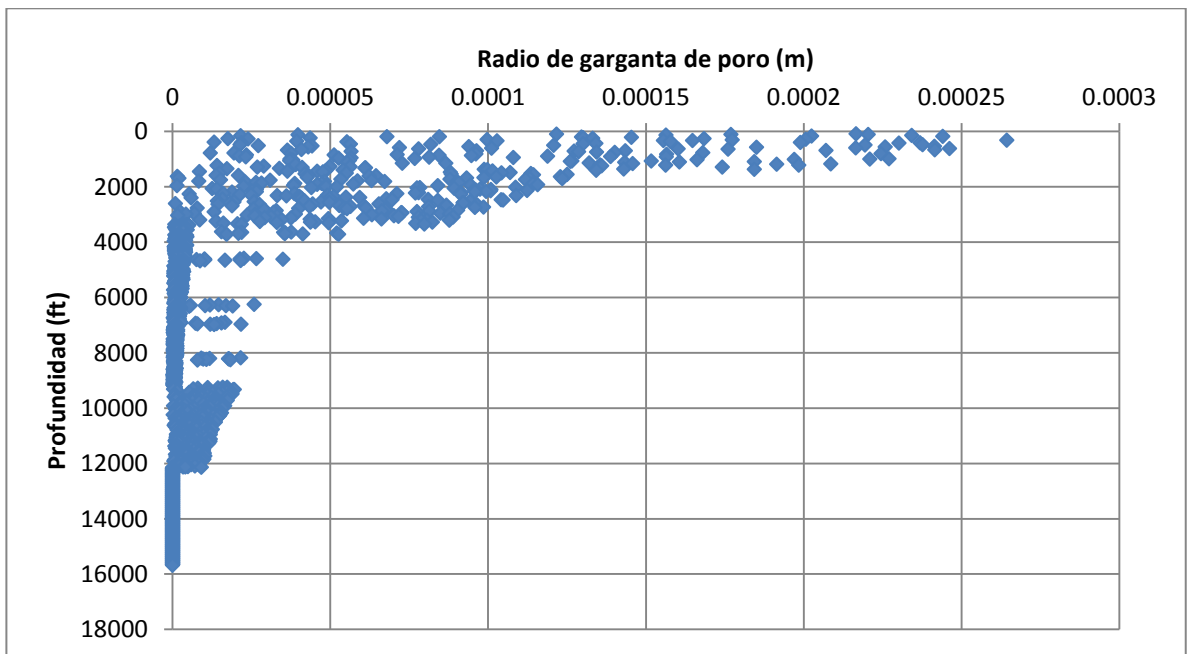
Para el cálculo del radio de garganta de poro se utilizaron las ecuaciones 3 y 4 para relacionar la porosidad y diámetro de grano, con esto se encuentra un valor teórico del radio de garganta de poro y los resultados son plasmados en la figura 23.

FIGURA 22. Porosidad Vs Profundidad



Fuente: Elaboración propia

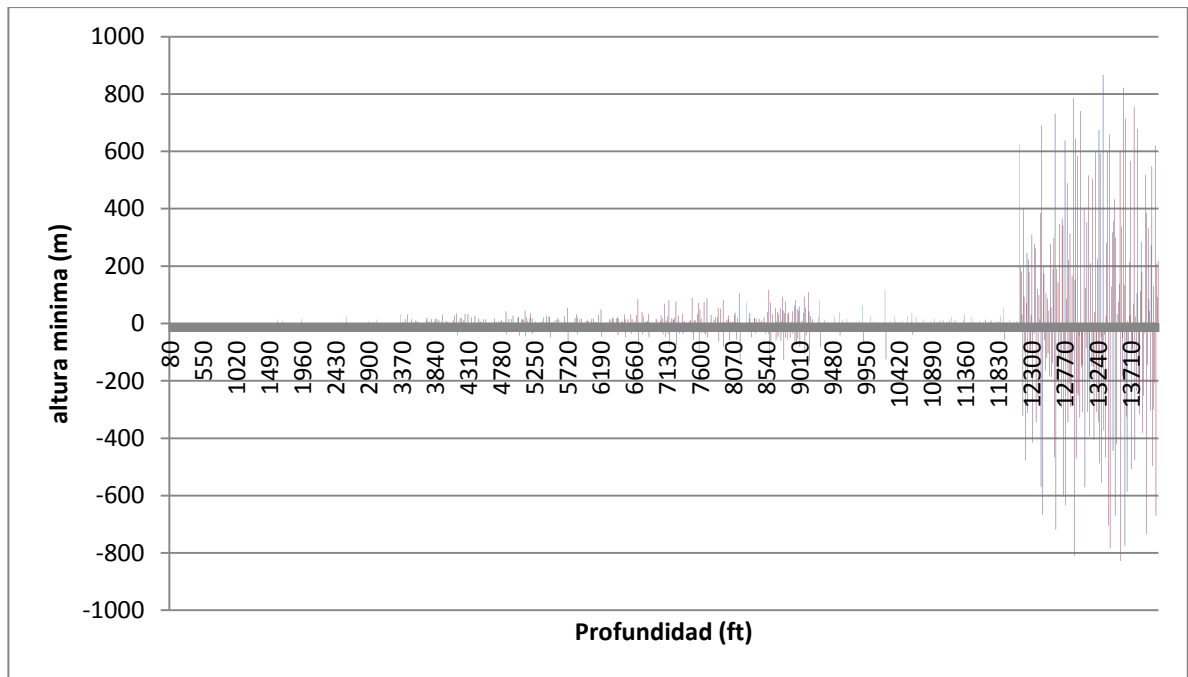
FIGURA 23. Radio de garganta de poro Vs Profundidad



Fuente: Elaboración propia

En el primer escenario para encontrar la altura mínima se utilizó la ecuación 26 donde se encontraron los resultados mostrados en la figura 24.

