

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**DESCRIPCIÓN DE LOS FENÓMENOS DE TRANSPORTE DEL GAS
EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES TIPO SHALE GAS.**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Marrero Graterol, Eduardo Javier,
Rendón Vargas, Laura Gabriela
Para optar por el Título de Ingeniero de Petróleo

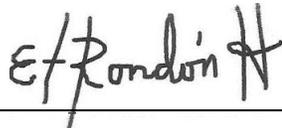
Caracas, 2021

Caracas, 26 de junio de 2021

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Concejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los bachilleres Rendón Vargas Laura Gabriela y Marrero Graterol Eduardo Javier, titulado:

**DESCRIPCIÓN DE LOS FENÓMENOS DE TRANSPORTE DEL GAS
EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES TIPO SHALE GAS**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran **APROBADO**.



Prof. Enrique Rondón

Jurado



Prof. Miguel Expósito

Jurado



Prof. Eliana Alvarado

Tutora

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**DESCRIPCIÓN DE LOS FENÓMENOS DE TRANSPORTE DEL GAS
EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES TIPO SHALE GAS.**

Tutor académico: Prof.^a Eliana Alvarado.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Marrero Graterol, Eduardo Javier,
Rendón Vargas, Laura Gabriela
Para optar por el Título de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2021

DEDICATORIA

Esto es para mi familia, gracias por no dejar de creer.

Mamá, papá y hermano.

Eduardo Marrero

Porque siempre te amare como el cielo y como el mar...

Únicamente y exclusivamente a ti motor de mi vida

MAMÁ.

Laura Rendón

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a mi madre por creer en mí y apoyarme en todo momento, sin ella no hubiese llegado hasta este punto.

A mi hermano Edwar Marrero por todo el sacrificio que ha hecho para que yo pueda terminar mi carrera.

A la Universidad Central de Venezuela por permitirme conocer a personas que se convirtieron en familia y formarme como profesional.

A mi tío Nelson González, gracias por todo su apoyo.

Al Ing. Héctor Méndez, amigo y pronto colega, gracias por alentarme a continuar y prestar su apoyo.

A la familia Aponte, en especial a José Aponte, gracias por ayudarme en este último tramo.

A Daniel Melendres, porque siempre estas allí para ayudar.

A nuestra profesora y tutora Eliana Alvarado, que en todo momento estuvo encaminándonos para dar lo mejor de nosotros y culminar este trabajo.

A mi compañera de tesis y gran amiga Laura Rendón, muchas gracias por siempre estar para apoyarme.

A los amigos que me regalo la universidad.

A los ingenieros de CMG en especial a Sergio Cilento, Arnaldo Velásquez, y Víctor Lara, gracias por el apoyo prestado.

Eduardo Marrero

AGRADECIMIENTOS

Te agradezco a mi madre querida, por trasladarme al lugar más hermoso con solo rodearme con tus brazos, por estar siempre para levantar mis alas y no dejarme desfallecer, daría mi vida por un minuto más a tu lado. Gracias por haber recorrido todo este camino a mi lado, no pudiste estar para disfrutar este merito que también te pertenece, pero todos los días elevo al cielo mi admiración por ti mi guerrera. Gracias, gracias, gracias y nunca alcanzan para agradecer todo lo que hiciste por mí. Atte. Tu caballito de madera.

A ti papa quien fuiste mi primer héroe, por contarme no solo tus éxitos si no también tus desaciertos y narrarme esas historias que tanto me animaban cada vez que llegaba derrotada y sintiéndome incapaz de seguir, por acompañarme en cada sueño y seguirme en cada invento. A la maravillosa familia que me rodea, a mis hermanos Deibis, Magrelis y Alexandra por recordarme que no hay nada más maravilloso que vivir.

Al maravilloso hombre que me acompaña en cada paso, por siempre brindarme su mano y ser mi cómplice Edward Rivas. A Dios y al universo.

Agradezco a los grupos de WhatsApp Yaci paralelo, petróleo playero y a mi especial grupo Ingenieros y bachilleres gracias amigos míos por hacer que mis días en la universidad valieran realmente la pena. Adri, Rommi, Daily y Zory Gracias. Gracias mejor amiga Scarlett por anotarme en la lista de transporte cada tarde y regalarme conversaciones increíbles.

Gracias Eduardo Marrero porque mis días en la universidad sin tu amistad jamás habrían sido los mismos.

Agradezco a la Universidad Central de Venezuela por formar parte de lo que soy. A mis profesores, por estar siempre allí para responder mis mil preguntas y entender mis recapitulaciones. En especial la profesora Eliana Alvarado quién nos adoptó siendo unos niños y nos terminó de forjar para ser profesionales.

A los Ing. Sergio Cilento, Arnaldo Velásquez, y Víctor Lara de la empresa CMG por siempre estar dispuestos a ayudarnos.

Laura Rendón

Marrero G., Eduardo J.; Rendón V., Laura G.

**DESCRIPCIÓN DE LOS RÉGIMENES DE FLUJO DEL GAS
EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES TIPO SHALE GAS.**

Tutor Académico: Profa. Eliana Alvarado.

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería

Escuela de Ingeniería de Petróleo

Año 2021, 113 p.

Palabras clave: Yacimientos No Convencionales, Shale Gas, Fenómenos de Transporte, difusión, adsorción, desorción, flujo no Darcy, CMG, GEM.

Resumen: En los Yacimientos No Convencionales tipo Shale Gas se hace muy difícil una predicción del comportamiento de los fenómenos, que rigen el transporte del gas como difusión, la adsorción, y el flujo no Darcy, ya que estos no se rigen por los modelos conocidos en yacimientos convencionales. La adsorción es un mecanismo relacionado al almacenamiento del gas, pero la desorción contribuye con el flujo mediante la entrega, la difusión contribuye desde la migración primaria con la dispersión del gas y cuando se inicia el proceso de producción actúa también con la entrega del gas desde la matriz hasta la fractura, mientras que el flujo No Darcy opera en las fracturas. La presente investigación tiene como objetivo principal describir los fenómenos de transporte del gas en estos yacimientos. Se creó un modelo de yacimiento construido a través del simulador GEM, con datos representativos de un yacimiento tipo Shale Gas como lo es Eagle Ford, para estudiar el impacto que tienen estos fenómenos sobre la curva de producción acumulada de gas. Partiendo de un modelo base, el cual contempló todos los fenómenos juntos y luego se evaluó el efecto de cada fenómeno por separado. Obteniendo como resultado, que el gas acumulado disminuye en un 33,2% cuando no se considera el flujo no Darcy, mientras que sin la adsorción el efecto observado fue contrario con un aumento del 7%. Con la difusión no se obtuvieron cambios significativos. Por lo que se concluyó que todos los fenómenos tienen un impacto sobre el acumulado de gas, siendo el flujo no Darcy el de mayor importancia, seguido por la adsorción y finalmente la difusión, lo cuales deben ser simulados en conjunto.

CONTENIDO

| | |
|---|------|
| LISTA DE FIGURAS | VIII |
| LISTA DE TABLAS | XI |
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| CAPÍTULO I EL PROBLEMA | 2 |
| 1.1 Planteamiento del problema | 2 |
| 1.2 Objetivos de la investigación..... | 2 |
| 1.2.1 Objetivo general..... | 2 |
| 1.2.2 Objetivos específicos | 3 |
| 1.3 Alcances..... | 3 |
| 1.4 Limitaciones | 3 |
| 1.5 Justificación | 4 |
| CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO | 5 |
| 2.1 Antecedentes de la investigación..... | 5 |
| 2.2 Bases teóricas | 7 |
| 2.2.1 Hidrocarburos..... | 7 |
| 2.2.2 Yacimientos..... | 10 |
| 2.2.3 Flujo de fluidos | 16 |
| 2.2.4 Yacimientos de Shale Gas..... | 21 |
| 2.2.5 Geometría de flujos y pruebas de presión en yacimientos tipo Shale Gas..... | 27 |
| 2.2.6 Fenómenos de transporte..... | 30 |
| 2.2.7 Adsorción | 32 |
| 2.2.8 Mecanismos de almacenamiento de gas en los yacimientos tipo Shale Gas | 33 |
| 2.2.9 Fenómenos de transporte en yacimientos no convencionales tipo Shale Gas | 36 |
| 2.2.10 Fracturas..... | 43 |
| 2.2.11 Ecuación de Forchheimer..... | 46 |

| | |
|--|-----------|
| 2.2.12 Modelos de yacimiento | 46 |
| 2.2.13 Fracturamiento hidráulico | 47 |
| 2.2.14 Integración de los regímenes de flujo con los fenómenos de transporte..... | 48 |
| 2.2.15 Simulación de yacimientos | 51 |
| 2.2.16 Computer Modelling Group LTD | 53 |
| CAPÍTULO III METODOLOGÍA | 55 |
| 3.1 Nivel de investigación | 55 |
| 3.2 Diseño de investigación..... | 55 |
| 3.3 Técnicas e instrumentos de recolección de datos | 56 |
| 3.4 Metodología de la investigación..... | 57 |
| 3.4.1 Recolección de parámetros de yacimiento, características geoquímicas y propiedades de fracturas | 59 |
| 3.4.2 Montaje y simulación numérica..... | 61 |
| 3.4.3 Sensibilidades..... | 65 |
| 3.4.4 Creación de tablas y gráficas para realizar los análisis de resultados | 70 |
| CAPÍTULO IV ANÁLISIS DE RESULTADOS | 71 |
| 4.1 Resultados de la recolección de parámetros de yacimiento, características geoquímicas y propiedades de fracturas..... | 71 |
| 4.1.1 Selección del yacimiento | 71 |
| 4.1.2 Área de estudio..... | 72 |
| 4.1.3 Tabulación de parámetros | 79 |
| 4.2 Modelaje y simulación numérica..... | 81 |
| 4.2.1 Descripción del modelo de simulación | 81 |
| 4.3 Gráficas y resultados | 86 |
| 4.3.1 Comparación modelo base vs modelo inicial..... | 88 |
| 4.3.2 Matriz de evaluación 1 | 90 |
| 4.3.3 Matriz de evaluación 2..... | 92 |

| | |
|--|-----|
| 4.3.4 Integración e interpretación de los resultados obtenidos de acuerdo a la variación de los parámetros, que controlan la presencia de un fenómeno de transporte..... | 94 |
| CONCLUSIONES | 104 |
| RECOMENDACIONES | 106 |
| BIBLIOGRAFÍA | 107 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1. Sistema petrolero. Elaboración propia | 8 |
| Figura 2. Triángulo de recursos. Holdich modificado por Chan (2011) | 12 |
| Figura 3. Calidad de los yacimientos. Editado de (Canadian Society for Unconventional Resources, CSUR)..... | 13 |
| Figura 4. Sección geológica esquemática que ilustra los principios geológicos fundamentales asociados con los yacimientos convencionales y no convencionales (CMG, 2020) | 13 |
| Figura 5. Porosidad efectiva, no efectiva y porosidad total. Adaptado de Paris de F (2009)..... | 15 |
| Figura 6. Representación de la Ley de Darcy en un núcleo de roca. Adaptado de Rivera (2004)..... | 15 |
| Figura 7. Regímenes de flujo. (Paris de F, 2009)..... | 17 |
| Figura 8. Principales geometrías de flujo encontradas en yacimiento de hidrocarburos (Escobar, 2012)..... | 18 |
| Figura 9. Shale (lutita). United States Geological Survey (2005)..... | 21 |
| Figura 10. Distribución de Yacimientos de Shale a nivel mundial. EIA, 2013 Citado por (Ahmed & Meehan, 2016)..... | 22 |
| Figura 11. Recursos técnicamente recuperables a nivel mundial de Shale. Informe EIA, 2013 citado por (Ahmed & Meehan, 2016)..... | 23 |
| Figura 12. Madurez térmica con base a la reflectancia de la vitrinita (%Ro) (Perez, 2015) | 26 |
| Figura 13. a) Flujo lineal en la fractura. b) Flujo bilineal en la fractura (KAPPA, 2020)..... | 28 |
| Figura 14. Regímenes de flujo principales: a) pseudo radial, b) flujo lineal y c) radial (KAPPA, 2020)..... | 28 |
| Figura 15. Modelo de almacenamiento de yacimientos no convencionales de gas adaptado de (Swami, Settari, & Javadpour, 2013)..... | 33 |
| Figura 16. Isoterma de Langmuir (Aiza & Álvarez, 2019) | 35 |

| | |
|---|----|
| Figura 17. Esquema de los modelos de adsorción de Langmuir (monocapa) y BET (multicapa) (Amin, Mohammad, Ehsan, Liu, & Mehdi, 2020)..... | 36 |
| Figura 18. Evolución y producción del gas en Shale Gas (Javadpour, Fisher, & M, 2007)..... | 37 |
| Figura 19. Diagrama del mecanismo de transporte del gas en Shale Gas (Peng, y otros, 2020) y (Guo, Wei, & Liu, 2015)..... | 38 |
| Figura 20. Diagrama del mecanismo de difusión superficial (Liehui, y otros, 2020)..... | 39 |
| Figura 21. Diagrama esquemático de las condiciones de velocidad de flujo sin deslizamiento (a) frente a deslizamiento (b) para el flujo de gas (Amin, Mohammad, Ehsan, Liu, & Mehdi, 2020)..... | 42 |
| Figura 22. Modelo de flujo lineal en fracturas (Escobar, 2012)..... | 45 |
| Figura 23. Representación del modelo de doble permeabilidad (KAPPA, 2020)..... | 47 |
| Figura 24. Niveles de complejidad de las fracturas hidráulicas (Fisher & Warpinski, 2011)..... | 48 |
| Figura 25. Representación esquemática de los fenómenos de transporte en un sistema fractura-matriz en un YNC tipo Shale Gas..... | 50 |
| Figura 26. (A) Períodos mostrados en una prueba con la incertidumbre en sus límites (PSS-pseudo-steady state); (B) Plot log-log Presión vs. Tiempo (KAPPA, 2020)..... | 51 |
| Figura 27. Modelos de doble porosidad. (CMG, 2020)..... | 52 |
| Figura 28. Metodología implementada en este estudio. Elaboración propia..... | 57 |
| Figura 29. Ventana donde se selecciona la correlación no Darcy. Editado de (Computer Modelling Group Ltd., 2020)..... | 63 |
| Figura 30. Esquema implementado para el análisis de sensibilidades..... | 68 |
| Figura 31. División de Eagle Ford Shale en 8 zonas basados en la geología, los tipos de fluidos y los indicadores de producción (Gong, Tian, McVay, Ayers, & Lee, 2013)..... | 73 |
| Figura 32. Columna estratigráfica simplificada que muestra la posición del subsuelo y la edad de Eagle Ford desde el este de Texas hasta el área del Arco de San Marcos (Brunick, 2017)..... | 73 |

| | |
|--|-----|
| Figura 33. Referencias de curvas de permeabilidad relativa para el caso de estudio. a) para la matriz. b) para la fractura. Tomadas de (Wei & Sepehrnoori, 2013)..... | 76 |
| Figura 34. Vista 3D del Modelo | 82 |
| Figura 35. Porosidades del modelo..... | 82 |
| Figura 36. Ejemplo ilustrativo de fractura planar. Modificado de (CMG, 2020)..... | 83 |
| Figura 37. Vista lateral de las fracturas del modelo | 84 |
| Figura 38. Permeabilidad relativa (matriz)..... | 84 |
| Figura 39. Permeabilidad relativa (fractura)..... | 85 |
| Figura 40. Tasa de gas del modelo base para Eagle Ford..... | 86 |
| Figura 41. Agua acumulada del modelo base para Eagle Ford | 87 |
| Figura 42. Comparación de las curvas de gas acumulado del modelo inicial vs el modelo base para Eagle Ford | 88 |
| Figura 43. Tasa de petróleo del modelo base para Eagle Ford..... | 89 |
| Figura 44. Resultados de la matriz de evaluación modelo inicial | 90 |
| Figura 45. Resultados de la matriz de evaluación modelo base | 92 |
| Figura 46. Gráfica de importancia de parámetros | 94 |
| Figura 47. Resultados de variación de difusión..... | 95 |
| Figura 48. Grafica ampliada de los resultados de variación de difusión (figura 47)..... | 95 |
| Figura 49. Cambios de presión para el layer 8 del modelo base Eagle Ford..... | 97 |
| Figura 50. Resultados de variación de adsorción | 97 |
| Figura 51. a) variación de la presión de Langmuir para un volumen de Langmuir constante. b) variación del volumen de Langmuir para una presión de Langmuir constante | 98 |
| Figura 52. Comportamiento de la velocidad de flujo vs Gradiente de presión para flujo Darcy y no Darcy (CMG, 2020)..... | 99 |
| Figura 53. Resultados flujo Darcy vs Flujo no Darcy | 100 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Calidad de la porosidad | 14 |
| Tabla 2. Comparación geoquímica, petrofísica y de profundidades de algunos yacimientos de shale gas a nivel mundial..... | 24 |
| Tabla 3. Relación entre el carbono orgánico total y el potencial de los recursos..... | 25 |
| Tabla 4. Tamaño de poro general en lutitas..... | 27 |
| Tabla 5. Regímenes de flujo en función del número de Knudsen | 41 |
| Tabla 6. Datos usados para la construcción del modelo numérico..... | 60 |
| Tabla 7. Datos necesarios para modelar los fenómenos de transportes..... | 61 |
| Tabla 8. Matriz de evaluación modelo inicial | 66 |
| Tabla 9. Matriz de evaluación modelo base | 67 |
| Tabla 10. Zonas características de Eagle Ford | 72 |
| Tabla 11. Datos de longitud del pozo horizontal y número de etapa de fracturas para Eagle Ford | 77 |
| Tabla 12. Composición de gas típica de un Shale | 79 |
| Tabla 13. Datos usados para la construcción del modelo numérico..... | 80 |
| Tabla 14. Datos necesarios para modelar los fenómenos de transportes..... | 81 |
| Tabla 15. Resultados de la matriz de evaluación modelo inicial..... | 91 |
| Tabla 16. Resultados de la matriz de evaluación modelo base | 92 |
| Tabla 17. Resultados de la variación de difusión | 96 |

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de Shale Gas o también conocidos como gas de lutitas son un tipo de yacimientos no convencional (YNC), que están desempeñando un papel importante en el suministro mundial de energía, debido a su potencial para compensar las caídas en la producción de gas en yacimientos convencionales. Los yacimientos no convencionales son aquellos de baja movilidad, donde los fluidos no tienen migración, o bien, la migración primaria o secundaria es muy corta; como consecuencia, la roca almacenadora es la roca generadora, por lo que deben estimularse mediante fracturamiento hidráulico para alcanzar ritmos de producción significativos y recuperar volúmenes comerciales de hidrocarburos (Cruz, Berthier, & García, 2017).

Los Shale Gas se caracterizan por poseer baja permeabilidad y una estructura de poros complejas que van desde los nanoporos a los microporos, esto hace que el estudio del movimiento del flujo de gas no se pueda describir por los regímenes de flujo convencionales. Por lo cual se realizará una investigación a fondo del comportamiento de los fenómenos de transporte del flujo del gas en estos poros, tomando en consideración la composición del gas y la estructura de poros presente en el yacimiento. Para esto se tomarán en cuenta investigaciones y estudios realizados por otros autores y así posteriormente analizar e interpretar con el apoyo de la simulación numérica, los fenómenos de transporte presentes en el flujo del gas dentro de los yacimientos no convencionales y contribuir en otras investigaciones cuando se realice la optimización de la producción de gas así como el proceso de fracturamiento hidráulico.

Para lograr lo anterior, se partirá de estudios que tienen como tópico la migración primaria en yacimientos no convencionales, para llegar a la descripción del comportamiento del flujo del gas al moverse a través de los nanoporos a las fracturas naturales y desde estas fracturas a las fracturas hidráulicas.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del problema

Los yacimientos de Shale Gas son bien conocidos por tener baja permeabilidad y poseer una estructura de poros que van desde los nanoporos a los microporos. El gas atrapado en estos poros no puede moverse desde ningún punto del medio poroso hacia el pozo como resultado de su baja permeabilidad, por lo cual actualmente para la producción de este tipo de yacimientos se utiliza el fracturamiento hidráulico. Esta tecnología consiste en la inyección de fluido a alta presión con el fin de crear canales o fracturas artificiales que permitan conectar los poros y a su vez mejorar la permeabilidad de la roca (Al-Rbeawi, 2017).

Cuando estos yacimientos se encuentran en producción es muy difícil hacer una predicción de los fenómenos de transporte del gas y de la contribución o aporte del flujo de gas, que se mueve desde los nanoporos a las fracturas naturales y desde las fracturas naturales hacia las fracturas artificiales. Este patrón de flujo es muy complejo y no se rigen por los modelos conocidos en los yacimientos convencionales. Pocos modelos para reservorios no convencionales son capaces de predecir el régimen del flujo del gas, es por ello que “Con el crecimiento de la demanda de gas natural, existe una necesidad inminente para el desarrollo de un modelo robusto para el flujo de gas de lutitas” (Behar et al., 1987).

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Describir los fenómenos de transporte del flujo del gas en yacimientos no convencionales tipo Shale Gas mediante un modelaje apropiado de dichos fenómenos, a través de la simulación numérica.

1.2.2 Objetivos específicos

- Recopilar información bibliográfica acerca de yacimientos de Shale Gas (formación y sistema petrolífero, tipo de querógeno, generación del gas, teoría y procesos de migración del gas, fenómenos de transporte del gas, características físicas y químicas de las lutitas, fracturamiento hidráulico), para poder realizar la comparación de los fenómenos de transporte entre un yacimiento convencional y de uno no convencional, además de la descripción de algunos yacimientos importantes de Shale Gas en el mundo.
- Realizar una búsqueda y obtención de parámetros de yacimientos, características geoquímicas y propiedades de fractura necesarias para la simulación numérica.
- Analizar e interpretar usando la simulación numérica los fenómenos de transporte del gas en yacimientos no convencionales.
- Estudiar el comportamiento del transporte del gas al moverse a través de los nanoporos a las fracturas naturales y desde estas fracturas a las fracturas hidráulicas, para realizar un análisis de los diferentes fenómenos de transporte.

1.3 Alcances

Se limitará la investigación al estudio de la dinámica del flujo del gas que migra desde los nanoporos y fracturas naturales hasta llegar a las fracturas hidráulicas en los yacimientos no convencionales tipo Shale Gas. Este estudio estará basado en consideraciones teóricas y trabajos experimentales recolectados de diferentes autores, con el fin de modelar los fenómenos de transportes dentro del gas en dichos yacimientos, tomando como datos importantes la composición del gas y la estructura de poros presente en el yacimiento.

1.4 Limitaciones

Las limitantes que surgen en esta investigación se centran en la obtención de los datos necesarios para proceder a realizar la simulación, debido a que se desea aplicar dicho modelo a un caso de estudio real en diferentes yacimientos de Shale Gas. Los posibles yacimientos a

estudiar son: Eagle Ford (Estados Unidos) y Vaca Muerta (Argentina), dependiendo de la cantidad de datos que se puedan obtener, lo cual podría forzar a escoger solo uno de los yacimientos mencionados, para poder garantizar una descripción más cercana a la realidad.

Otra limitante está presente en que no se poseen directamente núcleos para realizar el estudio de la roca, sino que se debe basar en los datos obtenidos por otros expertos, tanto para realizar el análisis geoquímico como para obtener las propiedades de la roca, teniendo en cuenta el desafío que puede ser la medición precisa de permeabilidades y porosidades in situ ya que se encuentra en el orden de nanoescala.

1.5 Justificación

Los yacimientos tipo Shale Gas en los últimos años han sido de gran interés económico debido a su potencial para compensar las caídas de producción del gas convencional, es por ello que se hace necesario desarrollar estudios para comprender con precisión las propiedades de los yacimientos no convencionales.

Un depósito de gas de lutitas presenta diversas características como baja porosidad, baja permeabilidad y alto contenido de arcilla (Shen, Li, Xu, Sun, & Huang, 2017) y sus propiedades tales como la cantidad de materia orgánica y fracturas naturales son heterogéneas y variadas, así como la abundancia de poros de tamaños nanométricos; esto trae como consecuencia que los fenómenos que intervienen en el flujo del gas en dichos yacimientos sean complejos. Allí recae la importancia de este trabajo en ayudar a describir los fenómenos de transporte del gas en los nanoporos de lutitas, ya que actualmente los modelos desarrollados para comprender el flujo en yacimientos convencionales no son válidos para simular el comportamiento tan complejo del flujo del gas en los nanoporos.

Finalmente se realiza este estudio para proponer un adecuado modelado de los fenómenos de transporte del gas; lo cual sería de gran aporte para otros investigadores a la hora de predecir la producción de gas y mejorar el proceso de fracturamiento hidráulico.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

En este capítulo se encontrarán breves reseñas de algunos trabajos previos relacionados con el estudio de los regímenes de flujo de gas en lulas, además se presenta un compendio de todos los elementos conceptuales relevantes y fundamentales que sirven de base para la presente investigación. La comprensión de las bases teóricas permite una apreciación global y actualizada del tema, allí radica la importancia de entender a fondo los fenómenos involucrados.

2.1 Antecedentes de la investigación

Shen, W., Xu, Y., Xizhe, L., Huang, W., & Gu, J. (2016). Numerical simulation of gas and water flow mechanism in hydraulically fractured Shale Gas reservoirs. *ELSERVIER- Journal of natural gas science and engineering*(35), 726-735. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.jngse.2016.08.078>

Este trabajo fue de suma importancia para la realización de esta investigación, aunque su objetivo principal consistía en estudiar el problema que ocasiona el agua retenida en las fracturas para yacimientos de Shale Gas fracturados hidráulicamente en términos de productividad del gas y costos operativos, incluyo en su estudio los fenómenos de transporte estudiamos en el presente trabajo. Esto se debe a que la retención de agua de fracturamiento está influenciada por las propiedades del yacimiento y los parámetros de producción, como porosidad y permeabilidad de la matriz, la porosidad y permeabilidad de la fractura, la presión y el volumen de Langmuir, el coeficiente de difusión, el tiempo de cierre, las reducciones y la tasa de inyección. En este estudio, (Shen, Xu, Xizhe, Huang, & Gu, 2016) construyeron con ayuda del simulador GEM de CMG (User's Guide, 2012) un pozo horizontal donde se aplicó un fracturamiento hidráulico de seis etapas para comprender la retención de agua y el comportamiento de la producción de gas en los yacimientos de Shale Gas. La Difusión del gas, la adsorción / desorción de gas y el flujo de Darcy, así como el flujo no Darcy, se

consideraron en este modelo. Los resultados mostraron que solo el 34% del agua de fracturación puede fluir de regreso a la superficie, la mayor parte del cual permanece en formaciones de lutitas para interferir con la producción de gas. Sus resultados indicaron que el aumento de la porosidad de la matriz, la porosidad de la fractura, la presión de Langmuir y las caídas de presión reducían la retención de agua mientras que la retención de agua en la matriz de lutita aumentaba con el aumento de la permeabilidad de la matriz y el volumen de Langmuir, en consecuencia, impactan en la producción de gas. Pero la tasa de agua y gas atrapados aumenta con la mayor permeabilidad de fractura. Además, el coeficiente de difusión, el tiempo de cierre y la tasa de inyección no tienen un efecto significativo sobre la retención del agua y la productividad del gas. Estos resultados pueden proporcionar información sobre una mejor comprensión del flujo de gas y agua en los yacimientos de Shale Gas y los efectos de los parámetros de producción y del yacimiento sobre la retención de agua y la producción de gas.

Salazar, F., & Fernandez, A. (2019). Diseño de una metodología orientada a la caracterización de yacimientos no convencionales de Shale Gas. Caracas: Universidad Central de Venezuela

En este trabajo, se desarrolló una metodología fundamentada en una revisión bibliográfica, que permitió la evaluación de la primera etapa de explotación de los yacimientos no convencionales referida a la estimación del gas original en sitio como parte de su caracterización estática. Se recolectaron los datos necesarios para poder realizar una simulación adecuada y estudiar parámetros clave como la edad de las formaciones, propiedades de la roca y del fluido, propiedades geoquímicas como tipo de querógeno, carbono orgánico total (COT), madurez térmica (%Ro), esenciales para determinar el potencial de los yacimientos tipo Shale Gas, el cual incluyó el modelaje numérico para estimar el gas original en sitio. Finalmente, a través de una extensa revisión bibliográfica, se escogieron dos yacimientos: Eagle Ford (USA) y Vaca Muerta (Argentina), a los cuales se les aplicó la metodología diseñada y a través del simulador GEM-CMG, se determinaron para cada formación su gas original en sitio, arrojando valores de GOES de 6,8 BPC y 10.300 BPC

respectivamente, como parte de la primera fase de la caracterización estática de yacimientos tipo Shale Gas.

Shen W. et al. (2017). Gas Flow Behavior of Nanoscale Pores in Shale Gas Reservoirs. *Energies*, 10(6), 751. doi:<https://doi.org/10.3390/en10060751>

Weijum Shen, Xizhe Li, Yanmei XU, Yuping Sun y Waigang Huang conducen una investigación basándose en el transporte de gas en los nanoporos de lutitas. En este estudio, los regímenes de flujo de gas en los nanoporos de lutitas se clasificaron y analizaron según el número de Knudsen. Luego, se propuso el modelo de flujo de gas considerando el flujo de Darcy, el flujo de deslizamiento, el flujo de transición, el flujo libre molecular y el efecto de adsorción para evaluar el comportamiento del flujo de gas en los nanoporos de Lutitas. El resultado muestra que las contribuciones del flujo de Darcy, el flujo de deslizamiento y el flujo de transición en los nanoporos de Lutitas son recíprocos, y están dominados principalmente por el radio y la presión de los poros. El efecto de adsorción influye mucho en el flujo total. El flujo total aumentará a medida que aumente la presión y la temperatura de Langmuir, mientras que disminuirá con la presión del yacimiento y el espesor de adsorción.

2.2 Bases teóricas

2.2.1 Hidrocarburos

Los fluidos contenidos en las rocas son una serie de compuestos orgánicos que consisten exclusivamente de Carbono (C) e Hidrógeno (H), denominados hidrocarburos que tienen la habilidad de formar largas y continuas cadenas que originan diferentes compuestos. Éstos, a menudo difíciles de separar, constituyen lo que se conoce como petróleo crudo, a partir del cual se obtienen diversos productos, como: gases licuados del petróleo, gasolinas, kerosene, combustibles residuales, aceites lubricantes, parafinas y otros. Existen también otros elementos que, por estar presentes en muy pequeñas cantidades, pueden ser ignorados, pero algunos de ellos como el azufre (S) tienen un efecto dañino en la calidad de los productos (Paris de F, 2009).

2.2.1.1 Sistema petrolero

Magoon citado por (Salazar & Fernandez, 2019) argumenta que para entender a fondo lo que significa este concepto, se define lo siguiente: petróleo, es un término utilizado para describir altas concentraciones de condensados, de crudos, de bitumen y también de gas térmico y biológico. Y sistema, es un término que describe los elementos y procesos que deben existir para la acumulación de hidrocarburos. De esta forma el mismo autor indica que, los elementos esenciales que deben existir en un sistema petrolero se pueden ver en la figura 1.

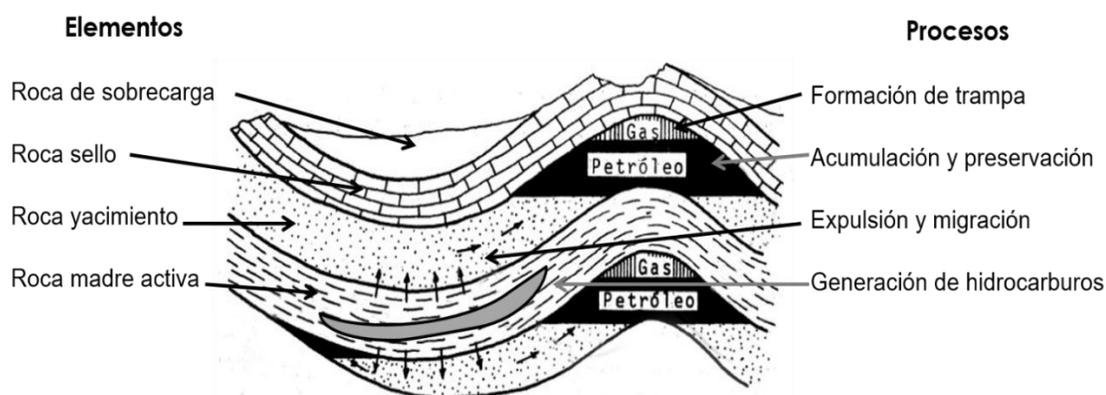


Figura 1. Sistema petrolero. Elaboración propia. Nota: para un Shale como yacimiento (sistema petrolero no convencional), los elementos de roca madre, roca yacimiento y roca sello coinciden en la misma roca.

Este estudio está basado en las acumulaciones de tipo lutitas, y la función de esta litología en un sistema petrolero incluye la roca fuente siendo una de las rocas generados de hidrocarburos más abundantes a nivel mundial y para el caso de un yacimiento no convencional, a su vez es la roca almacén. Mientras que, en un yacimiento convencional, además de ser la roca madre también es una potencial roca sello muy buena por su baja permeabilidad y porosidad. Sin embargo, no debe ser sorprendente encontrar grandes cantidades de hidrocarburos en las lutitas generadoras, (KAPPA, 2020), ya que contiene materia orgánica que fue sujeta a altas presiones y temperaturas dando origen a la materia precursora de los hidrocarburos, el querógeno, Magoon citado por (Salazar & Fernandez, 2019).

Se infiere que estos hidrocarburos que quedan atrapados después que ocurren los procesos de migración primaria y secundaria (elementos indispensables para un sistema petrolero de un yacimiento convencional) permanecen en las lutitas (roca generadora), ya que la cantidad de bitumen (producto generado de la transformación del querógeno) no sigue saturando a la roca fuente (lutitas) y no se pueden generar suficientes fracturas como para formar una fase continua de ese bitumen para la migración y expulsión eficiente basándonos en el modelo de generación y expulsión del bitumen en rocas fuentes modificado de Durand, 1987 citado por (Lopez, 1997). De este mismo autor se extrae que en uno de los estados de este modelo, posiblemente ocurre que la poca cantidad de bitumen generado podría ser retenido dentro del querógeno o adsorbido por las fases minerales de la roca fuente (lutitas), por lo que la expulsión no sería efectiva permitiéndonos dar una primera idea de conexión con los fenómenos de transporte.

Tissot & Welte, (1978) indica que entre los posibles modos de como ocurre la migración primaria en una roca fuente, se encuentran el flujo masivo (gradiente de presión) o por difusión (gradiente de concentración) pero el transporte de dichos componentes del petróleo en cualquiera de los modos propuestos requiere de algún tipo de energía. Las dos fuerzas impulsoras más comunes presentes en las rocas fuentes que generan un flujo masivo son la presión y la temperatura. Mientras que para la difusión es proporcional a su gradiente de concentración o de regiones de mayor potencial químico a regiones de menor potencial químico. El transporte por difusión también está controlado por el tamaño la molécula cuanto más pequeña es la molécula, más fácil su difusión. Por lo tanto, la importancia del transporte por difusión de compuestos de hidrocarburos en el subsuelo está prácticamente restringida a los hidrocarburos gaseosos y otras especies de bajo peso molecular. En términos generales la difusión sería un proceso que dispersa las acumulaciones de gas en lugar de contribuir a los procesos de acumulación. Por lo tanto, se considera como un proceso inicial para el transporte de hidrocarburos dentro de la propia unidad de roca madre (Tissot & Welte, 1978).

2.2.2 Yacimientos

Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso (Escobar, 2012). Los yacimientos pueden clasificarse de acuerdo al tipo de acumulación y facilidad de extracción de los hidrocarburos, como convencionales y no convencionales ver (Castellanos, 2015).

2.2.2.1 Tipo de yacimientos según la litología

De manera general en esta categoría contamos con yacimientos de areniscas, de calizas, yacimientos naturalmente fracturados y yacimientos de lutitas.

Areniscas: la definición de arenisca se basa es ser una roca sedimentaria de tipo detrítico donde predominan granos del tamaño de la arena (entre 1/16 y 2 mm) (Tarbuck & Lutgens, 2005). Constituye una de las rocas yacimiento por excelencia. Los yacimientos de este tipo de litologías presentan muy buenas porosidades y permeabilidades. Se encuentran en el rango de 30-40% de porosidad (Rivera, 2004). Es de resaltar que existen yacimientos formados por areniscas apretadas donde los rangos de porosidad y permeabilidad pueden esta entre 8-14%, 1-1000 mD respectivamente (ejemplo: La formación San Juan, en el campo Santa Rosa, Venezuela) o incluso en 2-8%, 0.01-0.25 mD (ejemplo: la formación San Antonio del campo Santa Rosa, Venezuela) (Ávila, 2002).

Calizas: las rocas calizas representan alrededor del 10% del volumen total de todas las rocas sedimentarias, la caliza es la roca sedimentaria química más abundante y están mayoritariamente compuestas por carbonato de calcio (CaCO_3) (Tarbuck & Lutgens, 2005). A nivel de yacimientos petrolíferos esta roca representa aproximadamente un 40% de las rocas almacén. Estos yacimientos de manera general poseen una porosidad típica de 20-25% clasificándolos en el rango de porosidad media-alta; mientras que su permeabilidad entre en el rango de 0,1-10 mD identificándolos como yacimientos de baja permeabilidad con mala conectividad (Xiao, y otros, 2020).

Naturalmente fracturados: es un yacimiento que contiene fisuras producidas por los esfuerzos de compresión, estos pueden incluir todos los tipos de litologías, sin embargo, cada yacimiento debe considerarse por separado para sus problemas particulares. Una característica importante de los yacimientos naturalmente fracturados es que no es necesario que estén confinados a las rocas blandas que normalmente se asocian a la explotación petrolífera (Van Golf-Racht, 1982). Entre los yacimientos naturalmente fracturados tenemos yacimientos de carbonato, de limo/arena, de lutitas y de basamento.

Lutitas: la lutita es una roca sedimentaria compuesta por partículas del tamaño de la arcilla y el limo. Las partículas de estas rocas son tan pequeñas que no pueden identificarse con facilidad sin grandes aumentos y, por esta razón, resulta más difícil estudiar y analizar las lutitas que a la mayoría de las otras rocas sedimentarias (Tarbuck & Lutgens, 2005). Sirven como rocas generadoras de hidrocarburos el cual migra hacia los yacimientos permeables y actúan como sellos para el entrapamiento de petróleo y gas en los sedimentos infrayacentes (Baihly, y otros, 2011). Los rangos de porosidad se calcularon entre 3-12%, mientras que la permeabilidad varía en promedio entre 10^{-5} a 10^{-2} mD (Rezaee, 2015).

De acuerdo a lo anteriormente expuesto, la industria ha clasificado también a los yacimientos en: convencionales y no convencionales.

2.2.2.2 Yacimientos convencionales

En la industria petrolera se considera que los yacimientos convencionales son todas aquellas acumulaciones de hidrocarburos que se encuentran en trampas estratigráficas y/o estructurales, los cuales presentan una buena porosidad y de moderadas a buenas permeabilidades, son fáciles de desarrollar y se asocian a reservas limitadas que pueden explotarse económicamente con tecnologías tradicionales, y sin tratamientos mayores de estimulación (U.S. Department of Energy, 2019).

2.2.2.3 Yacimientos no convencionales

Los yacimientos de hidrocarburos no convencionales son yacimientos de gas natural y petróleo de muy baja permeabilidad o formaciones sedimentarias que contienen hidrocarburos líquidos de muy alta viscosidad, lo que dificulta su fluencia hacia los pozos.

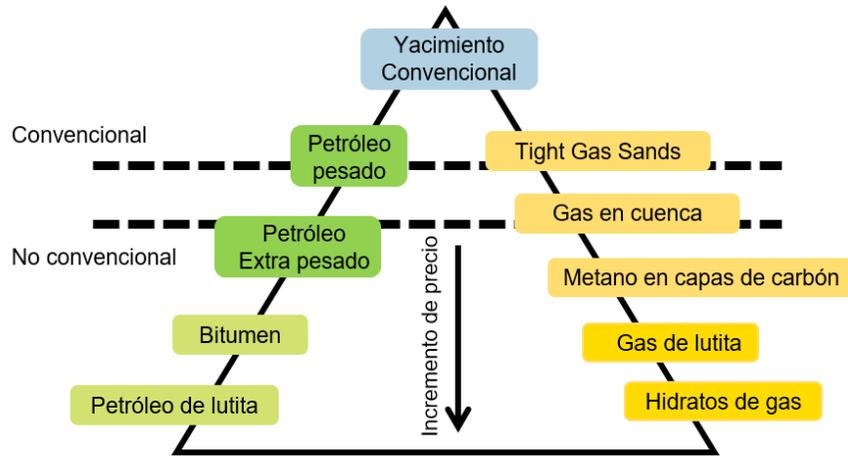
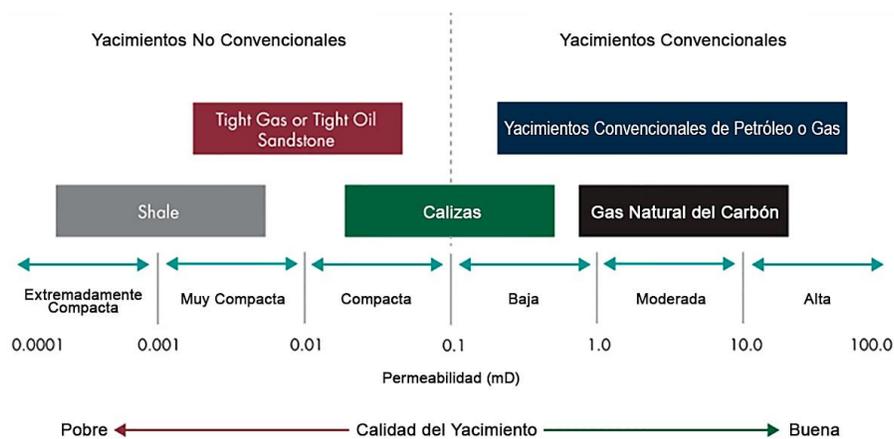


Figura 2. Triángulo de recursos. Holdtich modificado por Chan (2011).

En la figura 2 se muestra el triángulo de los recursos que fue publicado por Masters y Gray en 1979, este representa un ordenamiento jerárquico de los recursos en función del precio y la tecnología. Para el caso del petróleo y gas, los yacimientos de alta permeabilidad (ubicados en la punta del triángulo), son de volúmenes pequeños y fáciles de desarrollar una vez que han sido descubiertos. Para el caso de los yacimientos de lutitas petrolíferas (en la base del triángulo), los volúmenes de hidrocarburos in-situ son enormes y cuentan con permeabilidades extremadamente bajas; siendo difícil el desarrollo de la tecnología para explotarlos económicamente (Carrillo Barandiarán, L. 2011) citado por (Gutiérrez, 2015).