FIGURA 24. Altura mínima para el movimiento método de Percolación de invasión (tendencia inicial)

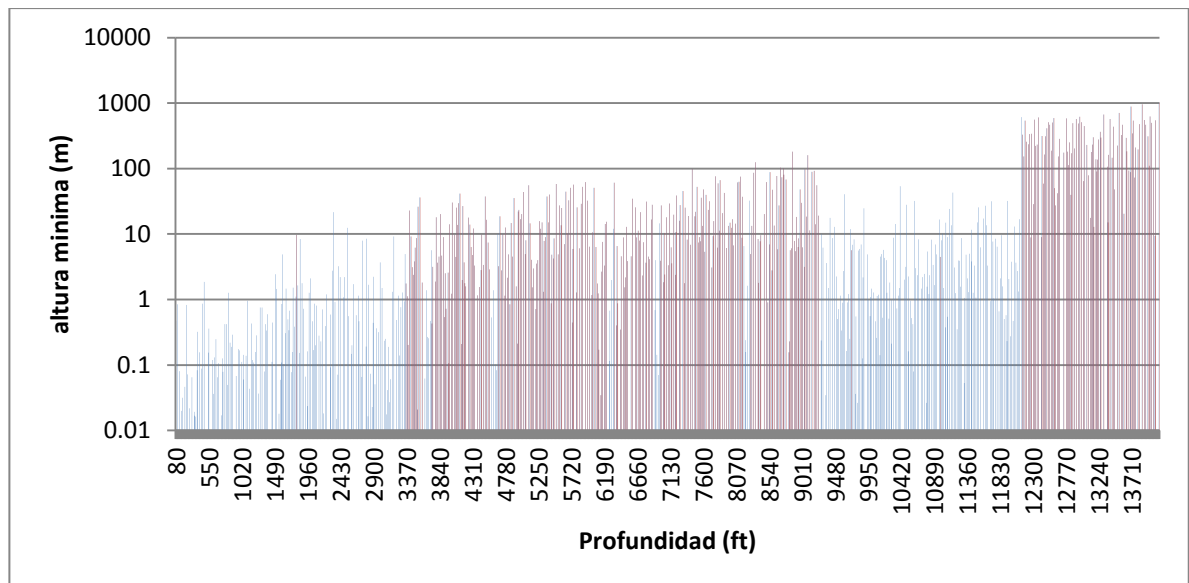


Fuente: Elaboración propia

En este caso se observa un comportamiento donde las alturas mínimas encontradas para que se pueda producir el movimiento del fluido en la primera parte son valores bajos, lo cual indica que en estas secciones la presión capilar no presenta mucha resistencia al flujo. Los valores negativos que se pueden observar en la gráfica son un indicativo que en estos puntos no puede ocurrir movimiento debido a que las presiones capilares hacia donde se va a desplazar el fluido son mayores a las que tenía inicialmente generando una resistencia adicional a la que ya presentaba. Adicionalmente a esta primera barrera que se tienen en varios puntos, también se tiene la barrera que genera la permeabilidad cuando se encuentran valores inferiores a 0.01 mD generando una zona casi impermeable, estas zonas son las de color rojo, por otro lado los valores superiores a este margen pueden presentar movimiento de los fluidos y está representado por el color azul.

Para una mejor visualización de los valores encontrados se realiza la misma gráfica anterior pero con una escala semilogarítmica y solo los valores positivos los cuales indican que son zonas donde puede ocurrir el movimiento.

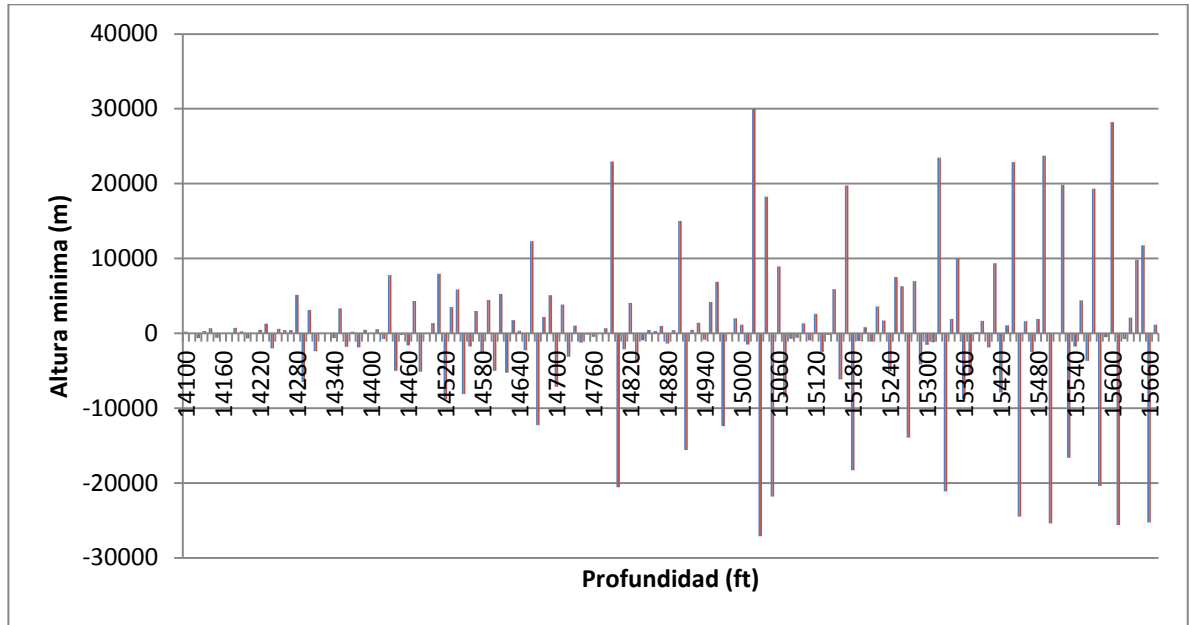
FIGURA 25. Zonas posibles para la percolación de fluidos



Fuente: Elaboración propia

Este comportamiento se mantiene hasta una profundidad entre los 12200 y 12500 pies, a una profundidad mayor los valores encontrados son mucho más altos en consecuencia de que en esa zona ahora se encuentran gargantas de poro mucho más pequeñas lo que genera mayor fuerza capilar y mayor resistencia al flujo, como se observa en la figura 26 las alturas mínimas aumentan significativamente en cierto puntos. Además de este aumento en las alturas mínimas que en algunos casos podría significar una barrera de flujo debido a que es tan grande la altura necesaria que es prácticamente imposible poder conseguirla, también está presente la barrera generada por la permeabilidad en cada punto, en esta sección final los valores encontrados todos están por debajo del margen establecido de 0.01 mD por ende no hay movimiento del fluido.