Englobando estas dos clasificaciones antes mencionadas, la Sociedad Canadiense de Recursos No Convencionales, realiza una clasificación de los yacimientos convencionales y no convencionales (figura 3) con base a su permeabilidad, distinguiendo así la calidad del yacimiento, y a su vez asociándolo a un tipo de litología.



*El gas natural del carbón se clasifica como un YNC debido al tipo de almacenamiento donde se encuentra el gas, pero posee permeabilidades asociadas a YC.

Figura 3. Calidad de los yacimientos. Editado de (Canadian Society for Unconventional Resources, CSUR).

Mientras que la Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos del Petróleo (2013), divide los yacimientos no convencionales en gas metano de carbón (coalbed methane o CBM), hidratos de gas (gas hydrates), gas de arenas compactas (tight gas) y gas o petróleo de lutitas (Shale Gas-Shale oil) (figura 4).

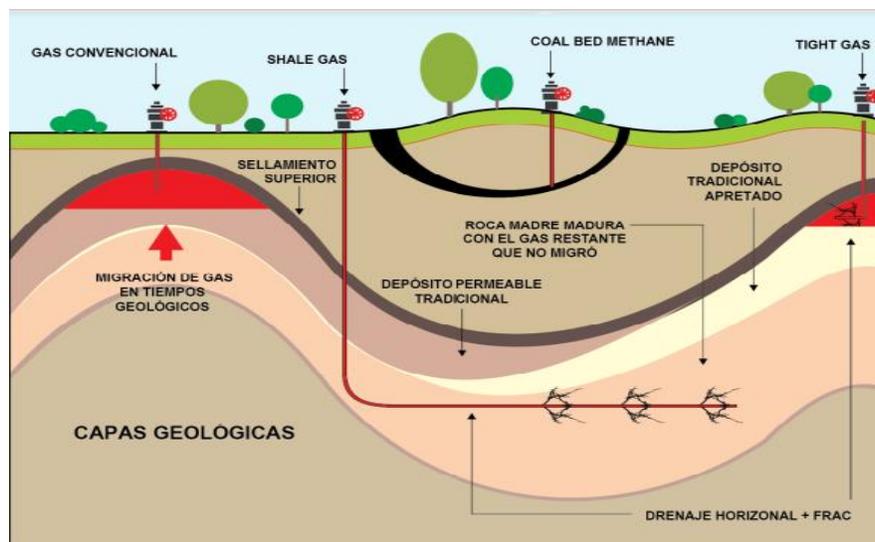


Figura 4. Sección geológica esquemática que ilustra los principios geológicos fundamentales asociados con los yacimientos convencionales y no convencionales (Computer modelling group Ltd, 2020).

A continuación, algunos conceptos referentes a propiedades tanto de fluidos como de roca y su interacción en yacimientos, tomando como punto de partida comenzar estas referencias en yacimientos convencionales para luego describirlos en yacimientos no convencionales tipo Shale y cómo estas analogías se adecuan a su estudio.

2.2.2.4 Propiedades de la roca

En esta sección se harán referencia a las propiedades de la roca que describen en yacimientos convencionales, para facilitar la comprensión de este trabajo se han definido los siguientes conceptos:

2.2.2.4.1 Porosidad (\emptyset)

La porosidad representa el porcentaje total de los espacios vacíos de la roca, que puede ser ocupado por líquidos o gases. Dicha propiedad determina la capacidad de acumulación o de depósito de la arena (Rivera, 2004). Está definida como la relación del volumen poroso y el volumen total del medio (ecuación 1) y se puede usar para clasificar la calidad del yacimiento (tabla 1).

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \quad (1)$$

Donde:

\emptyset : Porosidad.

V_t : Volumen total de la roca.

V_p : Volumen poroso.

Tabla 1

Calidad de la porosidad

| Calidad | Porosidad (%) |
|----------------|----------------------|
| Muy buena | >20 |
| Buena | 15-20 |
| Moderada | 10-15 |
| Pobre | 5-10 |
| Muy pobre | <5 |

Nota: Adaptado de Paris de F (2009).

Tipos de porosidad: La porosidad se clasifica según (Paris de F, 2009) como porosidad efectiva, porosidad no efectiva y porosidad total, como se muestra en la figura 5.

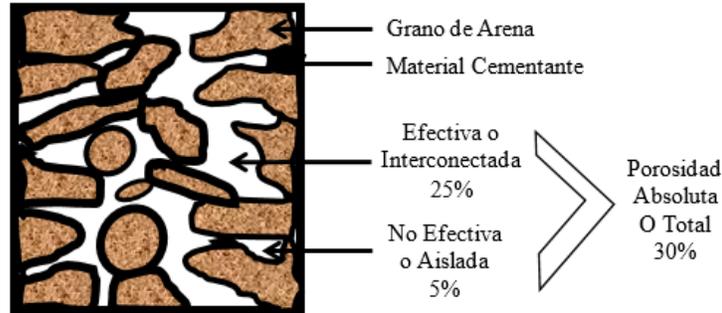


Figura 5. Porosidad efectiva, no efectiva y porosidad total. Adaptado de Paris de F (2009).

2.2.2.4.2 Permeabilidad (K)

La permeabilidad es la propiedad que posee la roca para permitir que los fluidos se puedan mover a través de la red de poros interconectados (Rivera, 2004). La permeabilidad en Darcys se calcula con la ecuación 2 y se puede representar con la figura 6:

$$K = \frac{Q * \mu * L}{A \Delta P} \quad (2)$$

Donde:

K : Permeabilidad.

μ : Viscosidad en la dirección de recorrido del fluido [cP].

L : Distancia que recorre el fluido [cm].

A : Sección transversal [cm²].

ΔP : Diferencia de presión ($P_2 - P_1$) [atm].

Q : Tasa de producción [cm³/s].

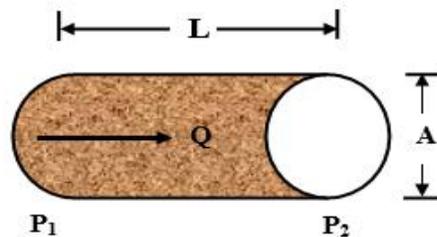


Figura 6. Representación de la Ley de Darcy en un núcleo de roca. Adaptado de Rivera (2004).

2.2.3 Flujo de fluidos

El estudio de flujo de fluidos en los yacimientos es probablemente una de las áreas de la ingeniería de yacimientos que más requiere del conocimiento de las matemáticas. Las fórmulas matemáticas de estas relaciones están basadas en dos conceptos fundamentales: la ley de Darcy y el balance de materiales, y sus variaciones dependen de las características del yacimiento entre las cuales deben considerarse las siguientes (Paris de F, 2009): tipo de fluido, régimen de flujo, geometría de flujo y número de fluidos fluyendo simultáneamente.

2.2.3.1 Tipo de fluido

En general, los fluidos se clasifican en tres grupos que son los fluidos incompresibles, fluidos ligeramente compresibles y fluidos no compresibles (Paris de F, 2009).

Fluidos incompresibles: un fluido incompresible es aquel cuyo volumen (o densidad) no cambia con la presión.

Fluido ligeramente compresible: es aquel cuyo cambio de volumen debido a la presión o densidad es bastante reducido (los sistemas petróleo y agua entran en esta categoría).

Fluidos compresibles: fluidos que experimentan un gran cambio de volumen debido a la presión. Todos los gases se consideran compresibles, incluyendo lo de los YNC tipo Shale Gas.

2.2.3.2 Régimen de flujo

La relación que plantea el autor (Naranjo, 2009) indica que para analizar el comportamiento de la presión con el tiempo y la distancia para los periodos transiente y estable o pseudoestable se requiere conocer el tipo de flujo que se está presentando y/o las condiciones de frontera. Este autor indica que en cuando al tipo o régimen de flujo que puede tenerse en un yacimiento, se habla de flujo continuo o estable, pseudoestable y de inestable (figura 7). A continuación, se definen como:

Flujo estable: también llamado continuo, se da cuando la tasa de flujo y la presión no varía con el tiempo en cualquier punto del yacimiento; esta situación sólo podrá presentarse en un período pseudoestable, cuando el yacimiento esté alimentado en su límite exterior por una fuente que aporte energía, como es el caso de un acuífero lateral, el cual repone los fluidos que salen del mismo. Este flujo es representado por la ecuación 3:

$$\left(\frac{\delta P}{\delta t}\right)_r = 0 \quad (3)$$

Flujo semiestable: también llamado semiestacionario, durante este régimen de flujo, la caída de presión es constante en el tiempo para una tasa de producción constante. Caracteriza la respuesta de un sistema cerrado. Este flujo es representado por la ecuación 4:

$$\left(\frac{\delta P}{\delta t}\right)_r = \text{constante} \quad (4)$$

Flujo transiente: también llamado transitorio, se da cuando la tasa de flujo en cualquier punto del yacimiento, incluyendo el pozo, varía con el tiempo y la presión en él se mantiene constante, aunque luego cambié en cualquier otro punto del yacimiento, esta situación suele presentarse antes del período estable o pseudoestable. Es representado por la ecuación 5:

$$\left(\frac{\delta P}{\delta t}\right)_r = f(r, t) \quad (5)$$

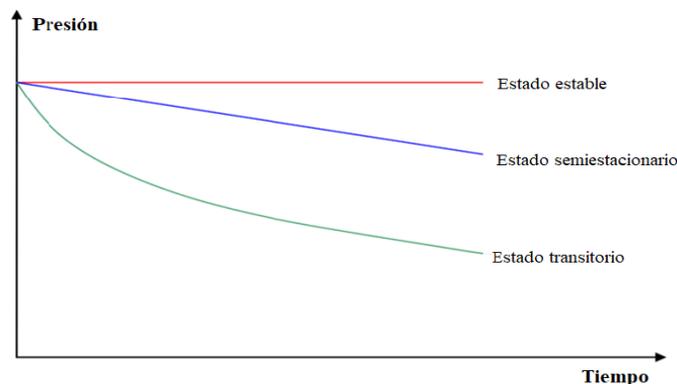


Figura 7. Regímenes de flujo. (Paris de F, 2009).

2.2.3.3 Periodos de flujo

Cuando se inicia una perturbación de presión en un yacimiento hay una traslación de dicho fenómeno a través de éste. Así, el comportamiento de la presión en un punto y en un momento dado dentro del yacimiento dependerá, entre otras cosas, de si la perturbación de presión lo ha recorrido todo o solo parte del mismo. Estos períodos están conformados por los regímenes de flujo presentados anteriormente, mientras dicha perturbación no llegue al límite exterior se dice que está en su *período transiente*; cuando la perturbación ha llegado a algún punto del límite exterior del yacimiento, pero no a todo, se inicia el período *post transiente*; por último, cuando se tienen todos los puntos del yacimiento afectados por la perturbación, incluyendo los puntos del límite exterior, se inicia el período *estable o pseudoestable*: esto depende de la condición del límite existente en el exterior del yacimiento (Naranjo, 2009).

2.2.3.4 Geometría de flujo

Las geometrías de flujo poseen gran influencia en las variaciones de presión en diversos puntos del yacimiento. Aunque las trayectorias reales del flujo dentro de un medio poroso son irregulares, se pueden representar a través de trayectorias generales o promedio, mediante el uso de líneas rectas o curvas con una tendencia definida (Bermudez, 2012), estos flujos de manera general se representan como flujo lineal, el flujo radial y el flujo esférico, representados en la figura 8.

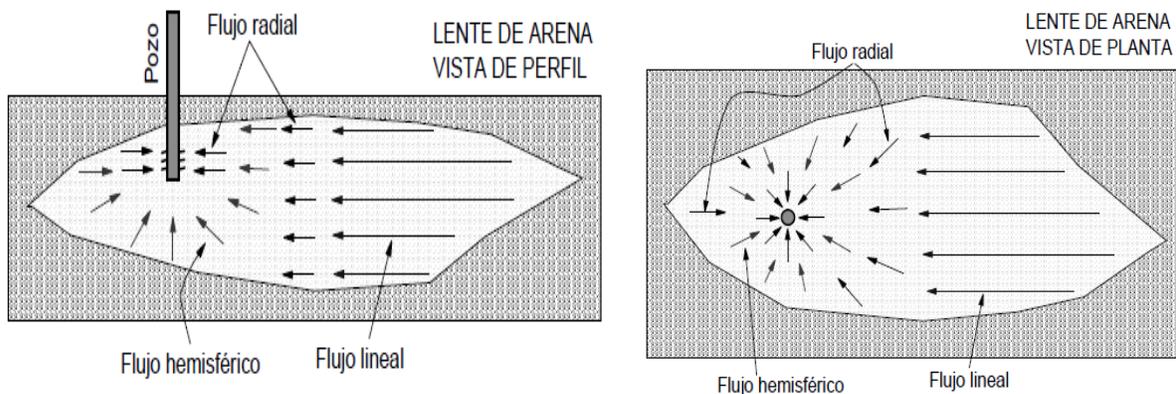


Figura 8. Principales geometrías de flujo encontradas en yacimiento de hidrocarburos (Escobar, 2012).

Ahora bien, todas estas relaciones entre la roca y los fluidos, han sido enmarcadas dentro de la dinámica que ocurre en el medio poroso, siendo las más representativas, la Ley de Darcy,

2.2.3.5 Ley de Darcy

La ecuación que determina la permeabilidad se conoce como ley de Darcy y es la ley fundamental que rige el flujo de fluidos en el medio poroso. Fue definida a mediados del siglo XIX por Henry Darcy. Según (Ahmed & McKinney, 2005) dicha ley establece que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es directamente proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido. Para un sistema lineal horizontal esta relación es:

$$v = \frac{q}{A} = \frac{k * dp}{\mu * dx} \quad (6)$$

Donde:

v : Velocidad aparente en [cm/s].

A : Área transversal de la roca [cm²].

q : Tasa volumétrica [cm³/s].

k : Permeabilidad de la roca [Darcy].

μ : Viscosidad del fluido [centipoise].

$\frac{dp}{dx}$: Diferencial de presión [atm/cm].

Las siguientes condiciones deben cumplirse durante la determinación de la permeabilidad:

- ✓ Medio poroso homogéneo.
- ✓ No existe interacción entre el fluido y la roca.
- ✓ Medio poroso saturado 100% con una fase.
- ✓ Fluido Newtoniano.
- ✓ Fluido incompresible, laminar y continuo.
- ✓ Temperatura constante.

Los conceptos de pruebas de presión y sus características se traen a referencia debido a que son la base para estudios en yacimientos convencionales. Sin embargo, se pretende realizar más adelante una analogía a grosso modo entre similitudes y diferencias con su aplicación en yacimientos no convencionales.

2.2.3.6 Pruebas de presión

Ahora bien, una prueba de presión consiste en bajar un sensor en el fondo del pozo, el cual registra el comportamiento de las presiones durante cambios de producción o inyección controlados. Se basa en la adquisición de datos de presión, producción y muestra del fluido a condiciones de pozo (aperturas y cierres) controladas. Debido a que el comportamiento del perfil de presiones en el yacimiento está directamente relacionado con sus propiedades, es posible estimar ciertas propiedades tales como presión inicial y/o actual del yacimiento, la capacidad de flujo, permeabilidad, factor de daño, radio de investigación, interferencia entre pozos, entre otros (Da Prat, 2009) citado por (El Mazry, 2019).

El análisis de pruebas de presión tiene una variedad de aplicaciones durante la vida de un yacimiento. Una vez los datos han sido obtenidos y revisados, el análisis de presiones comprende dos pasos: (1) modelo del yacimiento e identificación de los diferentes regímenes de flujo encontrados durante la prueba, (2) estimación de parámetros (Escobar, 2009).

2.2.3.6.1 Identificación de los regímenes de flujo a través de pruebas de presión

La gráfica de diagnóstico, así como también, su derivativa (derivada del cambio de la presión con respecto al logaritmo del tiempo) en escala log-log, permite identificar el régimen de flujo o regímenes de flujo existentes durante la prueba y, de esta manera, identificar el modelo de yacimiento aplicable para el análisis de los datos (Escobar, 2009).

Entre las pruebas de presión más comunes tenemos:

- Pruebas de declinación de presión (Drawdown).
- Pruebas de Restauración de presión (Buil up).
- Pruebas DST.

- Pruebas Múltiples: pruebas de interferencia y pruebas de pulso.
- Prueba tipo isocronal.

Cuando se analiza una prueba de presión, el paso más importante es el de definir la geometría de flujo que existe en determinado periodo de tiempo, para la posterior aplicación de las ecuaciones o modelo de yacimiento adecuado (Escobar, 2009).

El presente estudio se enfoca principalmente en los yacimientos de Shale Gas y los conceptos tratados anteriormente están orientados a la ingeniería de yacimientos en general. A continuación, procederemos a explicar de manera explícita la relación existente entre estos conceptos y el tipo de yacimiento principal de este trabajo de investigación, el cual es un yacimiento no convencional tipo Shale Gas.

2.2.4 Yacimientos de Shale Gas

Pelegry & Diez (2016), argumentan que el término Shale Gas (también llamado gas de pizarra o gas de lutitas), hace referencia al gas natural que se origina en rocas sedimentarias de grano fino y que está atrapado en las mismas debido a su muy baja permeabilidad (figura 9).



Figura 9. Shale (lutita). United States Geological Survey (2005).

Se pueden encontrar acumulaciones de Shale Gas en numerosas formaciones, desde el Cámbrico al Cenozoico, que han dado origen a yacimientos cuyas propiedades son distintas en función de la evolución geológica.

En los yacimientos de recursos convencionales, puede haber lutitas tanto por encima como por debajo de la roca almacén y pueden ser la fuente de los hidrocarburos que han migrado en sentido ascendente o lateral, hasta introducirse dentro de la misma. Los yacimientos de Shale Gas difieren de los convencionales por el hecho de que la formación rocosa que los contiene es tanto fuente del gas como yacimiento. La bajísima permeabilidad de la roca permite que el gas quede atrapado en ella, impidiendo su migración.

Si se comparan con la mayoría de yacimientos convencionales, como los de areniscas, calizas o dolomías, las lutitas que contienen gas, presentan una permeabilidad extremadamente baja. La permeabilidad efectiva de la formación normalmente está muy por debajo de 0,01 miliDarcy (mD) (0,001-0,1 mD en el tight gas), existen excepciones cuando la roca se fractura de forma natural, como en el caso del yacimiento de Antrim, en la cuenca de Michigan, en los Estados Unidos.

2.2.4.1 YNC tipo Shale Gas a nivel mundial

A nivel mundial, los yacimientos no convencionales de Shale produjeron un cambio suficientemente notorio en la producción de hidrocarburo. En la figura 10, se puede observar la ubicación de los yacimientos de Shale oil y Shale Gas en el mundo.

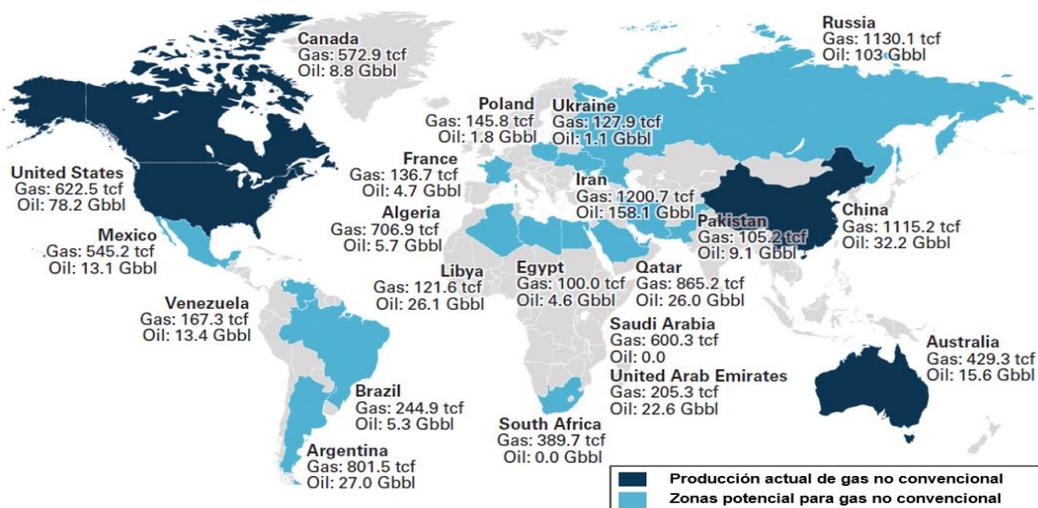


Figura 10. Ubicación de yacimientos de petróleo y gas no convencionales en todo el mundo y estimaciones de reservas técnicamente recuperables. EIA, 2013.

En la figura 11, se visualiza el top 10 de los países a nivel mundial con recursos técnicamente recuperables TRR por sus siglas en inglés (technically recoverable resources) provenientes de Shale Gas, basados en datos del informe de la administración de información energética (EIA, 2013).