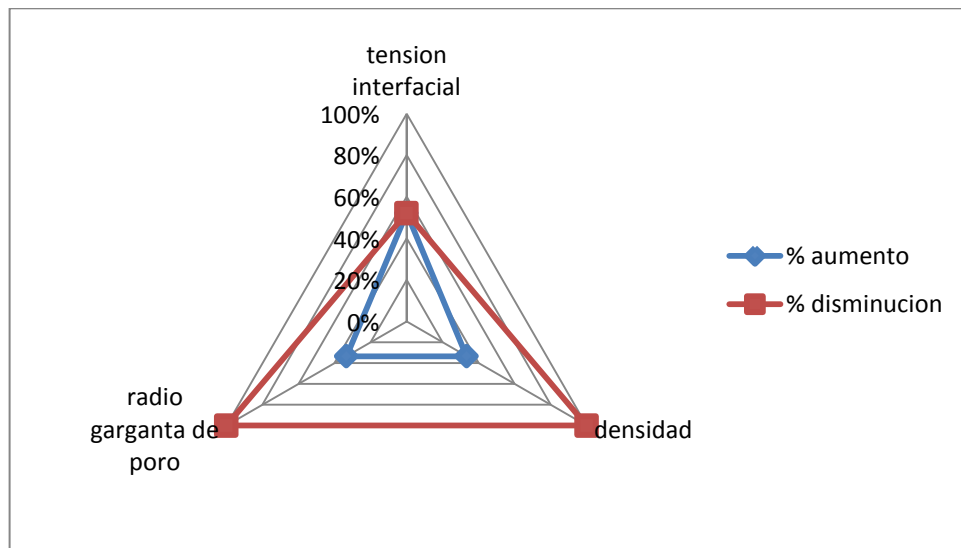
FIGURA 26. Altura mínima para el movimiento método de Percolación de invasión (tendencia secundaria)



Fuente: Elaboración propia

Para este primer escenario de encontrar la altura mínima que se necesita para producir el movimiento por el método de percolación de invasión, se realizó una sensibilización de los parámetros de tensión interfacial, diferencial de densidades y radio de garganta de poro para ver como el cambio de estos valores afecta los resultados obtenidos. Para cada caso que se realizó se cambiaron los valores únicamente del parámetro que se está sensibilizando, realizando un aumento y disminución del 50% del valor que se encontró inicialmente, mientras que todo lo demás se mantiene constante. En la figura 27 se muestra los resultados obtenidos de estas sensibilizaciones.

FIGURA 27. Sensibilización de los datos



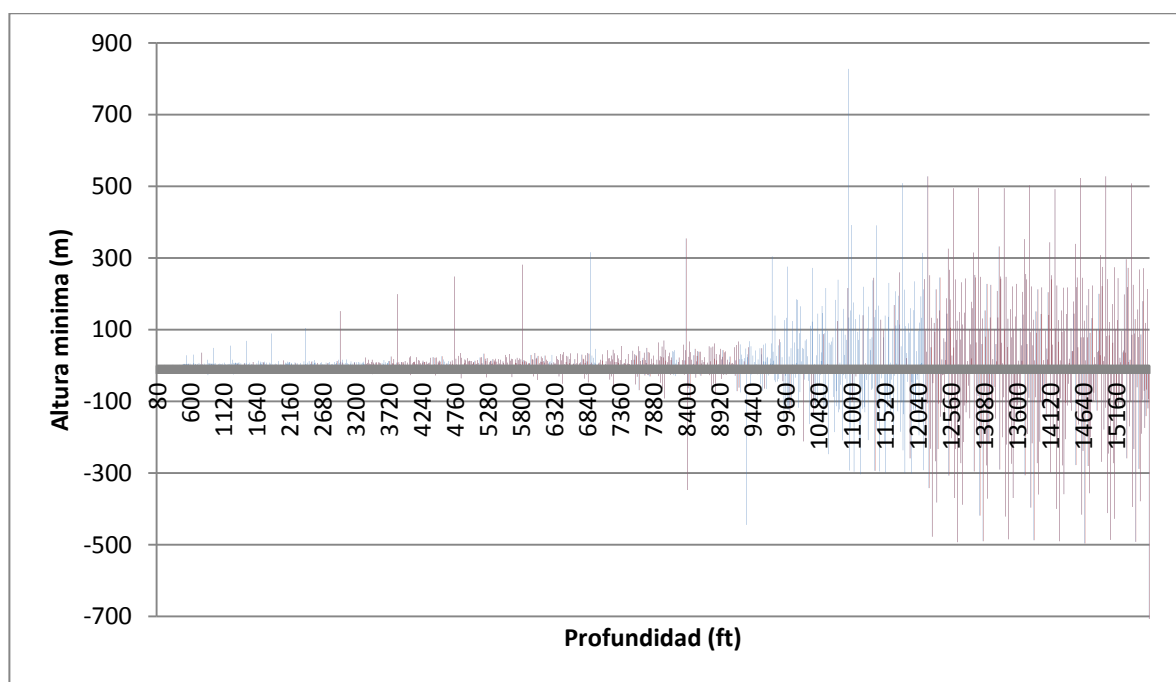
Fuente: Elaboración propia

Al observar los resultados obtenidos de esta sensibilización se puede apreciar que los parámetros que más cambios generaron al ser modificado fue la del diferencial de densidades entre el agua y el aceite en conjunto al radio de garganta de poro. Para realizar esta sensibilización se aumentaron y disminuyeron de igual proporción las tres variables analizadas en un 50% del valor inicial encontrado. Con estos resultados se muestra que el mayor porcentaje de cambio se dio al disminuir los valores de cada variable, en el caso del radio de garganta de poro al disminuir genera que la presión capilar aumente lo que genera oposición al flujo, similar pasa con la variable del diferencial de densidades ya que al disminuir, las fuerzas de boyanza son menores; con estas dos observaciones se intuye que los aspectos que generan una resistencia o disminución al flujo de fluidos muestran cambios mucho más significativos que aquellos que ayudan al flujo. Como en el caso anterior del método de flowpath los valores de las densidades de los fluidos (agua y aceite) juegan un papel importante a la hora de los cálculos ya que tienen cambios significativos sobre los resultados. Se intuye que los valores de densidad

del agua y del hidrocarburo, independientemente del método aplicado para el análisis del fenómeno de migración va a ser un factor clave y determinante.

Para la segunda forma de encontrar la altura mínima se utilizó la ecuación 30 con la cual se encontraron los siguientes resultados mostrados en la figura 28.

FIGURA 28. Altura mínima para el movimiento por el método de Percolación de invasión

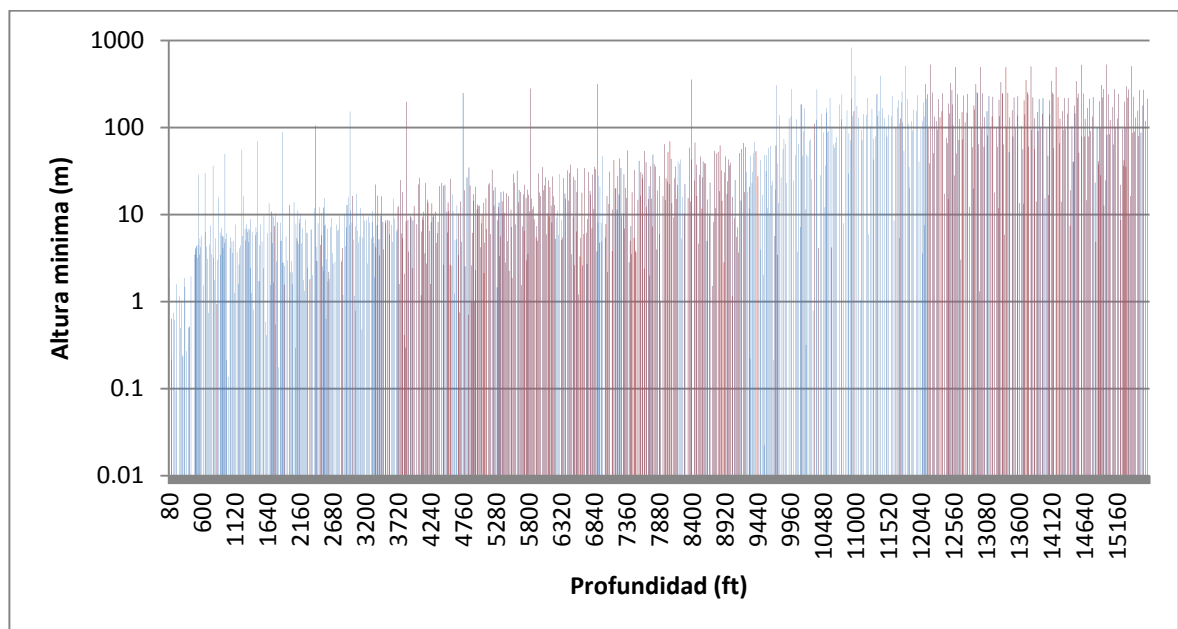


Fuente: Elaboración propia

Para este caso se puede evidenciar un comportamiento similar al primer escenario. Los valores negativos tienen un significado que es de gran importancia ya que este indica en primera instancia cuando el fluido no puede moverse hacia la siguiente celda, ya que la presión capilar es mayor hacia la nueva celda donde se va a desplazar el fluido y es por esto que representa una oposición al flujo que interrumpe el movimiento del hidrocarburo. Para una mejor visualización se tiene la figura 29 en una escala semilogarítmica para tener una mejor visualización de

todos los valores, esta gráfica es un filtro de la figura anterior la cual solo mostrará valores positivos y las zonas donde es posible el movimiento según las permeabilidad, las zonas de color azul son aquellos valores que superan el margen de 0.01 mD lo que permite el movimiento de los fluidos, las zonas de color rojo por el contrario indican una barrera de flujo ya que su valor de permeabilidad es inferior a 0.01 mD.

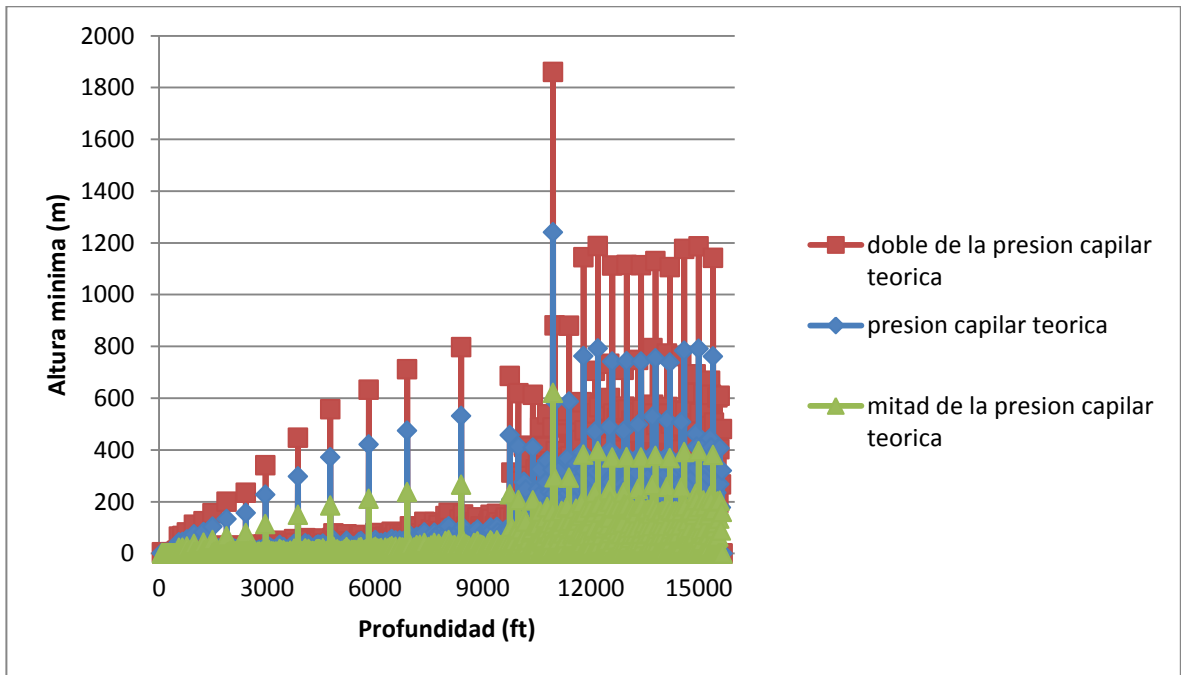
FIGURA 29. Zonas posibles para la percolación de fluidos



Fuente: Elaboración propia

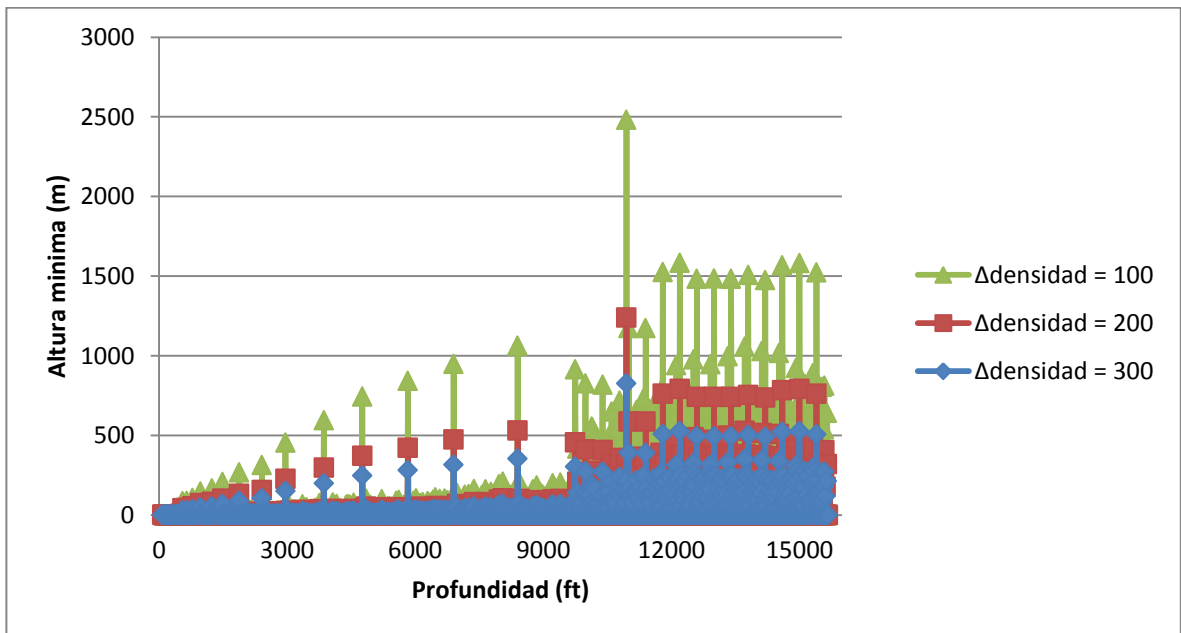
Para esta segunda manera de realizar los cálculos también se realiza una sensibilización de los parámetros que están involucrados como lo son las presiones capilares y el diferencial de densidades dentro de la ecuación utilizada. En las figuras 30, 31 y 32 se muestran los resultados obtenidos para esta sensibilización arrojando tendencias esperadas como se observó con las sensibilizaciones anteriores.