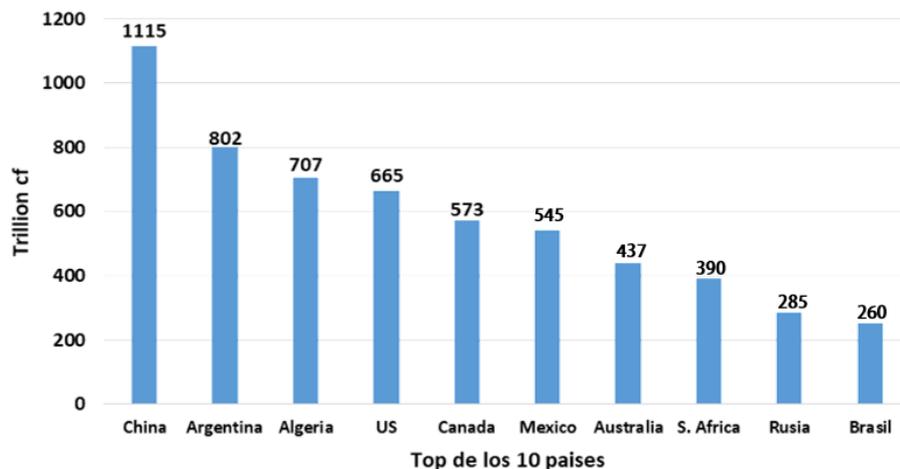


Figura 11. Recursos técnicamente recuperables a nivel mundial de Shale Gas en Tcf. Informe EIA, 2013 citado por (Ahmed & Meehan, 2016).

2.2.4.2 Propiedades en los yacimientos tipo Shale Gas

Según (Baihly, y otros, 2011), para identificar las lutitas que tienen potencial de producción, los geólogos buscan propiedades geoquímicas específicas, que generalmente se obtienen de datos de núcleos. Algunas de las propiedades se pueden medir con sensores de fondo de pozo; sin embargo, los petrofísicos perfeccionan y caracterizan las mediciones de fondo de pozo calibrando los datos de registros con los datos de núcleos. Las propiedades geoquímicas necesarias para caracterizar adecuadamente los recursos en lutitas incluyen:

- ✓ Carbono orgánico total (COT).
- ✓ Volumen y capacidad de gas.
- ✓ Madurez térmica, permeabilidad y mineralogía.

Los resultados indican que la calidad de una roca fuente, además de estar relacionada a sus propiedades geoquímicas como la concentración de carbono orgánico y al grado de madurez

alcanzado por ésta, también depende del proceso de migración y expulsión, el cual está determinado por la cantidad y distribución de la materia orgánica (querógeno y bitumen) y por las características litológicas de la roca (Lopez, 1997).

A continuación, procederemos a realizar una pequeña comparación de algunos yacimientos importantes de Shale Gas en el mundo (tabla 2). Tomando en cuenta que Estados Unidos pertenece a los principales productores de hidrocarburos provenientes de formaciones de Shale Gas, se tendrán en cuenta: Barnett Shale, Eagle Ford y Marcellus que son algunas de las formaciones de Shale más importantes explotadas en Estados Unidos. Por la parte de Latinoamérica se tomará como referencia la formación Vaca Muerta, que es actualmente explotada en Argentina y como potencial muy prometedor a la formación la Luna en Venezuela.

Tabla 2

Comparación geoquímica, petrofísica y de profundidades de algunos yacimientos de shale gas a nivel mundial.

| | Barnett Shale | Eagle Ford | Marcellus Shale | Vaca muerta | La Luna |
|------------------------------------|--|--|--------------------------|--|----------------|
| Área [km²] | 72.500 | 51.200 | 114.000 | 120.000 | - |
| COT (%) | 2-6 | 2-12 | 2-6 | 3-8 | 2-10.8 |
| Materia Orgánica | Tipo II- Tipo III | Tipo I -Tipo II | Tipo II-Tipo III | Tipo II-S | Tipo II |
| Madurez (%) | 0.7- 1.7 | 0.45-1.4 | 1.3-2.4 | 0.7-1.1 | 1.2 |
| Porosidad (%) | 3-6 | 6-12 | 6-10 | 4-12 | 3 |
| Permeabilidad [mD] | 0.02-0.1 7x10 ⁻⁵ -5x10 ⁻⁴ | 1x10 ⁻⁵ -1x10 ⁻³ | 2x10 ⁻⁴ -0.77 | 1x10 ⁻⁷ -1x10 ⁻² | - |
| Rango de profundidades [ff] | 4000-8500 | 2.500-14.000 | 2000-10.000 | 6.500-13.100 | 7.566-9576 |

Nota: basado en (Gong, Tian, McVay, Ayers, & Lee, 2013), (Bruner & Smosna, 2011), (Benavides & Martín, 2018), (Ahmed & Meehan, 2016), (Stinco & Barredo, 2014), (Salazar & Fernandez, 2019), (Pacheco, Cardona, & Cortes, 2015), (Gutiérrez, 2015), (Pacheco, Cardona, & Cortes, 2015).

Ahora procederemos a explicar las distintas propiedades geoquímicas usadas para caracterizar los recursos en lutitas.

2.2.4.2.1 Carbono orgánico total (COT)

Es la concentración de material orgánico en una roca generadora representado por peso en porcentaje (wt%) de carbono orgánico (Sieben, 2018) también conocido como COT. Una lutita orgánica, por definición, tiene que tener carbono orgánico, el cual determina el potencial de recursos de una lutita. Las rocas con mayores valores del COT son más ricas en materia orgánica. Los objetivos de exploración tienen valores del COT en el rango general de 2% a 10%. Las rocas con valores del COT superiores a 10% generalmente son demasiado inmaduras para el desarrollo (Baihly, y otros, 2011).

Tanto la porosidad como el contenido de gas están directamente relacionados con el contenido orgánico. Aunque en algunas formaciones la porosidad en la matriz mineral puede ser significativa, la mayor parte se encuentra en la materia orgánica (Hernández, Blasingame, & Villagran, 2014). En la tabla 3, se muestra una clasificación en base al COT según (Baihly, y otros, 2011).

Tabla 3

Relación entre el carbono orgánico total y el potencial de los recursos

| Carbono orgánico total, % en peso | Potencial de los recursos |
|--|----------------------------------|
| <0.5 | Muy pobre |
| 0.5 a 1 | Pobre |
| 1 a 2 | Mediano |
| 2 a 4 | Bueno |
| 4 a 10 | Muy bueno |
| >10 | Desconocido |

2.2.4.2.2 Volumen y capacidad del gas

El gas se encuentra adsorbido en la superficie del querógeno en la lutita y también distribuido libremente en las porosidades primaria y secundaria. El volumen total de gas en sitio (GIP, gas in

place) es la combinación del gas adsorbido y el gas libre. Dependiendo de la presión inicial del yacimiento, a medida que se produce el gas libre y se reduce la presión en los poros, el gas adsorbido será liberado o desorbido, desde la superficie del querógeno (Baihly, y otros, 2011).

2.2.4.2.3 Madurez térmica

La madurez térmica mide el grado de calentamiento que tiene una roca generadora en el proceso de transformación de la materia orgánica en hidrocarburos (Schlumberger, 2020). Mediante la madurez térmica determinada por la reflectancia de la vitrinita, material de la pared celular y tejidos leñosos de los vegetales preservados en la roca, experimenta alteraciones irreversibles y desarrolla mayor reflectancia. Las mediciones de reflectancia representan el porcentaje de luz reflejada sobre la luz dirigida en petróleo (Sieben, 2018). Los valores de $R_o < 0.6\%$ corresponde a querógeno inmaduro, entre 0.6% y 0.8% indican la presencia predominante de petróleo y entre 0.8% y 1.1% indican gas húmedo, las mediciones mayores que 1.5% son un signo de rocas madres generadoras de gas seco, un indicador positivo de lutitas gasíferas estos rangos (figura 12) (Baihly, y otros, 2011).

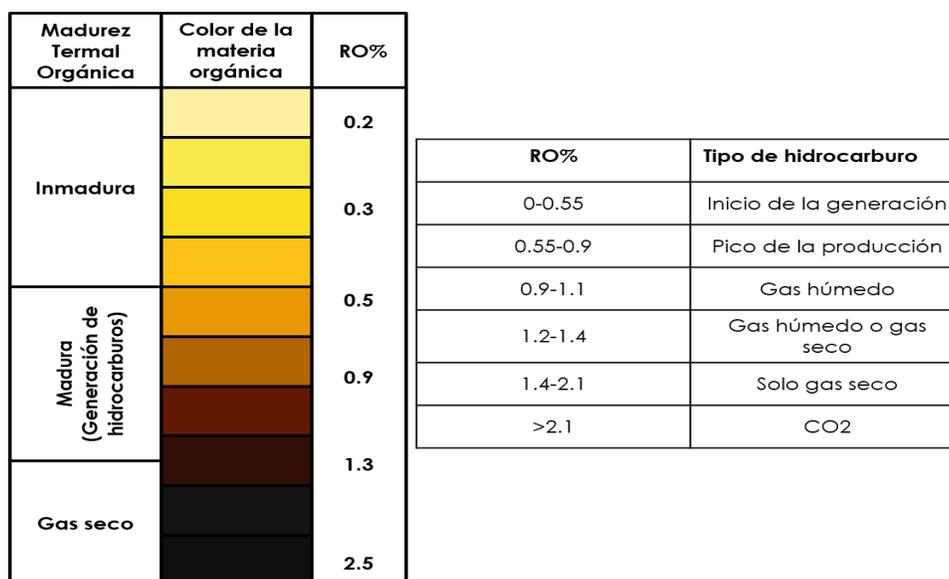


Figura 12. Madurez térmica con base a la reflectancia de la vitrinita (%Ro) (Perez, 2015).

2.2.4.2.4 Permeabilidad

Una de las propiedades más difíciles de cuantificar cuando se caracteriza a las lutitas es la permeabilidad, la cual puede variar de 0,001 a 0,0000001 mD. La permeabilidad es una

función de la porosidad efectiva, la saturación de hidrocarburo y la mineralogía. Los yacimientos convencionales tienen permeabilidades de cientos de milidarcies, varios órdenes de magnitud más que las observadas en las lutitas (Baihly, y otros, 2011).

2.2.4.2.5 Tamaños de poros en Shale Gas

Los poros en estos yacimientos se concentran en un rango nanométrico (tabla 4) y, por lo tanto, limitan el fluido e impiden que el fluido fluya. El fluido confinado se refiere al fluido restringido en nanoporos, donde los poros con tamaños comparativos a la trayectoria libre media de las moléculas del fluido afectan el movimiento térmico libre de las moléculas del mismo. Esto daría como resultado un comportamiento de fase diferente del fluido confinado a la del fluido en poros anchos a nivel macro (Liu & Zhang, 2019).

Tabla 4

Tamaño de poro general en lutitas

| | |
|------------|----------|
| Macroporos | >50 nm. |
| Mesoporos | 2-50 nm. |
| Microporos | <2 nm. |

Nota: Adaptado de Rouquerol (1994). Nota: nanómetro = nm = 10⁻⁹m.

Los poros en los yacimientos convencionales son grandes. Los rangos de interacciones pared-líquido de poro son mucho menores que en los yacimientos de Lutitas. Por lo tanto, se ignoran los efectos de las interacciones entre el líquido y la pared de los poros, y las composiciones minerales de roca apenas afectan el comportamiento de la fase (Liu & Zhang, 2019).

2.2.5 Geometría de flujos y pruebas de presión en yacimientos tipo Shale Gas

Antes de proceder a definir los fenómenos de transporte del flujo de gas, los cuales se estudiarán a niveles más detallados, es momento de hablar en una escala macro del movimiento de los fluidos en cuanto a cambios de presión haciendo un llamado a diferentes conceptos desarrollados con anterioridad, pero aplicados directamente a este estudio.

2.2.5.1 Geometría de flujo

En el momento inicial, la respuesta más común de presión en un yacimiento de Shale Gas asociadas a los tipos de flujo son los siguientes: Almacenamiento de pozo, flujo lineal (fractura de alta conductividad) (figura 13.a), flujo bilineal (fractura de baja conductividad) (figura 13.b), flujo esférico, pozo horizontal (linealidad después del flujo radial temprano).

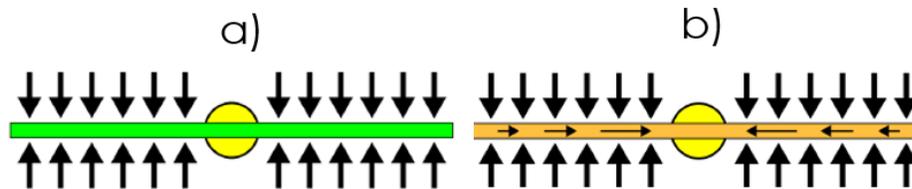


Figura 13. a) Flujo lineal en la fractura. b) Flujo bilineal en la fractura (KAPPA, 2020).

El primer régimen de flujo menudo que es observado disimulado por el almacenamiento del pozo es el flujo pseudo-radial en el plano vertical análogo al flujo radial en un pozo vertical. El segundo tipo de flujo que puede ser observado según las características del yacimiento en el flujo lineal entre los límites superior e inferior del yacimiento. Y nuevamente según las características del yacimiento, el régimen de flujo final es un flujo radial equivalente al de un pozo vertical (figura 14).

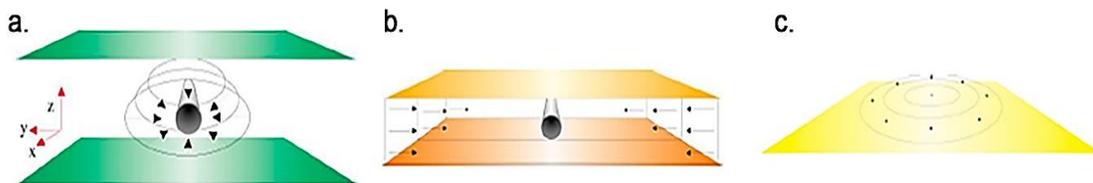


Figura 14. Regímenes de flujo principales: a) pseudo radial, b) flujo lineal y c) radial (KAPPA, 2020).

2.2.5.2 Pruebas de presión en YNC

Se debe considerar que las pruebas de presión realizadas en pozos verticales arrojan resultados muy diferentes a las pruebas realizadas en pozos horizontales, siendo esta última dirección de pozo la típica de los yacimientos no convencionales. Esto se debe a que en las pruebas

realizadas en yacimientos verticales se produce un efecto de promedio enorme y fortuito alrededor del pozo vertical, y la respuesta será cercana a lo que predice la teoría. Mientras que, en los pozos horizontales la realidad es mucho más compleja de lo que se modela, ya que la respuesta es muy sensible a las suposiciones que se hacen, ya sea la homogeneidad de la formación, la parte del pozo horizontal que producirá de manera efectiva (la parte de la sección horizontal que está contribuyendo a la producción), la geometría del pozo y el comportamiento del flujo multifásico en el pozo. Es decir, se deben tomar en cuentas todas estas consideraciones para dar sentido a la mayoría de los conjuntos de datos y lograr resultados de análisis consistentes. Cuando no se pueda, es mejor explicar el por qué y evitar a toda costa inventar todo tipo de esquemas para intentar explicar lo inexplicable (KAPPA, 2020).

2.2.5.3 Regímenes de flujo asociado a YNC

En los YNC una observación notable es la rápida disminución de las tasas de flujo de los pozos durante un corto período de tiempo, pero estabilizándose a una tasa de disminución más suave durante meses y años. Para los pronósticos a largo plazo, los ingenieros utilizan un método de análisis empírico, introducido en la industria por Arps (1944). Curiosamente, este modelo matemático está estrechamente relacionado con el flujo de estado pseudo estacionario en los yacimientos convencionales de alta permeabilidad. Sin embargo, cuando se aplica a yacimientos de lutitas no convencionales, se muestra que comienza con un comportamiento de flujo transitorio durante la producción temprana y luego converge al flujo dominado por límites (BDF por sus siglas en inglés Boundary Dominated Flow). Esto concuerda con los datos obtenidos de entrevistas el cual se cita la realizada por el ingeniero Omar Soto especialista en el área quien indica que, para tener una idea, un flujo transiente en pozos de Shale Gas podría durar entre 10-20 días, flujo lineal a un límite de 90-100 días a partir de allí se produciría un flujo dominado por límites.

El análisis de la curva de declinación de Arps (1945) es uno de los métodos más dominantes para la evaluación de reservas y recursos en yacimientos no convencionales como en los yacimientos de lutitas en la formación Eagle Ford. Debido a la combinación de largos

períodos de flujo transitorio e historiales de producción relativamente cortos, solo una pequeña fracción de los pozos horizontales de lutita de gas y petróleo fracturados hidráulicamente han alcanzado un régimen de flujo dominado por límites para el cual el modelo de disminución de Arps es apropiado y se puede obtener un pronóstico de producción confiable (Gong, Tian, McVay, Ayers, & Lee, 2013).

Ahora bien, para explicar cómo aplican los conceptos de fenómenos de transporte en la dinámica de flujo de fluidos en los yacimientos no convencionales tipo Shale Gas, se exponen primeramente algunos conceptos fundamentales desde la mecánica de fluidos que aplican para entender cómo actúan estos fenómenos en los YNC.

2.2.6 Fenómenos de transporte

Los fenómenos de transporte en mecánica de fluidos tienen lugar en aquellos procesos, conocidos como procesos de transferencia, en los que se establece el movimiento de una propiedad (masa, momento o energía) en una o varias direcciones bajo la acción de una fuerza impulsora. Al movimiento de una propiedad se le llama flujo (Masciarelli, Stancich, & Stoppani, 2012).

El mecanismo de transferencia de masa, depende de la dinámica del sistema en que se lleva a cabo (Masciarelli, Stancich, & Stoppani, 2012). Hay dos modos de transferencia de masa:

Convectiva: la masa puede transferirse debido al movimiento global del fluido. Puede ocurrir que el movimiento se efectúe en régimen laminar o turbulento.

Molecular o difusión ordinaria: la difusión molecular (o transporte molecular) puede definirse como la transferencia (o desplazamiento) de moléculas individuales a través de un fluido por medio de los desplazamientos individuales y desordenados de las moléculas, debido a una diferencia de concentraciones.

Usualmente, ambos mecanismos (convección y difusión) actúan simultáneamente. Sin embargo, uno puede ser cuantitativamente dominante y, por lo tanto, para el análisis de un problema en particular, es necesario considerar solo a dicho mecanismo.

También rigen leyes que permiten estimar estos fenómenos, como los son:

2.2.6.1 Ley de Fick – Difusión

Cuando en un sistema termodinámico multicomponente hay un gradiente de concentraciones, se origina un flujo irreversible de materia, desde las altas concentraciones a las bajas. A este flujo se le llama *difusión*. La difusión tiende a devolver al sistema a su estado de equilibrio, de concentración constante. La ley de Fick dice que el flujo difusivo que atraviesa una superficie (J) es directamente proporcional al gradiente de concentración. El coeficiente de proporcionalidad se llama coeficiente de difusión (D). Para un sistema discontinuo (membrana que separa dos cámaras) esta ley se escribe (Brito, 2001):

$$J = D \cdot \frac{\Delta c}{\delta} \quad (7)$$

Dónde:

J : Flujo difusivo que atraviesa una superficie [$\text{mol cm}^{-2}\text{s}^{-1}$].

D : Coeficiente de difusión [cm^2s^{-1}].

Δc : Diferencia de concentraciones molares.

δ : Espesor de la membrana.

2.2.6.2 Ecuaciones Navier-Stokes

Las ecuaciones de Navier-Stokes son un conjunto de ecuaciones en derivadas parciales no lineales, cuya forma general se enuncia a continuación:

$$\rho \left(\vec{v} \cdot \nabla \vec{v} + \frac{\partial \vec{v}}{\partial t} \right) = -\nabla \vec{p} + \nabla \cdot \overline{\overline{\mathbf{w}}} + \vec{F}_\mu + \vec{F}_e \quad (8)$$

Donde $\overline{\overline{w}}$ representa el tensor de esfuerzos tangenciales a la superficie que tienden a distorsionar su comportamiento, sus componentes se conforman por la suma de dos términos, uno laminar y otro turbulento; y $\overline{F_e}$ son las fuerzas externas al fluido que ocasionan su movimiento.

La solución de este conjunto de ecuaciones permite predecir las velocidades de flujo, por lo que su utilidad en el modelado de fenómenos de la mecánica de fluidos resulta innegable; sin embargo, solucionar estas ecuaciones de analíticamente es imposible, por lo que deben hacerse ciertas consideraciones con base a las condiciones en las que se desarrolle el flujo.

2.2.7 Adsorción

La adsorción es esencialmente un fenómeno de superficie donde las moléculas de un adsorbato o soluto se concentran en una superficie sólida, por la acción de fuerzas intermoleculares de Van der Waalls entre el soluto y el sólido. Debido a estas fuerzas el fenómeno es fácilmente reversible (desorción) (Castellanos, 2015). Algunos conceptos breves para entender mejor este fenómeno son:

- ✓ Adsorción: proceso de unión de una molécula procedente de otra fase sobre la superficie del sólido.
- ✓ Desorción: proceso inverso a la adsorción.
- ✓ Adsorbato: sustancia en estado adsorbido.
- ✓ Adsorbente: material sólido en el cual se produce la adsorción (Aiza & Álvarez, 2019).

2.2.7.1 Tipos de adsorción

Adsorción física: también llamado fisisorción se produce si el adsorbato y la superficie del adsorbente interactúan sólo por medio de fuerzas de Van der Waals. Las moléculas adsorbidas están ligadas débilmente a la superficie y los calores de adsorción son bajos, apenas unos cuantos kJ, comparables al calor de vaporización del adsorbato. El aumento de la temperatura disminuye considerablemente la adsorción (Fernández, 2011).

Adsorción química: denominada también quimisorción, se produce cuando las moléculas adsorbidas reaccionan químicamente con la superficie, en este caso se forman y se rompen enlaces. La adsorción química no va más allá de una monocapa en la superficie. Se caracteriza por la unión química fuerte entre el adsorbato y el adsorbente. Por lo tanto, es más difícil de revertir y requiere más energía para eliminar las moléculas adsorbidas que en la adsorción física (Fernández, 2011).