FIGURA 30. Sensibilización de la presión capilar



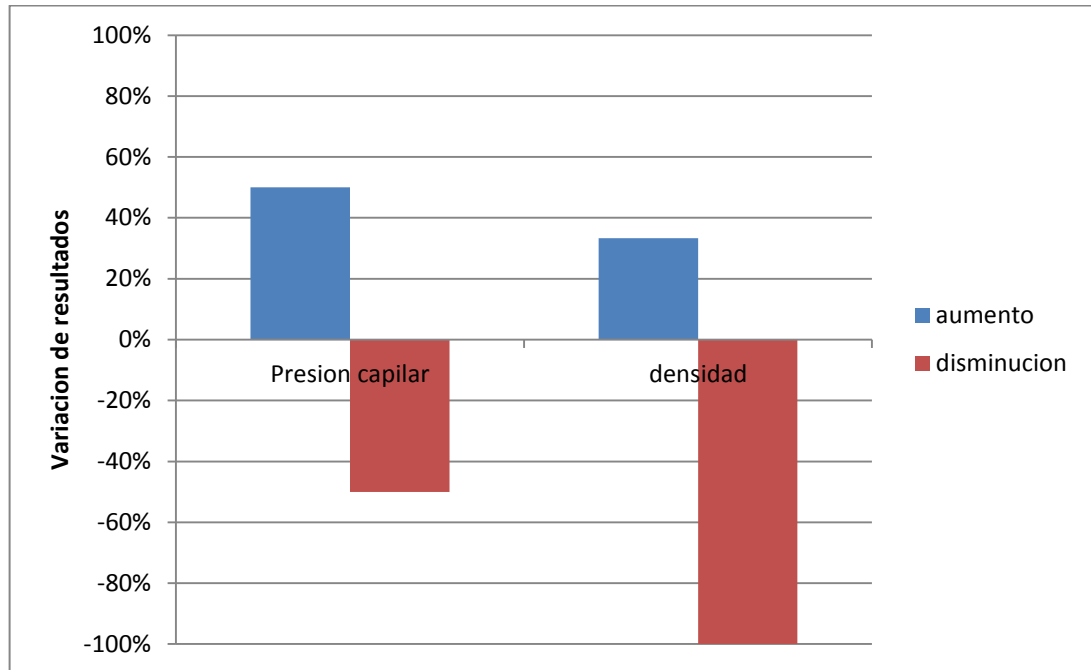
Fuente: Elaboración propia

FIGURA 31. Sensibilización del diferencial de densidades



Fuente: Elaboración propia

FIGURA 32. Sensibilización de los datos



Fuente: Elaboración propia

Al observar estos resultados nuevamente el diferencial de densidades genera el mayor cambio en los resultados obtenidos, tendencia que se esperaba por lo mostrado en las sensibilizaciones anteriores; sin embargo, en este caso la presión capilar juega un papel importante debido a los cambios mostrados al aumentar o disminuir estas presiones es de igual magnitud a la variación que se haga en esta variable y esto favorecerá o perjudicará el proceso de percolación. Como ya se mencionó arroja un indicio de cuáles son las partes por donde puede ocurrir la percolación y cuales no permiten el movimiento del fluido debido al cambio de las presiones capilares entre un punto y otro.

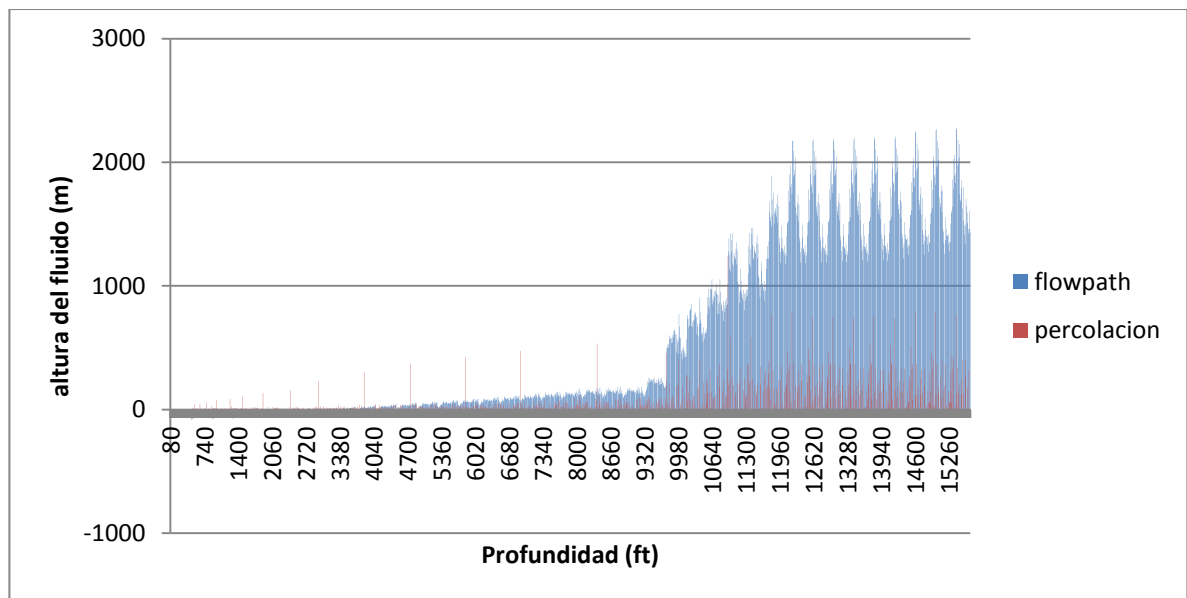
Para estas dos maneras de encontrar la altura mínima para el movimiento del fluido se tomó un diferencial de densidades entre el agua y el aceite de 300 kg/m^3 ,

una tensión interfacial de 0,023 N/m ya que según la literatura²⁶ para un sistema de agua y aceite este valor varía entre 0,005 a 0,035 N/m en condiciones de yacimiento.

De las dos formas que se trabajaron anteriormente se observan resultados similares en el comportamiento y en los valores encontrados, por lo cual se puede afirmar que las dos formas son correctas y que se pueden utilizar dependiendo de los datos que se tengan inicialmente ya sea con valores de presiones o con valores de radios de garganta de poro.

3.3.3 Comparación de los dos métodos de flowpath y percolación. Al realizar un análisis de los resultados y ver que significan los valores encontrados en cada uno de ellos, se prosigue a comparar estos valores encontrados.

FIGURA 33. Comparación del método flowpath y percolación



Fuente: Elaboración propia

²⁶ BJORLYKKE, Knut. 2010. Petroleum Geoscience: From sedimentary environments to rock physics. Citado por: SALINAS, Néstor. Migración de hidrocarburos. Ciudad de México, Tesis de posgrado. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería, 2013, p 50

En la figura 33 se observa las alturas de fluido para cada método; aunque en esencia no tengan el mismo significado son valores esperados y que se pueden comparar. Por un lado, se tienen las alturas generadas por el método de flowpath las cuales son alturas que generan las fuerzas de flotación y que en caso de poder migrar de manera vertical y sin ninguna barrera esta es la altura que generaría, es decir, una altura máxima. Por otro lado está la altura de fluido encontrada por el método de percolación de invasión, la cual es la altura mínima que debe tener el fluido para poder seguir su movimiento a la siguiente celda o capa de roca ya que las fuerzas capilares generan una resistencia a las fuerzas de boyanza logrando que no sea tan fácil como en el método de flowpath.

Mientras en el método de flowpath se consigue una altura general y total, el método de percolación va generando alturas parciales en cada tramo para saber cuál es la altura mínima que se debe superar para seguir con el movimiento del fluido, es por esta razón que los valores encontrados por este método son menores que los encontrados por el método de flowpath.

Al realizar una comparación en general de estos dos métodos con sus beneficios, falencias, resultados obtenidos, se puede decir que el método de percolación es más eficiente para yacimientos no convencionales debido a que presenta más similitud con la realidad al tener en cuenta las presiones capilares y/o radio de garganta de poro que generan una resistencia al flujo, muestra las zonas donde el fluido no puede seguir su movimiento y en cuales sí se obtienen las alturas necesarias para que se pueda iniciar el movimiento. Toda esta información es la que permite decidir cuál de estos métodos es mejor.

4. IMPACTO DE LA MIGRACIÓN EN LA PRESIÓN DE PORO

En la sección 2.5 se mostró el significado de la presión de poro y los posibles escenarios que se pueden presentar en el subsuelo con esta presión, los cuales son presiones normales, presiones superiores o inferiores al rango normal; para cada escenario se tienen unas posibles causas que las originaron entre las cuales están los esfuerzos mecánicos, termales, químicos, transferencia dinámica entre otros posibles sucesos.

Desde el punto de vista de la migración y/o transferencia dinámica de fluidos puede afectar la presión de poro en dos enfoques diferentes:

1. Puede afectar la presión de poro de la roca generadora de manera tal que disminuiría su presión inicial debido a la migración de fluidos.
2. Puede afectar la presión de poro de la roca almacén o rocas adyacentes más someras que la roca generadora, esto debido a que se está introduciendo el fluido que ha estado migrando afectando el equilibrio que se tenía inicialmente en estas rocas.

Para el enfoque número 1 se tiene que las rocas generadoras casi siempre presentan sobrepresiones, esto debido principalmente a los esfuerzos mecánicos de compactación y en una menor medida los esfuerzos termales y de generación de hidrocarburo (aunque en algunos casos la generación de gas puede tener efectos significativos). La migración de fluidos de este tipo de roca podría servir de alivio de estas presiones altas ya que se está liberando un fluido que ocupaba un espacio dentro de la roca que ahora va a estar vacío y va ser ocupado por el fluido restante que no pudo migrar generando que las partículas no estén presionadas unas con otras y tender a equilibrarse con las presiones normales o ser mínima y no afectar de manera significativa esta zona sobre presionada. Estos dos escenarios van a depender de que se presente la situación del que fluido migre y en qué cantidad lo hace.

Para el enfoque número 2 se tiene que las rocas almacén o adyacentes a las rocas generadoras están inicialmente saturadas de un fluido (agua) y se encuentran en equilibrio y por lo general con presiones normales que pueden manejarse con un gradiente 0,433 psi/ft. Cuando la migración de fluidos ocurre en estas rocas se introduce un nuevo fluido que puede desplazar en cierta medida al que estaba inicialmente o puede causar una sobrepresión debido a que ahora se encuentra una mayor cantidad de fluidos en un mismo volumen inicial en caso de no continuar la migración y acumularse en esta roca lo cual genera que las partículas se tengan que agrupar más y estar presionadas unas con otras para poder estar todas en un mismo volumen.

Para este trabajo solo se analizó y realizaron algunos cálculos para el enfoque número 2 y se tomaron los resultados obtenidos por el método de percolación de invasión en donde se muestra las zonas donde se tiene una barrera y no puede migrar debido al aumento de la presión capilar.