2.2.8 Mecanismos de almacenamiento de gas en los yacimientos tipo Shale Gas

En los yacimientos convencionales los hidrocarburos se almacenan solo en los espacios porosos, pero existen múltiples mecanismos de almacenamientos activos en los Shale (Swami, Settari, & Javadpour, 2013). En estos tipos de yacimientos el gas se encuentra almacenado principalmente en tres formas: almacenado como gas libre/comprimido en la red de poros y fracturas naturales (si está presente), adsorbido en la superficie de la materia orgánica y posiblemente en minerales de arcilla, y disuelto en hidrocarburo líquido y querógeno (Javadpour & Ettehadtavakkol, 2015).

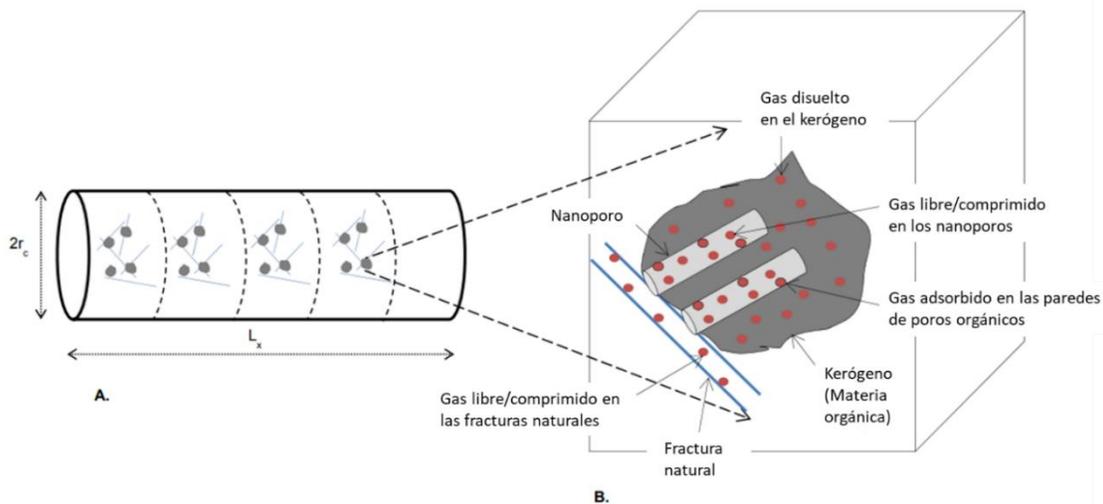


Figura 15. Modelo de almacenamiento de yacimientos no convencionales de gas adaptado de (Swami, Settari, & Javadpour, 2013).

La figura 15.a, muestra un modelo a escala de laboratorio en el que el bloque de matriz tiene una red de fracturas. La figura 15.b, muestra una vista ampliada en la que se pueden ver la

fractura natural, los nanoporos y la masa de querógeno. En esta imagen se puede observar cómo se encuentra almacenado el gas en la lutita.

2.2.8.1 Adsorción en Shale Gas

Castellanos (2015) destacó que en el caso de los yacimientos no convencionales de gas que presentan contenido de materia orgánica, el mecanismo de almacenamiento que la diferencia de un yacimiento típico de gas, donde el gas se encuentra comprimido en los poros y fracturas de la formación, es el fenómeno adicional de adsorción que presentan las moléculas de gas en las paredes orgánicas de la roca y el cual se conoce como adsorción física o fisorción, en la que la especie adsorbida conserva su naturaleza química.

Parte significativa del gas almacenado en las lutitas orgánicamente ricas se encuentra adsorbido en el querógeno y en las arcillas debido a que la alta presión y la gran superficie específica de los nanoporos proveen excelentes condiciones para la adsorción. La otra parte consiste en gas que se encuentra alojado en el espacio poral de la roca. El gas adsorbido provee una importante contribución a la cantidad de gas almacenado en los yacimientos tipo oil & Gas Shales. Además, es responsable del sostenimiento de la producción de gas pasado varios años aportando los caudales de producción cuasi constantes o de muy bajas declinaciones a tiempos de producción elevados (Ruiz Maraggi, 2016).

El modelo más comúnmente utilizado en la industria petrolera para describir el fenómeno de adsorción de los gases en sólidos es el desarrollado por Langmuir, el cual considera que una molécula de gas que es adsorbida en un solo lugar no afecta a las moléculas vecinas, además de que estas no distinguen los sitios para la adsorción.

2.2.8.2 Isotherma de Langmuir

Las isothermas de adsorción se desarrollan para modelar el comportamiento del gas adsorbido a temperatura constante como función de la presión o concentración de gas, con la finalidad de

generar una tendencia e interpolar o extrapolarla a condiciones en cuales no es posibles realizar las mediciones técnicas o económicas (Aiza & Álvarez, 2019).

La isoterma de Langmuir describe la máxima cantidad de gas adsorbido que un yacimiento no convencional puede contener bajo ciertas condiciones de contenido de materia orgánica, presión y temperatura (Castellanos, 2015). El modelo de Langmuir (figura 16) es el modelo comúnmente más usado para la cuantificación de la descripción de adsorción/desorción de gas (Aiza & Álvarez, 2019). La expresión que representa este modelo es:

$$V_a = \frac{V_L P}{P_L + P} \quad (9)$$

Dónde:

V_a : Es el volumen de gas que puede ser adsorbido por unidad de masa de roca [scf/ton].

V_L : Es el volumen Langmuir, el máximo volumen de gas que puede ser adsorbido [scf].

P_L : Es la presión Langmuir, presión cuando V_L se reduce a la mitad [psia].

P : Es la presión del yacimiento [psia].

La derivación de la expresión (9) considera tres hipótesis fundamentales:

- Las moléculas adsorbidas y desorbidas de la superficie del sólido se encuentran en equilibrio.
- La fase adsorbida es tratada como una mono capa de moléculas.
- Las moléculas adsorbidas obedecen a la ley de Fick.

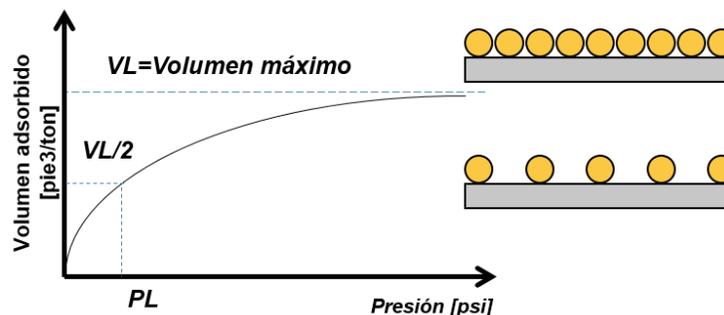


Figura 16. Isotherma de Langmuir, adaptado de (Aiza & Álvarez, 2019).

Existen otros tipos de isoterma, como por ejemplo la isoterma BET, que, a diferencia de la isoterma de Langmuir, esta propone más de una capa de moléculas adsorbida en la superficie (figura 17) (Aiza & Álvarez, 2019).

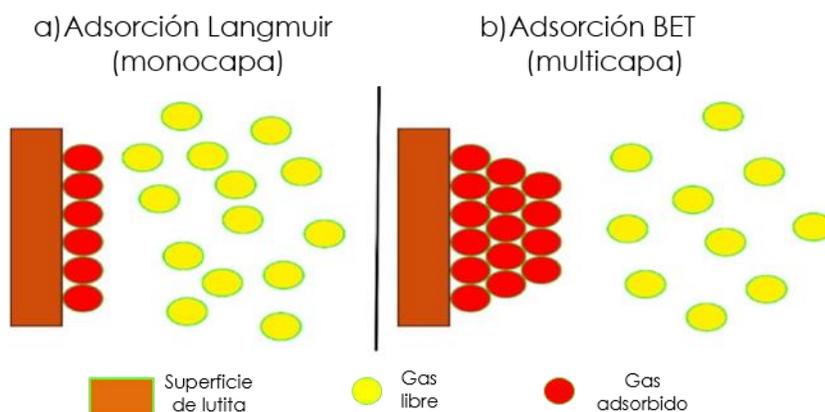


Figura 17. Esquema de los modelos de adsorción de Langmuir (monocapa) y BET (multicapa) (Amin, Mohammad, Ehsan, Liu, & Mehdi, 2020).

2.2.9 Fenómenos de transporte en yacimientos no convencionales tipo Shale Gas

El flujo de fluido a través de los nanoporos del Shale Gas es diferente al flujo en los yacimientos convencionales. La presencia de gargantas de poros ultra-apretados y gas adsorbido y disuelto en la materia orgánica hace que este tipo de rocas plantea desafíos para modelar los mecanismos de transporte del gas (Amin, Mohammad, Ehsan, Liu, & Mehdi, 2020).

La industria del petróleo tiene una amplia experiencia en la caracterización de poros y modelado del flujo de fluidos en las redes de poros de los yacimientos que contienen hidrocarburos. Sin embargo, para los poros a nanoescala en sistemas de lutitas, los métodos de caracterización necesitan modificaciones. Y en muchos casos, métodos de caracterización completamente nuevos (Javadpour & Ettehadavakkol, 2015).

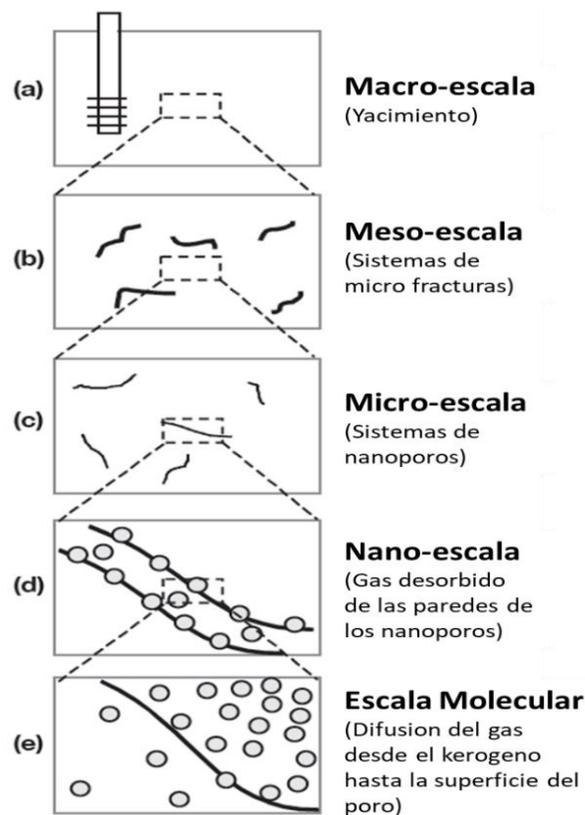


Figura 18. Evolución y producción del gas en Shale Gas (Javadpour, Fisher, & M, 2007).

La figura 18 (a-e) ilustra la secuencia de producción de gas a diferentes escalas de longitud. La producción de un nuevo pozo perforado (a) pasa por los poros grandes (b) y luego por los poros más pequeños (c). Durante el agotamiento del yacimiento, el equilibrio termodinámico entre querógeno/arcillas y la fase gaseosa en los espacios porosos cambia. Por lo tanto, el gas se desorbe de la superficie del querógeno/arcillas (d). Este proceso de desequilibrio hace que las moléculas de gas se difundan desde la mayor parte del querógeno a la superficie del querógeno expuesto a la red de poros (e).

Los mecanismos o fenómenos de trasportes del gas desde que fluye a partir de la matriz hasta las fracturas naturales e inducidas y desde allí hasta llegar al pozo se pueden ver resumidos en la figura 19.

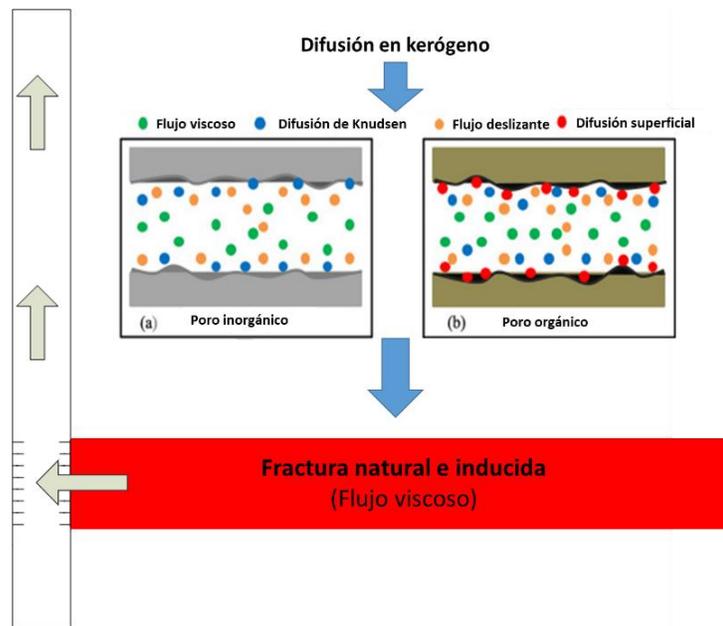


Figura 19. Diagrama del mecanismo de transporte del gas en Shale Gas (Peng, y otros, 2020) y (Guo, Wei, & Liu, 2015).

Como se muestra en la figura 19, los mecanismos de transporte de gas en el Shale son: la difusión en el querógeno (materia orgánica) y se explica de la siguiente manera: en el nanoporo inorgánico, se incorporan un flujo tipo flujo viscoso, flujo de deslizamiento y difusión de Knudsen. En el nanoporo orgánico, la difusión superficial no se puede descuidar, excepto por los tres mecanismos de transporte anteriores y en las fracturas naturales e inducidas ocurre solo ocurre flujo viscoso. La difusión en el querógeno es provocada por un gradiente de concentración entre la mayor parte del querógeno y la superficie del querógeno expuesto a la red de poros orgánicos, el flujo viscoso es inducido por colisiones intermoleculares, el flujo de deslizamiento y la difusión de Knudsen son el resultado de colisiones significativas entre las moléculas de gas y la pared del nanoporo. La difusión superficial es causada por un gradiente de concentración entre la región de volumen y la capa de adsorción debido a una gran cantidad de moléculas de gas adsorbidas en la superficie de los poros orgánicos (Peng, y otros, 2020) y (Javadpour, Fisher, & M, 2007).

2.2.9.1 Flujo por Difusión

La difusión es el fenómeno por el cual las moléculas en estado líquido o gaseoso tienden a distribuirse uniformemente en todas las partes del espacio disponible como consecuencia de un gradiente de concentración. También se establece como la capacidad de las moléculas gaseosas para pasar a través de aberturas pequeñas, tales como paredes porosas (Geankoplis, 1998). La difusión de gas es uno de los principales fenómenos que controlan el flujo en la producción de gas de los yacimientos de gas de lutitas. Para los yacimientos tipo Shale se suele hablar de difusión de Knudsen cuando el flujo es gobernado por la interacción entre las moléculas del gas y la pared del poro (nanoporos) y esto ocurre cuando la trayectoria media libre de las partículas del gas son mayores al tamaño de poro donde circulan (Shen, Li, Xu, Sun, & Huang, 2017).

Otro tipo de difusión que ocurren en los yacimientos tipo Shale Gas es la difusión superficial, la cual también ocurre por diferencia de concentración (figura 20), esta vez al comenzar la producción, las partículas adsorbidas en la pared del poro comienzan a desorberse dejando espacios vacíos en la superficie (cambiando la concentración), esto crea una atracción proveniente de las vacantes de adsorción generadas por la desorción en la región de baja presión. Por lo tanto, las moléculas de gas adsorbidas se difunden a lo largo de la pared de los poros desde la región de alta presión a la región de baja presión (Liehui, y otros, 2020).

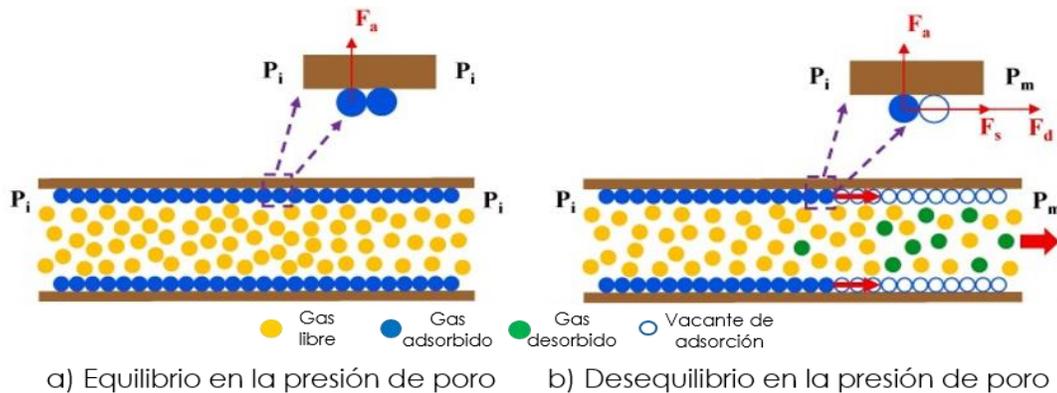


Figura 20. Diagrama del mecanismo de difusión superficial (Liehui, y otros, 2020).

Por último, también se tiene que el proceso de control de transporte de masa del gas disuelto en el querógeno es la difusión molecular. Dependiendo de la geoquímica de los materiales orgánicos (madurez térmica, fuente orgánica, etc.), se podría esperar una solubilidad de gas diferente. Una vez que la producción comienza desde un yacimiento, el gas comprimido en los espacios porosos intersticiales se expande primero; luego, el gas adsorbido en las superficies de los poros en el querógeno se desorbe a la red de poros. En esta etapa, la concentración de moléculas de gas en la superficie interna de los poros disminuye y crea un gradiente de concentración en la mayor parte del querógeno, lo que desencadena la difusión del gas (Javadpour & Ettehadtavakkol, 2015).

Ahora se puede entonces hacerse esta pregunta: ¿cómo es el flujo de gas en esta escala de nanoporos en los yacimientos no convencionales tipo Shale?

2.2.9.2 Flujo del gas en nanoporos

En los nanoporos la interacción entre las moléculas del gas y la pared del poro gobiernan el flujo, en determinadas condiciones de presión y temperatura, la distancia entre las moléculas de gas (trayectoria libre media) supera el tamaño de los poros. En tales condiciones, las moléculas de gas pueden moverse individualmente a través de los poros y el concepto de flujo continuo no puede ser aplicable. El número de Knudsen (K_n) es la relación entre el camino libre medio (λ) y el diámetro de los poros (d) y se puede utilizar para identificar diferentes regímenes de flujo y la representa la ecuación 10 (Javadpour & Ettehadtavakkol, 2015).

$$K_n = \frac{\lambda}{d} \quad (10)$$

Donde:

K_n : Número de Knudsen [adimensional].

λ : Camino libre medio de las moléculas del fluido [m].

d : Diámetro de poro [m].

El camino libre medio se define como la distancia promedio entre dos colisiones sucesivas de las moléculas del fluido, mientras que la longitud característica en este caso resulta ser el tamaño promedio de los nanoporos (Javadpour, Fisher, & M, 2007), siendo:

$$\lambda = \frac{k_B T}{\sqrt{2}\pi\delta^2 P} \quad (11)$$

Donde:

λ : Camino libre medio [nm].

k_B : Constante de Boltzmann = 1.3805×10^{-23} J / K.

T : Temperatura [K].

P : Presión [Pa].

δ : Diámetro de colisión de la molécula de gas [nm].

En función del valor del número adimensional de Knudsen se distinguen cuatro regímenes de flujo, representados en la tabla 5.

Tabla 5

Regímenes de flujo en función del número de Knudsen

| Número Adimensional de Knudsen (K_n) | | Régimen de Flujo | Validez de las ecuaciones de Navier-Stokes |
|--|-----------------|--------------------------------------|--|
| Límite Inferior | Límite Superior | | |
| 0 | 0.001 | Medio continuo- Ley de Darcy | |
| 0.001 | 0.1 | Flujo de deslizamiento | |
| 0.1 | 10 | Flujo transicional | |
| 10 | ∞ | Flujo molecular- Difusión de Knudsen | |

Nota: Adatado de (Ruiz Maraggi, 2016).

2.2.9.3 Regímenes de flujo

Los regímenes de flujo asociados a los fenómenos de trasportes en los yacimientos tipo Shale gas se basan en la interacción que existe entre la partícula del fluido y el medio poroso, mientras que los regímenes de flujo mencionados con anterioridad están relacionados al

cambio de presión en el tiempo. Una de las características distintivas más notables es que estos regímenes de flujo incluyen ecuaciones distintas a las usadas generalmente.

Medio continuo: en el régimen de flujo continuo según, (Weijun, Xizhe, Yanmei, Yuping, & Weigang, 2017) son válidas las ecuaciones de Navier-Stokes. El transporte de la cantidad de movimiento es proporcional a la viscosidad del fluido. Se verifica la hipótesis de no deslizamiento en la interface sólido-fluido, resultando válido la Ley de Darcy.

Flujo deslizante: cuando el tamaño del poro se aproxima al camino libre medio entre las moléculas del gas, el flujo a través de este es más alto al propuesto por la ley de Darcy. En condiciones de flujo de deslizamiento, a diferencia del flujo sin deslizamiento, la velocidad de las moléculas de gas en el límite de las gargantas de los poros no se puede establecer en cero, y la velocidad de deslizamiento debe considerarse en el modelado de flujo (Amin, Mohammad, Ehsan, Liu, & Mehdi, 2020). Se presenta en la figura 21, la comparación esquemática entre no-slip y condiciones de flujo de deslizamiento.