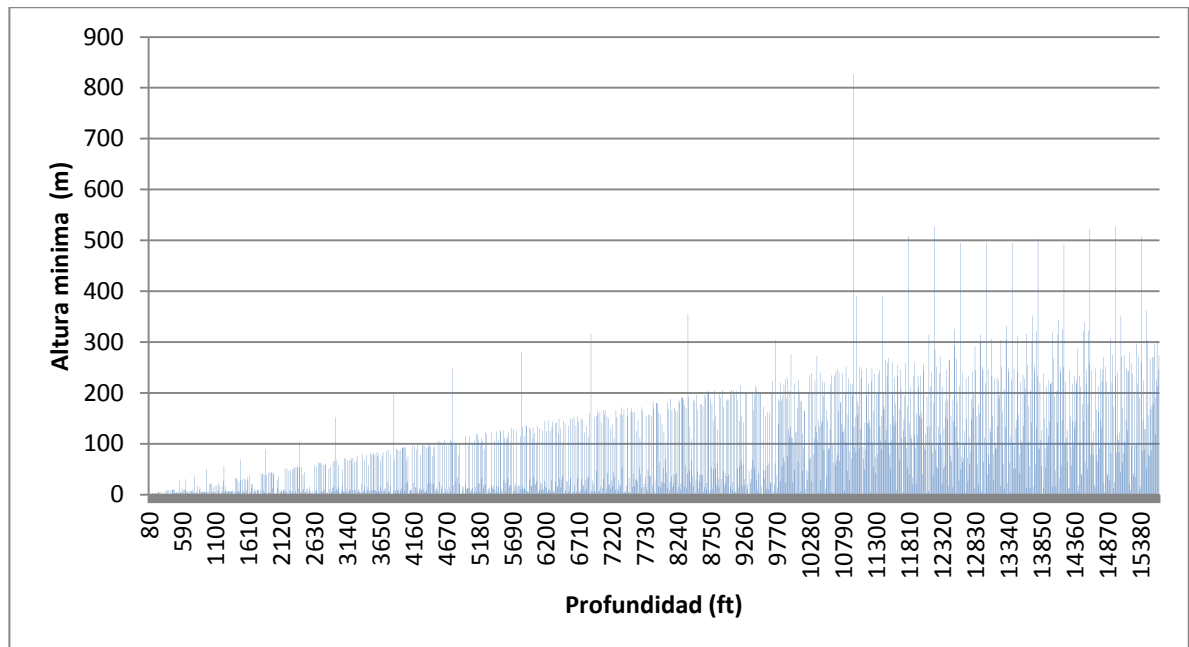
En el caso donde se tiene una barrera el fluido comienza su proceso de acumulación lo que deriva en un aumento de la presión de poro en esta roca, para este caso se asumió que la presión inicial es la obtenida con un gradiente de 0,433 psi/ft teniendo una zona de presión normal, esta presión poco a poco va en aumento así como la cantidad de fluido acumulado hasta el punto donde esta sobrepresión va ejercer una fuerza mayor a la presión capilar que no deja pasar al fluido y por ende comenzar nuevamente el movimiento del hidrocarburo.

Para el desarrollo de este escenario se realizó una selección de las profundidades a la cual los valores encontrados son negativos evidenciando una barrera de flujo; posteriormente se aumentó poco a poco la presión de la celda anterior a la que dio el resultado negativo. Inicialmente se parte del gradiente hidrostático normal y se le adiciona un valor de 0,015 psi/ft y se va aumentando 0,005 psi/ft en las

siguientes iteraciones, al realizar este aumento se calcula nuevamente la altura con la ecuación 30, en caso de seguir arrojando un valor negativo se repite nuevamente el proceso anterior con un mayor aumento de la presión hasta encontrar un valor positivo en donde se tiene ya la posibilidad de flujo y movimiento.

Luego de realizar este proceso los nuevos resultados para el método de percolación de invasión son los mostrados en la figura 34 donde se observa que ya no se obtienen valores negativos ya que este es un proceso posterior a la sobrepresión que ocurrió.

FIGURA 34. Altura mínima método de Percolación de invasión posterior al proceso de sobrepresión

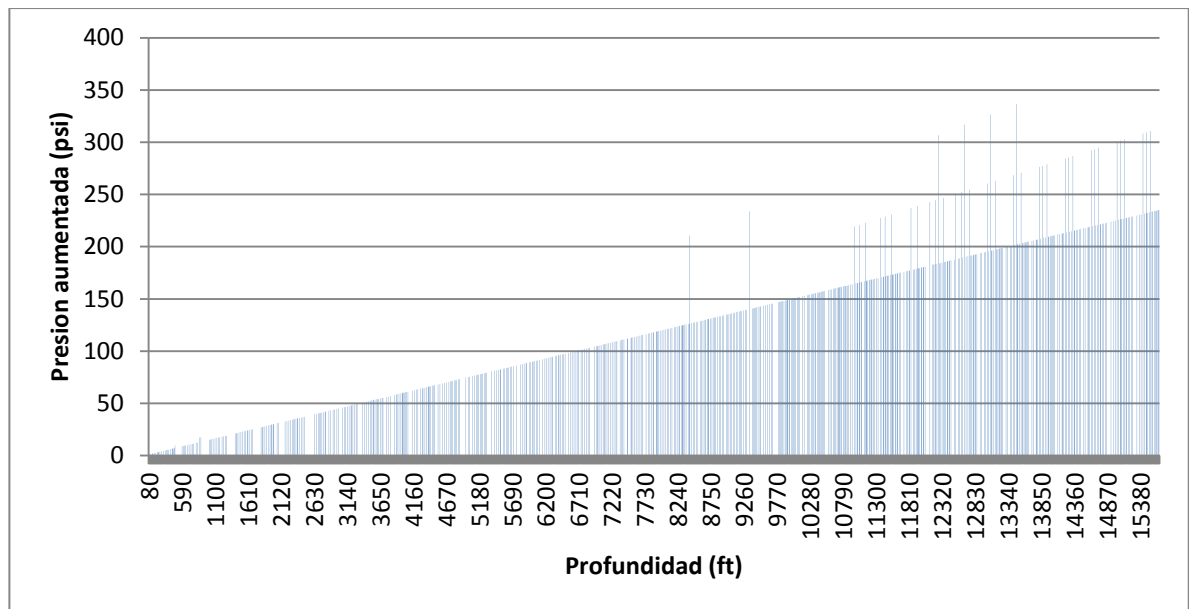


Fuente: Elaboración propia

En la figura 35 se muestran los valores de presión ganados en cada profundidad en la cual se encontraba una barrera de flujo debido a la presión capilar o la presión de más que se tuvo que acumular para que los valores de la figura 28

sean todos positivos. En esta figura se puede observar una tendencia y es que solo fue necesario un aumento del gradiente de 0,01 psi/ft en la mayoría de todos los casos a excepciones de varios puntos donde se necesitó una mayor sobrepresión para obtener valores positivos pero el máximo aumento que se necesito fue de un gradiente de 0,02 psi/ft

FIGURA 35. Presión ganada Vs Profundidad



Fuente: Elaboración propia

Con estos aumentos en la presión de la roca en el caso más alto al sumar el gradiente normal que se tiene inicial de 0,433 y el de 0,02 psi/ft se tiene un gradiente máximo de 0,453 psi/ft el cual todavía se encuentra en una zona de presión normal solamente afectando en un 2% - 3% la presión que se tenía inicialmente.

5. CONCLUSIONES

Los 5 métodos documentados en la literatura para modelar el proceso de migración presentan similitudes y evoluciones unos con respecto a otros, se pueden utilizar dependiendo de la situación y requerimientos que se quieran realizar porque cada método tiene su ventaja en un escenario específico y dependiendo de los resultados que se deseen encontrar es más beneficioso escoger uno más robusto pero más lento y con mucho poder de procesamiento o por el contrario un método menos robusto y mucho más rápido con menos requerimiento de poder de procesamiento.