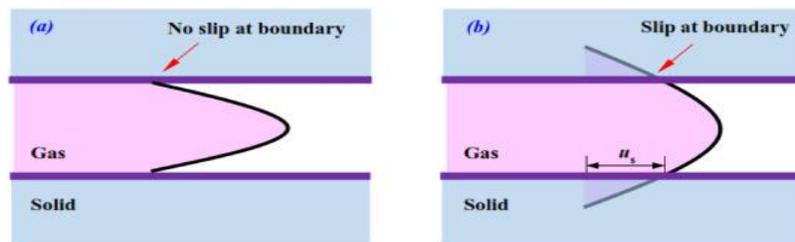


Figura 21. Diagrama esquemático de las condiciones de velocidad de flujo sin deslizamiento (a) frente a deslizamiento (b) para el flujo de gas (Amin, Mohammad, Ehsan, Liu, & Mehdi, 2020).

Flujo transicional: el flujo de transición ocurre en la región de transición entre el flujo de deslizamiento y las condiciones de difusión de Knudsen o flujo molecular. Por lo tanto, en términos de cantidades de Kn, se espera ver una condición de flujo de transición cuando $0.1 < Kn < 10$ (Amin, Mohammad, Ehsan, Liu, & Mehdi, 2020). En este punto el camino libre medio de las moléculas de gas es del mismo orden como el tamaño de los poros de los medios porosos. El régimen es el flujo de transición es uno de los mecanismos más complejos debido a que no solo considera el efecto de deslizamiento, también incluye la difusión de Knudsen (Weijun, Xizhe, Yanmei, Yuping, & Weigang, 2017).

Flujo molecular: cuando Kn excede de 10, el transporte de gas es el flujo libre molecular o difusión de Knudsen. Este tipo de régimen de flujo de gas, que es un transporte difusivo, puede modelarse por la difusión de Knudsen.

Toda esta dinámica que se ha establecido hasta ahora está encerrando otro concepto fundamental y en el que corresponde el medio de conexión desde el yacimiento hasta la cara del pozo, *las fracturas*. Para complementar estas bases teóricas, algunos puntos importantes que considerar en cuanto a las fracturas y modelos de yacimiento a aplicar para finalmente modelar este tipo de yacimientos no convencionales tipo Shale Gas.

2.2.10 Fracturas

Desde un punto de vista geomecánico según (Van Golf-Racht, 1982), una fractura es la superficie en la que se ha producido una pérdida de cohesión. Dado que la ruptura se refiere a un proceso que da como resultado la pérdida de cohesión de un material dado, una fractura es el resultado de una ruptura.

Algunas características importantes de mencionar en cuanto a las fracturas son su permeabilidad y el flujo de fluidos en ellas. Los fundamentos de permeabilidad establecidos en el caso de un yacimiento convencional siguen siendo válidos, sólo que la analogía para comprender mejor cómo es interpretado en los yacimientos no convencionales tipo Shale, está en aquellos yacimientos convencionales que son naturalmente fracturados en presencia de dos sistemas (matriz y fracturas), la permeabilidad puede redefinirse como permeabilidad de la matriz, permeabilidad a la fractura y permeabilidad del sistema (fractura-matriz) (Van Golf-Racht, 1982).

2.2.10.1 Permeabilidad intrínseca a la fractura

La permeabilidad intrínseca a la fractura está asociada a *la conductividad* medida durante el flujo de fluido a través de una sola fractura o a través de una red de fracturas, independientemente de la roca circundante (matriz). En este caso, la sección transversal del

flujo está representada solo por las áreas vacías de fractura (excluyendo el área de la matriz que lo rodea) (Van Golf-Racht, 1982).

2.2.10.2 Permeabilidad del sistema fractura-matriz

La permeabilidad de un sistema fractura-matriz puede representarse mediante la simple suma de las permeabilidades de la matriz K_m y la fractura K_f como muestra la siguiente ecuación:

$$K_t = K_m + K_f \quad (12)$$

Se habla entonces de una permeabilidad primaria la cual está relacionada a la permeabilidad de la matriz de la roca y una permeabilidad secundaria la cual es referida a las fracturas y a la solución de los poros (Rodríguez, 2017).

Permeabilidad de la matriz: la matriz de la roca es el material más fino que compone la roca. Esta masa de roca envuelve granos grandes de minerales y clastos.

Al igual que la porosidad primaria, la permeabilidad primaria es relacionada con los procesos de formación de la roca. Es decir, la permeabilidad primaria (atribuida a la matriz) es la permeabilidad intrínseca que adquirió el sedimento al depositarse y compactarse (Rodríguez, 2017).

Permeabilidad de fractura: la permeabilidad secundaria es relacionada a la presencia de microfracturas, fracturas, fallas y cualquier estructura producto de variaciones en los esfuerzos. Dichas estructuras crean canales de flujo que pueden aumentar la permeabilidad del sistema. La permeabilidad de las fracturas representa la capacidad de las fracturas para permitir el desplazamiento de fluidos. La permeabilidad de las fracturas aumenta cuando las fracturas se encuentran abiertas y no mineralizadas ni rellenas (Rodríguez, 2017).

2.2.10.3 Flujo a través de fracturas

En yacimientos naturalmente fracturados según (Escobar, 2012), normalmente la matriz (porosidad intergranular) tiene baja permeabilidad y contiene la mayor parte de los fluidos (96 - 99% de crudo). Aunque estas fracturas contienen muy poco crudo, generalmente menor del 4% del total ellas juegan un papel importante en las tasas de flujo. La presencia de fracturas es común en rocas sedimentarias y se forman por tectonismo o reorientación del campo de esfuerzos. En el caso de los yacimientos tipo Shale también se cuenta con fisuras naturales en la roca, sin embargo, toman mayor importancia contactar estas fracturas naturales mediante las fracturas producidas de forma artificial.

El significado de las fracturas como medios para permitir el paso de fluidos se puede evaluar considerando una fractura simple extendida cierta distancia dentro de la roca (figura 22), usando la ecuación de hidrodinámica para flujo a través de placas paralelas:

$$q_f = \frac{w^3 h \Delta P}{12 \mu L} \quad (13)$$

Donde:

q_f : Flujo a través de fracturas [cm^3/s].

h : Altura o espesor de fractura [cm].

w : Ancho de fractura [cm].

L : Longitud de fractura [cm].

μ : Viscosidad del fluido [poise].

ΔP : Caída de presión [dinas/cm^2].

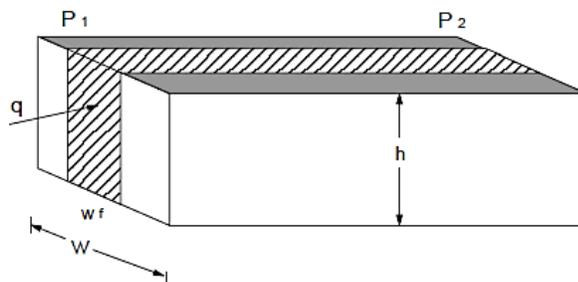


Figura 22. Modelo de flujo lineal en fracturas (Escobar, 2012).

2.2.11 Ecuación de Forchheimer

Esta ley es necesaria presentarla ya que es la que rige cuando el flujo no es laminar o no es tipo Darcy. La ecuación de Forchheimer (ecuación 14) tiene en cuenta los factores inerciales que determinan que el flujo no es laminar o no Darcy (Escobar, 2012).

$$-\frac{dP}{dL} = \frac{\mu v}{k} + \beta \rho v^2 \quad (14)$$

Donde:

$\frac{dP}{dL}$: Gradiente de presión. [psi/ft].

μ : Viscosidad [cp].

v : Velocidad aparente.

k : Permeabilidad [mD].

ρ : Densidad del fluido [lb/ft³].

β : Constante inercial y es obtenida normalmente por medio de correlaciones empíricas como la de Firoozabadi and Katz.

$$\beta = \frac{2.6 \times 10^{10}}{k^{1.2}} \quad (15)$$

Donde:

β : Constante inercial

k : Permeabilidad [mD].

2.2.12 Modelos de yacimiento

2.2.12.1 Modelo de doble porosidad

El modelo de doble porosidad se asocia a los yacimientos naturalmente fracturados y consiste en la superposición de dos sistemas porosos con características diferentes. La porosidad primaria o porosidad de la matriz y la porosidad secundaria o porosidad de la fractura. Por lo general ocurre que los yacimientos naturalmente fracturados presentan una matriz de muy baja permeabilidad, pero con una porosidad suficiente para acumular grandes cantidades de fluidos. El fluido de la matriz no puede fluir hacia el pozo directamente, a pesar de que la

mayor parte del hidrocarburo se almacena en la matriz, tiene que ingresar al sistema de fracturas para ser producido (KAPPA, 2020).

Este concepto es de importancia ya que los yacimientos tipo Shale también cuentan con “doble porosidad”, es decir, dos almacenamientos principales, el de la matriz de la roca y el de las fracturas (Salazar & Fernandez, 2019).

2.2.12.2 Modelo de doble permeabilidad

Este modelo considera dos capas de diferente permeabilidad, donde cada una puede estar contribuyendo al flujo o no (figura 23). El comportamiento es muy similar al de un modelo de doble porosidad. El modelo de doble permeabilidad se puede ampliar fácilmente a “n” capas (El Mazry, 2019).

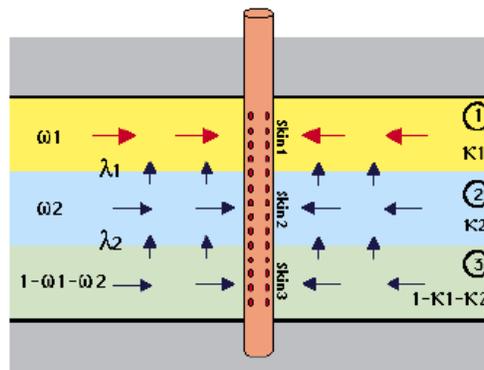


Figura 23. Representación del modelo de doble permeabilidad (KAPPA, 2020).

2.2.13 Fracturamiento hidráulico

La fracturación hidráulica es un método de estimulación en la cual se bombea un fluido a alta presión a través de un pozo para crear una red de grietas en la roca almacén (de baja permeabilidad). El fluido ejerce presión sobre el gradiente litostático (el peso de la roca situada por encima de donde se aplica la presión) y la resistencia local de la roca, la cual genera una fractura que se puede extender a lo largo de cientos de metros, siempre que se inyecte suficiente fluido para mantener la presión y soportar la carga. En resumen, se trata de un método de estimulación adecuado para yacimientos de baja permeabilidad, con el fin de

que la producción sea económicamente viable. En yacimientos de permeabilidad media, la estimulación por fracturación sirve para acelerar la recuperación. (Pelegry & Diez, 2016). El fracking involucra la inyección de un volumen grande de agua a alta presión (las operaciones típicas ocupan de 7,000 m³ a 23,000 m³ de agua) (Cruz, Berthier, & García, 2017).

2.2.13.1 Complejidad de las fracturas

En muchos yacimientos, la interacción de la fractura hidráulica con fracturas naturales y otras heterogeneidades geológicas genera un crecimiento complejo de las fracturas. La caracterización de las operaciones de fracturamiento hidráulico se ha venido realizando con la utilización de microsísmicas y tecnología de mapeo de fracturas con inclinómetros. Estas mediciones han demostrado que existe una sorprendente diversidad en el crecimiento de las fracturas hidráulicas, que van desde simples fracturas planas hasta un sistema de fracturas muy complejo. (Cipolla, 2008). Los niveles de complejidad de las fracturas hidráulicas se muestran en la figura 24.

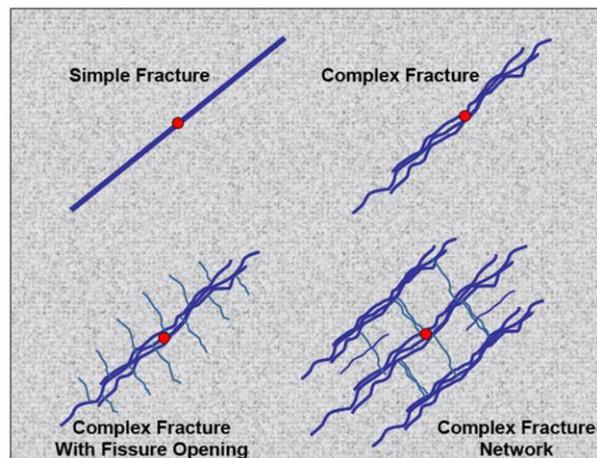


Figura 24. Niveles de complejidad de las fracturas hidráulicas (Fisher & Warpinski, 2011).

2.2.14 Integración de los regímenes de flujo con los fenómenos de transporte

Recordando el recorrido que se ha realizado, se debe tener en cuenta que la manera de cómo conectar todos estos conceptos para determinar cuáles fenómenos de transporte se deben de considerar que están ocurriendo y en qué regímenes de flujos están asociados a los

movimientos de fluidos que se da en un medio definido entre matriz-fractura, fractura y desarrollado con pozos horizontales. Se hizo mención a aquellos conceptos referidos a los regímenes y geometrías de flujo vistos y estudiados en formaciones tipo yacimientos convencionales como las areniscas y calizas. Ahora cómo se hacen analogías con estos conceptos en la interpretación de lo que ocurre en los Shale Gas y que permita mejorar el entendimiento del flujo de fluidos en los mismos.

Se tiene un sistema con gas como fluido principal (entendiendo que se está enfocando en las zonas de generación de gas) y que es un fluido compresible, con un comportamiento en las cercanías de las superficies de los poros de tipo turbulento, por lo que el flujo No-Darcy es mayormente aplicado, pero pudiera a bajas velocidades comportarse como laminar y aplicar flujo Darcy. De los períodos de flujo conocidos (transitorio, pseudo-estable y estable) debido a las bajas permeabilidades de estas formaciones, sólo han sido observados los períodos transitorios con tiempos muy largos y que muchas veces pueden o no llegar a mostrar cambios al encontrar un límite (pseudo-estable o estable). En los YNC tipo Shale se ha reconocido que los flujos asociados corresponden a una geometría lineal (vista en modelaje de pozos horizontales con fracturas hidráulicas de conductividad infinita y en tiempos transitorios tempranos, debido a que se asume que el flujo en cada fractura no se interfiere) que luego al seguir el pozo produciendo, se alcanzaría un flujo dominado por los límites (que ha mostrado cambiar a pseudo-estable o equivalente al llamado SRV- stimulated reservoir volumen), ya que se tardarían años observándose un flujo radial actuando como infinito (KAPPA, 2020).

Ahora bien, cómo se relaciona esto anteriormente dicho con los regímenes de transporte que ocurren en los Shale y con un fluido como gas, es decir, en qué parte del sistema matriz – fractura, se está al momento de observar el período transitorio, hay que considerar que se está en por lo menos 3 escalas (a nivel de micro poros, entre micro poros y en la red de fracturas naturales e inducidas). Para explicar esto, se muestra en la siguiente figura 25 la ubicación de los fenómenos de transporte y la dirección del flujo en este caso gas. Se tienen procesos de almacenamiento adsorción, en solución y fluido compresible libre, procesos de transporte (difusión molecular, flujo tipo Darcy), así como la dependencia de las propiedades físicas al esfuerzo.



Figura 25. Representación esquemática de los fenómenos de transporte en un sistema fractura-matriz en un YNC tipo Shale Gas.

Normalmente, a través de la metodología RTA (Rate Transient Analysis) se realizan los análisis e interpretaciones donde se puede relacionar y/o asociar estos fenómenos de transporte con los regímenes de flujo (períodos de flujo), como se muestran en la figura 26 (A y B). De la conexión con la red de fracturas inducidas hidráulicamente, el pozo manifiesta en su período transitorio o transiente, un flujo lineal que luego va migrando a medida que pasa el tiempo y durante comienza a manifestarse los diversos fenómenos hacia la conexión con la matriz donde el fluido (gas) se va desorbiendo de las superficies de la materia orgánica y transportando a las fisuras naturales y de éstas a la fracturas hidráulicas, en lo que podría estar ocurriendo en el mismo período transitorio, hasta que en un largo período llegaría hasta el límite donde todas estas fracturas están conectadas o SRV (KAPPA, 2020).

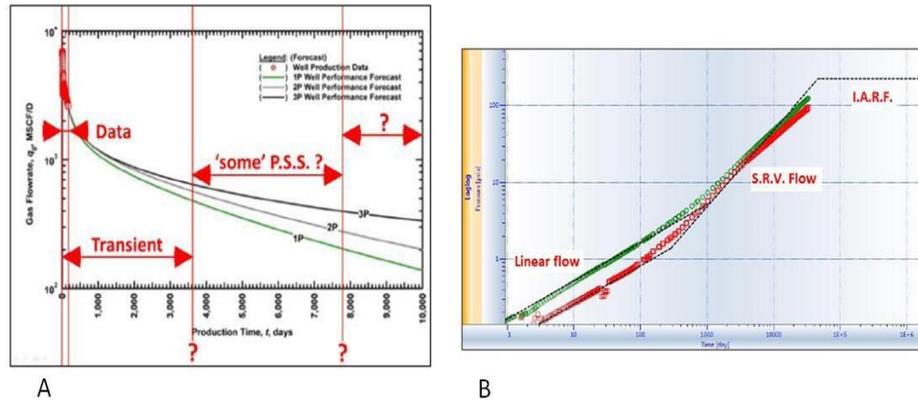


Figura 26. (A) Períodos mostrados en una prueba con la incertidumbre en sus límites (PSS-pseudo-steady state); (B) Plot log-log Presión vs. Tiempo (KAPPA, 2020).

2.2.15 Simulación de yacimientos

Sepulveda & Escobar (2015) señalan que la simulación de yacimientos es un proceso mediante el cual el ingeniero con la ayuda de un modelo matemático, integra un conjunto de factores para describir con cierta precisión el comportamiento de procesos físicos que ocurren en un yacimiento. Básicamente, un modelo matemático de simulación de yacimientos, consiste en un número determinado de ecuaciones que expresan el principio de conservación de masa y/o energía, acoplada con ecuaciones representativas de flujo de fluidos, temperatura y/o la concentración de estos fluidos a través de medios porosos.

Una vez sabiendo lo anterior, se especifica que el para lograr un modelaje numérico exitoso de un yacimiento tipo Shale Gas, se debe definir con mucha precisión el modelo estático del mismo. Para ello deben conocerse los parámetros principales que son definidos en un modelo estático, como lo son los datos petrofísicos (porosidad, permeabilidad, saturación de agua y densidad de grano), datos de la petrografía (mineralogía, tipo y tamaño de poro), los datos geoquímicos (contenido orgánico, madurez), datos geomecánicos (esfuerzos y propiedades elásticas), y los estudios de fluidos (PVT). De esta manera debe comprenderse que, realizando la integración adecuada de todos los datos mencionados anteriormente, puede realizarse un modelaje numérico con éxito (Useche, 2004) citado por (Salazar & Fernandez, 2019).

2.2.15.1 Consideraciones especiales para la simulación de YNC tipo Shale Gas

Este estudio se encuentra centrado en los fenómenos de trasporte del gas en un yacimiento no convencional tipo Shale Gas y como ya ha sido señalado, se sabe que estos tipos de yacimientos presentan fenómenos como la difusión, la desorción del gas adsorbido, flujo Darcy y no Darcy: En el capítulo III se ve detallará la metodología implementada para que dichos fenómenos puedan verse reflejados en el simulador, pero antes de ello se debe tomar las siguientes consideraciones:

- ✓ Los yacimientos de lutitas, se caracterizan por ser sistemas de doble porosidad (matriz y fractura o red de fracturas). De esta forma, al igual que en los yacimientos naturalmente fracturados, se asume que la matriz almacena la mayoría del gas, pero tiene muy baja permeabilidad. La plataforma CMG, para poder incluir el sistema de doble porosidad permite utilizar dos modelos, el DUALPOR y el DUALPERM (figura 27), siendo la diferencia entre estos, que en el DUALPERM modela el comportamiento de fluidos de una manera más compleja que el DUALPOR. Para representar el sistema dual característico de los yacimientos de Shale de una manera rápida se recomienda emplear un modelo de doble permeabilidad (DK), representando los flujos de fractura a fractura, los flujos de fractura- matriz y los flujos de matriz- matriz.

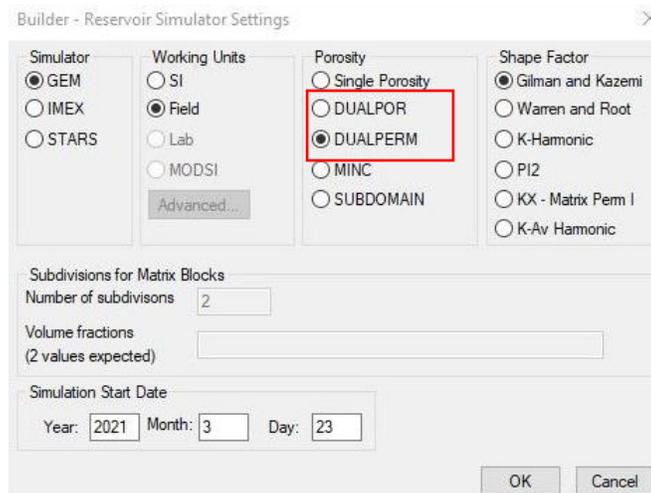


Figura 27. Modelos de doble porosidad. (Computer Modelling Group Ltd., 2020)

- ✓ Al momento de la creación del pozo se debe recordar que los yacimientos tipo Shale gas generalmente se perforan de manera horizontal para maximizar la exposición al yacimiento.
- ✓ Debido a que el gas migra a través de las fracturas naturales, y como la permeabilidad de la matriz de los yacimientos no convencionales tipo Shale es considerablemente baja, es necesario que exista una conexión entre dichas fracturas para poder alcanzar una buena conductividad en la formación, dando lugar a una red de fracturas de alta permeabilidad conocida como Stimulated Reservoir Volume (SRV). Para lograr un buen SRV es de suma importancia la implementación de pozos horizontales fracturados hidráulicamente. Esta consideración es de gran envergadura ya que conlleva a realizar un modelamiento de las fracturas en el subsuelo y de la SRV.
- ✓ El punto anterior trae consigo la implementación de un fracturamiento hidráulico de múltiples etapas como lo indica la teoría, esto a nivel de simulación incluye que se debe estudiar detalladamente lo que ocurre en dichas fracturas implementadas en el modelo. Para su correcta implementación se debe simular también la zona estimulada por dichas fracturas (SRV), es representativo de realizar un Local Grid Refinement (LGR), que toma en cuenta la caída de presión en las cercanías al pozo, lo cual representa un refinamiento aumentado en forma logarítmica y localizado en la zona estimulada, obteniendo como resultado el modelo LS-LR-DK por sus siglas en inglés (Logarithmic spacing, Local Refinement, Dual Permeability)
- ✓ Fuera del SRV, las celdas representan simultáneamente la matriz y las fracturas naturales con muy baja permeabilidad que pueden existir en el yacimiento, estas se encuentran modeladas mediante el sistema Dual Permeability.
- ✓ En cuanto al tipo de fractura en el simulador se cuenta, con fracturas planares y complejas, necesitando estas últimas de datos de microsísmica.

2.2.16 Computer Modelling Group LTD

Computer Modeling Group Ltd. (CMG) es una compañía de tecnología de software que se dedica a la investigación y el desarrollo de la simulación de yacimientos; simulando los procesos de recuperación simples a los más avanzados a través de una combinación de flujos

de trabajo de construcción de modelos. Incluye efectos térmicos, geoquímica, geomecánica, comportamientos de fluidos y fases, hidráulica de pozos y terminaciones, así como también la recuperación mejorada de hidrocarburos, que ayuda a las compañías de petróleo y gas, ofreciendo software para procesos de IOR/EOR composicionales, convencionales y no convencionales. Tiene su sede en Calgary, Alberta, Canadá, con sucursales en Houston, Dubái, Bogotá, Río de Janeiro, Londres y Kuala Lumpur.

Ofrece 3 aplicaciones para la simulación de yacimientos descritos a continuación.

1. IMEX: modela procesos de recuperación de petróleo primario y secundario en yacimientos convencionales y no convencionales. Es un tipo de simulador Black-Oil.
2. GEM: es el simulador de yacimientos de ecuación de estado para el modelado de yacimientos compositivos, químicos y no convencionales. Es un tipo de simulador composicional.
3. STARS: se realizan modelados avanzados de procesos de recuperación que implican vapor, solventes, aire y productos químicos. Es un tipo de simulador térmico.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

En este capítulo se presenta todo lo referente a la metodología seleccionada para llevar a cabo los objetivos planteados en el trabajo especial de grado. Se especifica el nivel y el diseño de investigación, también las técnicas e instrumentos para la recolección y el análisis de datos.

3.1 Nivel de investigación

El nivel de investigación es el grado de profundidad con que se aborda un fenómeno u objeto de estudio (Arias, 2006).

El estudio del flujo de fluidos en yacimientos no convencionales es de interés reciente, así mismo, sus investigaciones representan una nueva contribución a la industria petrolera, siendo en su mayoría aporte innovadores para este campo de investigación. Por ende, el grado de profundidad de la investigación actual se adecúa al de una investigación exploratoria. Arias (2006) señala, que las investigaciones exploratorias son llevadas a cabo sobre un tema u objeto de poco estudio o desconocido, por lo que sus resultados constituyen una visión aproximada de dicho objeto, es decir, un nivel superficial de conocimiento.

3.2 Diseño de investigación

El diseño de investigación es la estrategia general que adopta el investigador para responder el problema planteado (Arias, 2006).

El presente trabajo busca estudiar, definir e interpretar los diferentes fenómenos de transportes a través de datos recopilados de materiales digitales u otros tipos de documentos obtenidos a través de la revisión bibliográfica, enmarcándolo en el reglón de investigación documental. Arias (2006) define, el diseño de investigación documental, como un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales. Como en toda investigación, la intención de

este diseño es arrojar nuevos conocimientos. Sin embargo, también se convierte en un diseño de investigación del tipo experimental, debido que para alcanzar uno de los objetivos propuestos, se pretende realizar análisis de sensibilidades de las distintas variables relacionadas a los fenómenos de transporte y observar cómo impactan en la producción acumulada de gas.

3.3 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Se entiende por técnica al procedimiento o forma particular de obtener datos o información (Arias, 2006). En el presente trabajo se desarrollan dos técnicas de investigación, la primera es el análisis documental y el análisis de contenido obtenido principalmente de fuentes digitales recopiladas por el investigador, almacenadas en diversas herramientas de uso computacional.

La segunda técnica de investigación es la entrevista semiestructurada, donde existe una guía de preguntas o temas generales de conversación. Sin embargo, el entrevistador puede desarrollar preguntas nuevas a medida que vayan surgiendo los temas de su interés. Esta técnica se utilizó en diversas ocasiones, con el fin de obtener información sobre el correcto uso de las herramientas que contiene el software CMG.

Arias (2006) define que un instrumento de recolección de datos es cualquier recurso, dispositivo o formato (en papel o digital), que se utiliza para obtener, registrar o almacenar información. En la presente investigación se hicieron uso de los siguientes instrumentos: libros, manuales, informes técnicos, revistas, publicaciones, trabajos de investigación, matriz de evaluación, cuaderno de anotaciones, entre otros. Adicionalmente, se utilizaron un conjunto de herramientas computacionales o módulos dentro de la plataforma de CMG para el desenvolvimiento de las actividades y el alcance de los objetivos planteados en este trabajo de investigación, estos fueron:

- El programa Builder® versión 2020-10, utilizado para construir los casos de estudio.
- El simulador composicional GEM® versión 2020-10, para realizar las diferentes corridas de los casos de estudio.

- El programa de visualización Result® versión 2020-10, en el cual los resultados fueron representados.

3.4 Metodología de la investigación

El presente estudio está conformado en esencia por 6 fases las cuales a su vez se componen internamente en diferentes etapas, todas ellas cumplen con funciones vitales para alcanzar de manera eficaz cada uno de los objetivos planteados. En la figura 28, se encuentran especificadas cada fase.

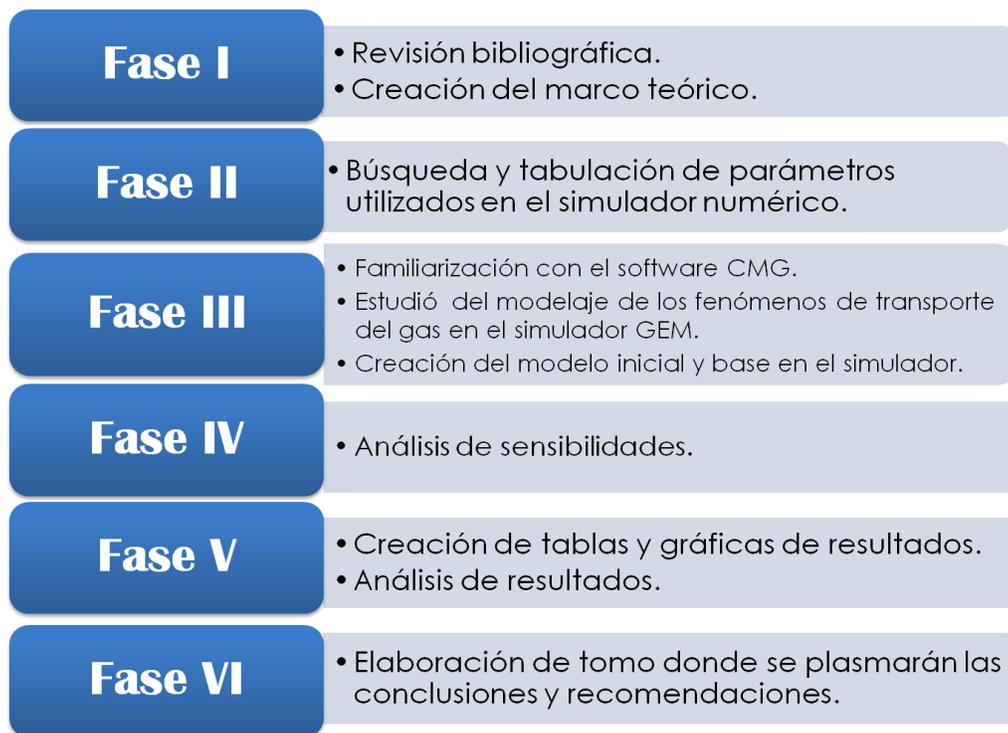


Figura 28. Metodología implementada en este estudio. Elaboración propia.

Fase I. Recopilación de información y datos centrados en los yacimientos no convencionales tipo Shale Gas y en los fenómenos de transporte que gobiernan el flujo de fluidos dentro de estos yacimientos. Esta búsqueda de información es necesaria para la comprensión y un mejor entendimiento de la investigación.

Luego de haber realizado la recopilación exhaustiva, se hizo la selección y extracción de datos y se procedió a la elaboración del marco teórico. La extensión del marco teórico tuvo como finalidad, dejar una bibliografía bastante amplia sobre el tema y cómo de los conceptos de la ingeniería de yacimientos aplicada a yacimientos convencionales, se han adaptado para proponer interpretaciones de los fenómenos de transporte de flujo que ocurren en los yacimientos no convencionales tipo Shale Gas.

Fase II. Se efectuó una búsqueda de parámetros de yacimiento, características geoquímicas y propiedades de fracturas para realizar una tabla donde se integró la información que se usó para establecer un modelo en el simulador numérico.

Fase III. Esta fase corresponde a todo lo que fue el uso de CMG, donde se crearon los diferentes casos de estudio. Dicha fase fue desarrollada siguiendo las etapas descritas a continuación:

- **Etapas 1:** familiarización con el software CMG.
- **Etapas 2:** estudio del simulador GEM referente al modelaje de los fenómenos de flujo del gas.
- **Etapas 3:** creación del modelo inicial en el simulador; en dicho estudio no se verán reflejados aún los efectos de los fenómenos de transporte.
- **Etapas 4:** creación de un modelo base en el simulador donde estarán representado los fenómenos de transporte.

Fase IV. En este punto se ejecutó un estudio de sensibilidades a los fenómenos de transporte a partir del modelo inicial y del modelo base, realizados en la fase III. Los análisis de sensibilidades se dividieron en las siguientes etapas:

- **Etapas 1:** activación en el modelo inicial parámetro a parámetro de los fenómenos de transporte.
- **Etapas 2:** variación en el modelo base de los fenómenos de transporte.
- **Etapas 3:** análisis de sensibilidades de los fenómenos de transporte: difusión, adsorción y flujo no Darcy.

Fase V. Creación de tablas y gráficas de resultados con la ayuda del módulo *Results*, las cuales se exponen en el capítulo IV.

Fase VI. Elaboración de tomo donde se plasma toda la investigación, así como las conclusiones y recomendaciones.

3.4.1 Recolección de parámetros de yacimiento, características geoquímicas y propiedades de fracturas

Se realizó una búsqueda de todos los parámetros requeridos para establecer un modelo de yacimiento no convencional tipo Shale Gas en el simulador numérico CMG, para ello el primer paso realizado fue la elección de un yacimiento que para el caso de este estudio es Eagle Ford, una vez hecho esto, se encontraron los parámetros necesarios asociados al yacimiento elegido, para crear un modelo inicial en el simulador el cual no tendrá modelado los fenómenos de transporte típicos que presentan estos yacimientos y un modelo base el cual si contara con el modelaje de los fenómenos de transporte. Para esta investigación fue preciso contar con los valores de los siguientes parámetros:

- Espesor de la formación.
- Porosidad y permeabilidad de la matriz y la fractura.
- Curvas de permeabilidad relativa.
- Espaciamiento de las fracturas.
- Profundidad, presiones y temperaturas del yacimiento.
- Compresibilidad de la roca.
- Densidad de la roca.
- Longitud del pozo.
- Constante de difusión – Difusividad del gas.
- Presión y volumen de Langmuir.
- Datos para el modelado de fracturas en el subsuelo.

Luego de contar con los valores de todos los parámetros se realizaron 2 tablas, la tabla 6 contiene valores de yacimiento, roca, fluidos y fracturas, mientras que en la tabla 7 están

reflejados solo datos indispensables para modelar los fenómenos de transportes tomados en cuenta por el simulador. Ambas tablas se crearon con el objeto de tener un fácil acceso a los datos, cosa que ayudo a ser más rápido el proceso creación de los modelos.

Tabla 6

Datos usados para la construcción del modelo numérico

| | Parámetro | Valor | Unidad | Referencia |
|--|---|--------------|--------------------|-------------------|
| | Profundidad del yacimiento | | ft | |
| | Presión inicial del yacimiento | | Psi | |
| | Temperatura inicial del yacimiento | | °F | |
| | Comprensibilidad de la roca | | Psi ⁻¹ | |
| | Densidad de la roca | | Lb/ft ³ | |
| Curvas de Kr | Saturación de gas inicial matriz | | Valor | |
| | Saturación de agua inicial matriz | | Valor | |
| | Saturación de gas inicial fractura | | Valor | |
| | Saturación de agua inicial fractura | | Valor | |
| | Porosidad de la matriz | | Valor | |
| | Permeabilidad de la matriz | | nD | |
| | Porosidad de la fractura | | Valor | |
| | Permeabilidad de la fractura | | nD | |
| | Espaciamientos de fracturas | | ft | |
| | Compresibilidad de fractura | | Psi ⁻¹ | |
| | Presión de fondo | | Psi | |
| | Caída de presión máxima | | Psi | |
| | Extensión horizontal del pozo | | ft | |
| Datos para el modelado de fracturas | Longitud media de fractura (Half Length) | | ft | |
| | Espaciamiento entre fracturas hidráulicas | | ft | |
| | Números de etapas de Fracturas | | Valor | |
| | Altura de la fractura (Fracture height) | | ft | |
| | Acho de fractura (fracture width) | | ft | |
| | Permeabilidad efectiva de la fractura | | mD | |

Nota: Realizado por los autores (2021).

Tabla 7

Datos necesarios para modelar los fenómenos de transportes

| Parámetro | Valor | Unidad | Referencia |
|--------------------------------------|--------------|--------------------|-------------------|
| Presión de Langmuir | | Psi | |
| Volumen de Langmuir | | Scf/ton | |
| Difusividad del gas | | Cm ² /s | |
| Factor de corrección no Darcy | | Valor | |

Nota: Realizado por los autores (2021).

Se resalta que las unidades de los parámetros ya están establecidas en cada tabla, por lo cual, se realizaron las transformaciones de unidades necesarias a todo valor con unidad distinta a la plasmada en la tabla.

3.4.2 Montaje y simulación numérica

En este punto se procedió a crear los casos de estudios del yacimiento no convencional tipo Shale Gas elegido, para ser simulados cumpliendo así con la fase III de la metodología, para ello fue necesario seguir los siguientes pasos:

Paso 1: familiarización con el software CMG y sus componentes, en este apartado se tomaron cursos dictados por la empresa CMG para conocer el manejo de Builder, GEM y Results, los cuales son el preprocesador, el simulador composicional y el post-procesador de CMG respectivamente.

Paso 2: se estudió cómo el simulador GEM modela los fenómenos de flujos en un yacimiento no convencional tipo Shale Gas, obteniendo que, para el caso de la matriz, el gas presenta dos tipos de flujos, difusión y flujo Darcy, y para el caso de las fracturas, el gas tiene tanto flujo Darcy como no Darcy. Además, en el simulador también se puede modelar el gas que se encuentra adsorbido dentro de la materia orgánica, para ello se deben ingresar valores de constante de Langmuir y máxima masa adsorbida, a continuación, se especifica de qué forma se modelaron estos fenómenos en el simulador numérico.

3.4.2.1 Difusión

Para poder modelar el fenómeno de difusión en el simulador, fue necesario ingresar el valor del coeficiente de difusión para cada componente del gas, activando la opción “Gas-Phase Matrix-Fracture Diffusion” que se encuentra en la ventana emergente “Components Properties” en la sección “Components” de Builder, dicho coeficiente está representado por el keyword DIFFUSION y la tasa de difusión de la fase gaseosa es calculada mediante la siguiente ecuación:

$$Tasa = \left(\frac{Area}{Separación} \right) * \left(\frac{diffus(k)}{tortuo} \right) * \emptyset_{matriz} * S_g * (C(k, gas, i) - C(k, gas, j)) \quad (16)$$

Donde:

Area: Área de contacto entre bloque i y j.

Separación: Distancia entre bloque i y j.

diffus(k): Coeficiente de difusión para el componente *k*.

\emptyset_{matriz} : Porosidad del bloque de matriz.

tortuo: Tortuosidad.

S_g : Saturación de gas mínima entre bloque i y j.

$C(k, gas, i)$: Concentración del comp *k* en la fase gas del bloque i.

$C(k, gas, j)$: Concentración del comp *k* en la fase gas del bloque j.

3.4.2.2 Flujo no Darcy

Para el modelado del flujo no Darcy el simulador usa el término de corrección de flujo no Darcy el cual es representado con el keyword *NDARCYCOR y es un valor adimensional, calculado con la siguiente ecuación:

$$*NDARCYCOR = \left(\frac{K_f}{K_{feff}} \right)^{(2-N1g)} \quad (17)$$

Donde:

K_f : Permeabilidad intrínseca [mD].

K_{eff} : Permeabilidad efectiva [mD].

$N1g$: Es el exponente del término $(K \cdot K_{rg})$ en la correlación del factor β (numero de Forchheimer).

La forma general del parámetro Beta no Darcy para la fase gaseosa es:

$$\beta = \frac{\alpha}{(K \cdot K_{rg})^{N1} (\phi \cdot S_g)^{N2}} \quad (18)$$

Donde:

β : Numero de Forchheimer o Factor Beta [1/ft].

K_{eff} : Permeabilidad efectiva [mD].

El simulador tiene la opción de elegir entre tres diferentes correlaciones para flujo no Darcy, y dependiendo de la correlación elegida se obtienen los valores empíricos α , $N1$ y $N2$ los cuales se encuentran tabulados y ordenados para cada fase del fluido (figura 29).

| Phase | Alpha | N1 | N2 |
|-------|-------|----|----|
| gas | | | |
| water | | | |
| oil | | | |

Figura 29. Ventana donde se selecciona la correlación no Darcy. Editado de (Computer Modelling Group Ltd., 2020).

Para activar el flujo no Darcy en las fracturas se tendrá que elegir una de las correlaciones dentro del menú desplegable “no-Darcy Flow Option”, después de esto el simulador llenará la tabla mostrada en la figura 29 e internamente calculará el término de corrección de flujo no Darcy (*NDARCYCOR), de no ser elegida ninguna correlación o tener un valor de *NDARCYCOR igual “cero” el yacimiento solo exhibirá flujo Darcy.

3.4.2.3 Adsorción

En el simulador GEM, los keywords que controlan el modelado de la adsorción de un componente de la fase gaseosa a la roca son: ADGCSTC y ADGMAXC.

El keyword ADGCSTC representa a la constante de adsorción de Langmuir y debe ingresarse en 1/psi. Siendo calculado por la ecuación 19, que como se puede observar es dependiente de la presión de Langmuir.

$$ADGCSTC = \frac{1}{P_L} \quad (19)$$

Donde:

ADGCSTC: Constante de adsorción de Langmuir en [1/psi].

P_L: Presión Langmuir, presión cuando *V_L* se reduce a la mitad [psi].

Mientras que el keyword ADGMAXC representa el valor para la máxima masa adsorbida, y es calculado haciendo uso del volumen de Langmuir como se muestra en la ecuación 20.

$$ADGMAXC = \frac{V_L \left(\frac{cm^3}{kg} \right)}{MV \left(\frac{cm^3}{gmol} \right)} \quad (20)$$

Donde:

ADGMAXC: Moles máximos de componente adsorbido por unidad de roca [gmol/lb].

V_L: Volumen de Langmuir.

MV: Volumen molar calculado a condiciones estándar (temperatura= 60 °F, presión= 1 atm,

$R = 82.05 \frac{cm^3 \cdot atm}{gmol \cdot K}$).

Los valores de ambos parámetros se ingresaron en “Array Properties” encontrada en la sección de “Reservoir” de Builder, se destaca que para poder ingresar estos valores de manera previa es necesario introducir los componentes del gas.

Paso 3: se procedió a crear un primer caso en el simulador de yacimiento numérico GEM el cual llamaremos “modelo inicial”, cargando los datos a través de Builder. Como se mencionó anteriormente el modelo inicial cuenta con todas las características de un yacimiento no convencional tipo Shale Gas, usando los datos reflejados en la tabla 6 y no incluye datos para modelar los fenómenos de transportes.