El desarrollo para el método flowpath aunque es uno de los más simples arroja resultados iniciales que sirven como un esquema inicial con un tiempo bastante rápido además es una primera explicación para el fenómeno de los rezumaderos de hidrocarburos.

El método de percolación de invasión es uno de los mejores y que en los últimos años ha tenido muy buena aceptación porque presenta resultados con menos incertidumbre y simplificando algunos conceptos para reducir la complejidad y tiempo de procesamiento con lo cual ayuda en los tiempos de interpretación e incluye una robustez media en el método.

El proceso de migración es un factor muy importante para los yacimientos no convencionales ya que para que se inicie este se deben de presentar ciertas condiciones como fracturas, sobrepresiones entre otras y tener claro cuánto tiempo y cuanto fluido pudo migrar para de este tipo de yacimientos para conocer qué tanto hidrocarburo pudo quedar en sitio y si la cantidad que migró es significativa y buscar sitios prospectivos a donde pudo migrar para su posterior estudio.

En los métodos analizados de flowpath y percolación se concluyó que el parámetro más influyente es el valor de las densidades de hidrocarburo y agua ya que el cambio en este afecta de manera significativa los resultados obtenidos hasta en un 100%, es por esto que es de vital importancia que se tengan valores lo más exactos posibles y reales para tener resultados más veraces.

La migración de fluidos impacta levemente en la presión de poro de las rocas receptoras, ya que aunque en algunas partes genera que aumente la presión de poro no es lo suficientemente alta para generar unos valores que sobrepasen los niveles de zona normal de presión, en otras palabras, este fenómeno solo aumento entre un 2% y 3% el valor inicial de la presión que se tenía. Estos resultados son los esperados ya que la migración o movimiento de fluidos tiene un porcentaje bajo como causantes de sobrepresión.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un análisis similar a los métodos de difusión y el método híbrido de ser posible y realizar una comparación entre estos para que ver en que escenarios es mejor cada método.
- Se recomienda tomar valores más detallados de ser posibles para encontrar el valor de las gargantas de poro.
- Se recomienda realizar estas pruebas con datos de un pozo estratigráfico o datos reales de una cuenca estudiada a fondo para comparar con los resultados obtenidos.

BIBLIOGRAFÍA

AGGELOPOULOS, C.A.; TSAKIROGLOU, C.D. A multi-flowpath model for the interpretation of immiscible displacement experiments in heterogeneous soil columns. En: Journal of Contaminant Hydrology. 105 (01, 2009) ELSEVIER, p 146 – 160

AGUILERA, R. C. Tecnologías de modelamiento de migración de hidrocarburos: Aspectos geológicos y perspectivas exploratorias. III Convención técnica de la Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo (ACGGP). 2004

BAUR, Friedemann; KATZ, Barry. Some practical guidance for petroleum migration modeling. En: Marine and Petroleum Geology. 93, (03, 2018) ELSEVIER; p 409 - 421

BEDRIKOVETSKY, P; DE DEUS, J y ALTOE, J. E. Secondary Migration of Oil: Analytical Model. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Held in Buenos Aires, Argentina, 25 -28 Marzo, 2001

CAMACHO, Carla; RODRIGUEZ, Karen. Estudio del potencial de generación, migración e hidrocarburos que permanecen en yacimientos de shale gas, usando modelos matemáticos. Bucaramanga, Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Fisicoquímicas, 2017, 152 p

DEL VALLE GARCIA, Raúl. Modelo Discreto de Partículas para Simular Física de Rocas: Fracturamiento y Fenómenos de Propagación de Onda. Ciudad de México, Tesis de Doctorado. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingenierías, 2003, 123 p

DEMBICKI, Harry. Practical petroleum geochemistry for exploration and production, Amsterdam: ELSEVIER, 2017. 323 p

GOMEZ, Sully. Transición de percolación en flujo en rocas y exponentes anómalos. Medellín, Tesis de doctorado. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de minas, 2000, p 56 – 94

HANTSCHHEL, Thomas; KAUERAUF, Armin y WYGRALA, Björn. Finite element analysis and ray tracing modeling of petroleum migration. En: Marine and Petroleum Geology. 17 (10, 2000) ELSEVIER, p 815 – 820

HANTSCHHEL, Thomas; KAUERAUF, Armin. Fundamentals in Basin and Petroleum Systems Modeling. Dordrecht Heidelberg London New York: Springer, 2009. p 247 – 335

HORACIO, Raúl. Caracterización de Medios Porosos y Procesos Percolativos y de Transporte. San Luis, Tesis de Maestría. Universidad Nacional de San Luis. Facultad de ciencias físico-matemáticas y naturales, 2002, 86 p

MINESCU, F. et al. Theoretical and practical aspects of tertiary hydrocarbon migration. SPE Europec/EAGE annual conference and exhibition held in Vienna, Australia, 12 -15 junio 2006

PARDO, Yuly. Optimización de un modelo de flujo en un medio fracturado, usando teoría de percolación. Bogotá, Tesis de Maestría. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de ingenierías, 2012, 204 p

PEREZ, María, et al. Modelo híbrido de percolación y elementos finitos para el análisis micro mecánico de suelos. En: Revista mexicana de ciencias geológicas. 26 (2009), p 335 – 346

SAHIMI, Muhammad; HASHEMI, Mehrdad y GHASSEMZADEH, Jaleh. Site-bond invasion percolation with fluid trapping. En: *Physica A*. 260 (05, 1998) ELSEVIER, p 231 – 243

SALINAS, Néstor. Migración de hidrocarburos. Ciudad de México, Tesis de pregrado. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería, 2013, 108 p

TISSOT, Bernard. Migration of hydrocarbons in sedimentary basins. Francia: Editions Technip, IFP, 1987. 681 p

TISSOT, Bernard; WELTE, Dietrich. Petroleum Formation and Occurrence. Second edition. Berlin Heidelberg New York Tokyo: Springer-Verlag, 1984, p 293 – 365

VARGAS, Diego; GAMBUS, Maika y CALDERON, Zuly. Assessment of causes of overpressure different from sub-compaction: application in unconventional reservoirs. En: *CT&F*. 3, (12, 2019). p 5 - 14

VARGAS, Diego. Metodología para estimar la presión de poro incluyendo los esfuerzos térmicos originados por el craqueo de kerogeno y aceite en formaciones shale. Bucaramanga, Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas, 2013, 101 p

VASSEUR, Guy, et al. Flow regime associated with vertical secondary migration. En: *Marine and petroleum geology*. 45, (05, 2013) ELSEVIER; p 150 – 158

WELTE, Dietrich, et al. Aspects of petroleum migration modelling. En: *Journal of geochemical exploration*. 69, (2000) ELSEVIER; p 711 – 714