Paso 4: posteriormente se creó un segundo caso en el simulador GEM el cual llamaremos “modelo base”, cargando los datos a través de Builder. Este caso también fue creado con todos los datos de la tabla 6, pero a diferencia del “modelo inicial” cuenta con data para investigar la dinámica del flujo del gas, específicamente los fenómenos de transporte en yacimientos no convencionales tipo Shale Gas fracturados hidráulicamente (adsorción, difusión y flujo no Darcy). Estos datos incluidos se ven reflejados en la tabla 7.

3.4.3 Sensibilidades

Tanto el modelo inicial como el modelo base se crearon con el fin de realizar diversos análisis de sensibilidades de los parámetros que modelan los fenómenos de transporte. De manera principal se desea evaluar cuál es el cambio que ocurre en la curva de producción acumulada del gas siendo ésta nuestra función objetivo, al tomar y no tomar en cuenta los fenómenos de transporte. Por otra parte, se estudió el cambio de la función objetivo al variar los valores que definen los fenómenos de transporte. Además, se procede a describir más a fondo los modelos inicial y base.

Etapa 1: se realizó una activación o inclusión parámetro a parámetro de los fenómenos de transporte al modelo inicial como se muestra en la siguiente matriz de evaluación (tabla 8):

Tabla 8

Matriz de evaluación modelo inicial

| Casos | Fenómeno de transporte | | |
|---|------------------------|----------|----------------|
| | Adsorción | Difusión | Flujo no Darcy |
| Modelo inicial | X | x | x |
| Modelo inicial + difusión | X | ✓ | x |
| Modelo inicial + Adsorción | ✓ | x | x |
| Modelo inicial + Flujo no Darcy | X | x | ✓ |
| *Modelo inicial + difusión + Adsorción + Flujo no Darcy = Modelo base | ✓ | ✓ | ✓ |

Nota: *El modelo base, es el resultado de sumar la activación de todos los fenómenos de transporte tal como se evidencia en la última fila d la matriz de evaluación tabla 8.

En la tabla 8 se evidencia que el “modelo inicial”, no posee activo ninguno de los fenómenos de transporte como anteriormente ya se había mencionado. El “modelo inicial + difusión” únicamente tiene activo el fenómeno de difusión. El “modelo inicial + Adsorción” únicamente tiene activo el fenómeno de adsorción. El “modelo inicial + Flujo no Darcy” únicamente tiene activo el fenómeno de flujo no Darcy. Por estos motivos es que se llama activación parámetro a parámetro con el fin de visualizar el efecto sobre la curva de gas acumulado de cada fenómeno por individual.

En el capítulo IV, se muestran las gráficas de resultados obtenidos de esta matriz de evaluación.

Etapa 2: partiendo del “modelo base” construido previamente, se realizaron variaciones, esta vez tomando en cuenta que el caso de estudio incluye todos los fenómenos de transporte. A

continuación, se muestra la matriz de evaluación donde se evidencia las variaciones que se le realizaron al “modelo base” (tabla 9).

Tabla 9

Matriz de evaluación modelo base

| Casos | Fenómeno de transporte | | |
|--------------------------------|------------------------|----------|----------------|
| | Adsorción | Difusión | Flujo no Darcy |
| Modelo base | ✓ | ✓ | ✓ |
| Modelo base sin difusión | ✓ | x | ✓ |
| Modelo base sin adsorción | x | ✓ | ✓ |
| Modelo base sin flujo no Darcy | ✓ | ✓ | x |
| Modelo inicial | x | x | x |

Como se observa en la tabla 9, el modelo base tendrá todos los parámetros activos, y el resto de los modelos solo tendrán un parámetro desactivado a la vez. Esta variación se realizó para evidenciar la importancia del efecto de cada fenómeno de transporte a nuestra función objetivo. Es necesario acotar que se realizó una comparación adicional entre el modelo inicial y el modelo base para visualizar el efecto en la función objetivo de tomar y de no tomar en cuenta los fenómenos de transporte a la hora del modelado de un yacimiento no convencional tipo Shale Gas.

En el capítulo IV, se muestran las gráficas de resultados obtenidos de esta matriz de evaluación. Es de suma importancia recalcar que en este estudio se asumió que no existen interacciones entre parámetros para efectos de mejor entendimiento, por lo cual al desactivar uno de ellos no afectara a los demás que queden activos.

Etapa 3: análisis de sensibilidades de los fenómenos de transporte: difusión, adsorción y flujo no Darcy.

En este punto se hizo un análisis de sensibilidades de cada uno de los fenómenos de transporte con la intención de observar el efecto que se produce en la función objetivo cuando el valor de dichos fenómenos era aumentado o disminuido y en otros casos, cuando se tomaban en cuenta y cuando no, en comparación con el valor base.

El caso de estudio utilizado para realizar las diferentes variaciones de los valores que rigen los fenómenos de transporte es el “modelo base”, recordando que este modelo tiene activado todos los fenómenos de transporte. Se realizó la evaluación de sensibilidades para un fenómeno a la vez, y no se alteró los valores de los demás fenómenos.

Para un mejor entendimiento se desarrolló el siguiente esquema (figura 30):

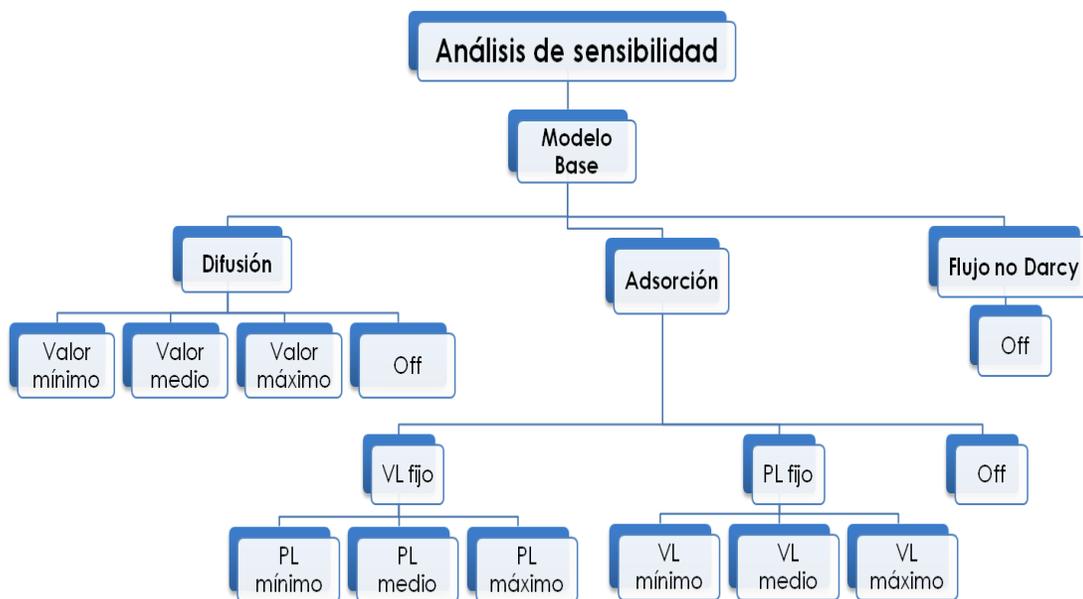


Figura 30. Esquema implementado para el análisis de sensibilidades.

A continuación, se explicará para cada fenómeno el análisis de sensibilidades realizado:

Difusión: para la sensibilidad de la difusión se tomó un valor de difusión máximo, medio y mínimo, los cuales a su vez serán comparados con los modelos donde esta activada la difusión (modelo base) y donde no (Modelo base sin difusión). Se hace énfasis en que solo se está variando el valor de la difusión y que los fenómenos de transporte de adsorción, y flujo no

Darcy conservan sus valores originales del modelo base. Los valores de variación para la difusión serán mostrados en los análisis de resultados.

Adsorción: este análisis fue dividido en dos partes, debido que para representar la adsorción en el modelo se deben ingresar dos parámetros, los cuales son la constante de Langmuir y el valor de máxima masa adsorbida. La constante de Langmuir va ligada a la presión de Langmuir como se ve en la ecuación 19, mientras que el volumen de Langmuir va de la mano con la máxima masa adsorbida (ecuación 20). Por ello se hizo en la primera parte, el estudio de sensibilidad para la presión de Langmuir y en la segunda parte el estudio de sensibilidad para el volumen de Langmuir.

Variación de la presión de Langmuir: para realizar esta sensibilidad se tomó un valor de presión de Langmuir máximo, medio y mínimo, los cuales a su vez serán comparados con el modelo base. Se hace énfasis en que solo se está variando el valor de la presión de Langmuir, mientras que se dejó constante el valor de volumen de Langmuir y que los fenómenos de transporte de difusión y flujo no Darcy conservan sus valores originales del modelo base. Los valores de variación para la presión de Langmuir serán mostrados en los análisis de resultados.

Variación del volumen de Langmuir: para realizar esta sensibilidad se tomó un valor de volumen de Langmuir máximo, medio y mínimo, los cuales a su vez serán comparados con el modelo base. Se hace énfasis en que solo se está variando el valor de volumen de Langmuir, mientras que se dejó constante el valor de presión de Langmuir y que los fenómenos de transporte de difusión y flujo no Darcy conservan sus valores originales del modelo base. Los valores de variación para el volumen de Langmuir serán mostrados en los análisis de resultados.

Flujo No Darcy: para este análisis de sensibilidad no se hicieron variaciones a nivel de valores, solo se evaluó la activación y desactivación del parámetro, con el fin de demostrar cuál es la importancia de tomarlo en cuenta en los modelos de simulación para un yacimiento de Shale Gas.

3.4.4 Creación de tablas y gráficas para realizar los análisis de resultados

Finalmente se ejecutó el modelado en el simulador GEM de cada uno de los casos de estudio mencionados anteriormente, arrojando resultados que fueron analizados con ayuda del módulo Results. Como ya se ha mencionado la función objetivo es la curva de producción de gas acumulado, mas no fue una limitante para realizar otros tipos de gráficas, como, por ejemplo, graficas de tasa de gas y producción de agua acumulada.

De la misma manera, los datos obtenidos de las investigaciones y flujos de trabajo realizados, se agruparon en tablas con el fin de ser interpretarlos y realizar su respectivo análisis de resultado.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Siguiendo la metodología planteada en el capítulo anterior se procede a dar respuesta a los objetivos propuestos en este trabajo especial de investigación. Mostrando en esta sección los resultados obtenidos y realizando la respectiva discusión de cada uno de ellos.

4.1 Resultados de la recolección de parámetros de yacimiento, características geoquímicas y propiedades de fracturas

Los resultados obtenidos de la búsqueda de parámetros y propiedades para poder realizar la simulación numérica se muestran a continuación partiendo del primer paso el cual fue la elección de un yacimiento a estudiar.

4.1.1 Selección del yacimiento

Luego de realizar la revisión bibliográfica de diferentes YNC del tipo Shale Gas, el yacimiento que se seleccionó para realizar el estudio corresponde a Eagle Ford en Estados Unidos el cual data del cretácico tardío, y es uno de los yacimientos no convencionales más importante a nivel mundial, el cual fue escogido por contar con múltiples estudios y poseer una gran cantidad de información disponible. La investigación de este yacimiento sigue en auge, ya que es un yacimiento relativamente joven en términos de desarrollo. Además, la formación Eagle Ford puede ser una unidad equivalente a la formación La Luna (potencial yacimiento no convencional), comenzando por compartir el mismo ambiente de depositación y por ser una formación de la misma edad cretácico tardío (Cenomaniense-Campaniense) (Lisborius, 2019). En este sentido es de importancia señalar que se pretende que este estudio sea un paso previo a las posibles investigaciones que se le realicen a la formación La Luna como yacimiento no convencional, la cual con base a la información revisada para realizar esta investigación cumple en gran medida con los parámetros estratigráficos y geoquímicos establecidos para ser visualizada como posible yacimiento no convencional de petróleo y de gas, por el carácter de roca esencialmente lutítica.

4.1.2 Área de estudio

Los datos de la formación Eagle Ford del Cretácico tardío con más de 1,5 miles de millones de barriles de petróleo, y 4,2 Tcf de gas producidos hasta el momento. (Gupta, Chandra, Sondergeld, & Davegowda, 2017). El área de Eagle Ford aproximadamente es de 51.200 km². Este yacimiento cuenta con ventana de petróleo y ventana de gas. Para este estudio se tomará como referencia diferentes datos y mapas utilizados por Gong, Tian, McVay, Ayers, & Lee (2013) que dividen a Eagle Ford Shale en 8 zonas basados en la geología, los tipos de fluidos y los indicadores de producción (figura 31). Siendo de nuestro interés la zona número 8 por ser una zona productora de gas seco para poder modelar los fenómenos del transporte del gas. Las zonas poseen las siguientes características (tabla 10):

Tabla 10

Zonas características de Eagle Ford

| Región | Tipo de fluido | Formación | Profundidad vertical verdadera [pies] | Área [acres] |
|---------------|-------------------------------|---------------------|--|---------------------|
| Zona 1 | Petróleo negro | Superior e inferior | 4.056 | 799.836 |
| Zona 2 | Condensado y petróleo volátil | Superior e inferior | 6.505 | 942.734 |
| Zona 3 | Petróleo negro | Superior e inferior | 7.719 | 1.617.410 |
| Zona 4 | Condensado | Superior e inferior | 10.874 | 584.070 |
| Zona 5 | Petróleo negro | Inferior | 9.450 | 977.484 |
| Zona 6 | Petróleo volátil | Inferior | 12.286 | 338.000 |
| Zona 7 | Condensado | Inferior | 13.470 | 478.888 |
| Zona 8 | Gas seco | Superior e inferior | 10.532 | 1.201.185 |

Nota: Adaptado de (Gong, Tian, McVay, Ayers, & Lee, 2013).

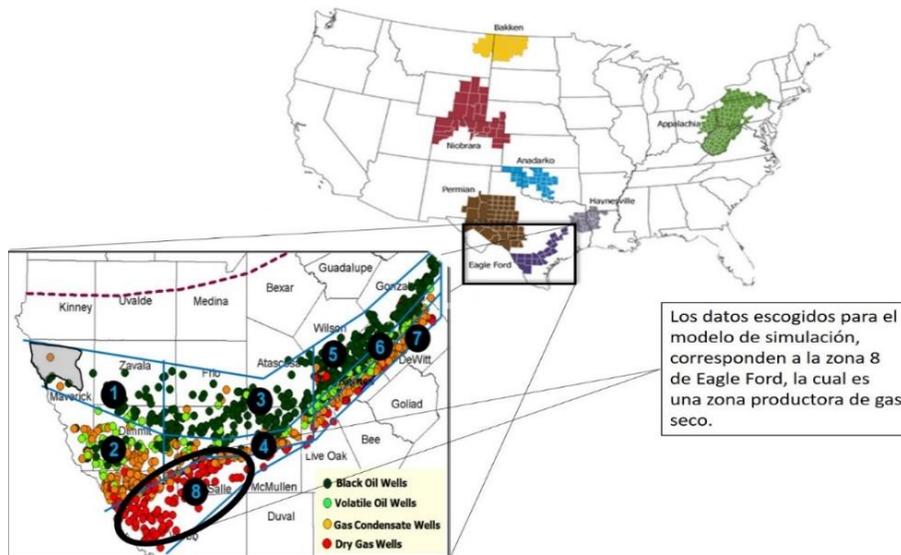


Figura 31. División de Eagle Ford Shale en 8 zonas basados en la geología, los tipos de fluidos y los indicadores de producción (Gong, Tian, McVay, Ayers, & Lee, 2013).

Ambiente de sedimentación: el ambiente de depositación para Eagle Ford es marino (Lisborius, 2019). Dividiéndose según sus miembros en Eagle Ford superior (regresivo) que consiste en una mezcla de lutitas laminadas, areniscas y cuarzós carbonáceos y en Eagle inferior (transgresivo) donde dominan las lutitas negras laminadas (Salazar & Fernandez, 2019). En la figura 32, observaremos la columna estratigráfica de la formación.

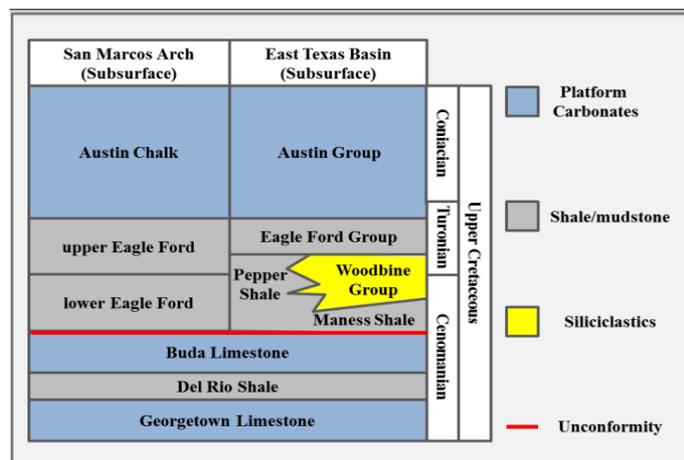


Figura 32. Columna estratigráfica simplificada que muestra la posición del subsuelo y la edad de Eagle Ford desde el este de Texas hasta el área del Arco de San Marcos (Brunick, 2017).

Carbono orgánico total: como ya se mencionó la formación Eagle Ford está dividida en dos unidades superior e inferior. Se han reportado valores de COT para cada miembro, Gupta (2017) indica que en Eagle Ford superior el COT varía entre 1 y 6% (según la tabla 3, el potencial de recursos va de mediano a muy bueno) y en Eagle Ford inferior lo hace entre 2 y 12% (según la tabla 3, entraría en un rango de potencial de recursos de muy bueno a desconocido). Siendo de interés principal el miembro inferior, que más adelante se verá reflejado en el modelo de simulación por contar con mejores valores de COT y ser usualmente el objetivo en los planes de perforación.

Dicho esto, el yacimiento tiende a ser frágil debido al alto contenido de carbonatos y bajo contenido de arcilla, lo que facilita la estimulación de los pozos mediante fracturamiento hidráulico multietapas (Gong, Tian, McVay, Ayers, & Lee, 2013).

Tipo de materia orgánica: el querógeno precursor de los hidrocarburos presentes en la formación Eagle Ford es el querógeno tipo II, con una mezcla menor de tipo I (Benavides & Martín, 2018). De esta manera, se pensaría que el petróleo es el hidrocarburo que mayormente se encontraría en dicha formación, sin embargo, deben analizarse otros parámetros como el carbono orgánico total COT y la madurez térmica (%Ro), los cuales fueron claves para determinar que la calidad del yacimiento Eagle Ford es variada en toda su extensión permitiendo encontrar el desarrollo como Shale Gas (Salazar & Fernandez, 2019).

Madurez de la materia orgánica: la U.S Energy Information Administration I. S (2014) reportó que la madurez térmica medida en reflectancia a la vitrinita varía en un rango de (Ro%) 0,45-1,4%. Los hidrocarburos que se producen van desde gas seco hasta gas condensado, pasando por petróleo volátil y petróleo negro como lo muestra la figura 12 del capítulo II (Gong, Tian, McVay, Ayers, & Lee, 2013). Siendo de interés para este estudio la zona de producción de gas seco.

Espesor de la formación: el espesor varía de 120 a 350 pies. Se tomó que la zona objetivo para realizar este trabajo posee un espesor de 253 pies dato referenciado por Gong, Tian, McVay, Ayers, & Lee (2013).

Porosidad y permeabilidad de la matriz: en cuanto a las propiedades de la roca para Eagle Ford se tiene que para la unidad superior, rica en calcita normalmente presenta una menor porosidad en comparación a la unidad inferior, rica en materia orgánica. En este sentido se tomó como referencia un valor de porosidad de 9% para la unidad superior clasificándola en un rango de porosidad pobre según la tabla 1 (capítulo II) y de 12% para la unidad inferior clasificándola en un rango de calidad moderada. (Gong, Tian, McVay, Ayers, & Lee, 2013). El valor de permeabilidad para ambas unidades fue de 100 nano Darcy (nD) dato obtenido de campos análogos de Shale Gas estudiados por el ingeniero Kiran Venepalli (Computer Modelling Group Ltd., 2020).

Porosidad y permeabilidad de la fractura: para la porosidad de la fractura se tomó un valor de 0.001 (Weijun, Yanmei, Xizhe, Weigang, & Jiangrui, 2016), mientras que para la permeabilidad de la fractura el valor fue de 1000 nD (Benavides & Martín, 2018).

Curvas de permeabilidad relativa: las curvas de permeabilidad relativa fueron obtenidas a través de correlaciones de otros campos análogos estudiados en la revisión bibliográfica.

Matriz: para este trabajo se tomó un valor de saturación de agua de 25% y un valor de saturación del gas de 75% (Shen, Xu, Xizhe, Huang, & Gu, 2016) (ver figura 33.a).

Fracturas: es importante señalar que en las fracturas no existen fuerzas capilares como lo indica el ingeniero de simulación de yacimientos Argenis Álvarez, referenciado en el curso de modelamiento de yacimientos no convencionales IMEX-GEM V.2019 (CMG, 2020) por lo cual el comportamiento de las curvas debería ser en forma de “X”, tomando los valores de 0-1 y de 1-0 (end points para las curvas de permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del gas en las fracturas). Sin embargo, tomando en cuenta que las fracturas parten de una matriz, y que dicha matriz tiene un valor de saturación de agua inicial, al fracturarla va a quedar una saturación de agua residual, es decir vamos a contar con una saturación de agua inicial también para la fractura. Ya que este es el caso que queremos representar, se tomó un valor de saturación de agua es 10% y de gas de 90% para las fracturas (Wei & Sepehrnoori, 2013) como se observa la figura 33.b.

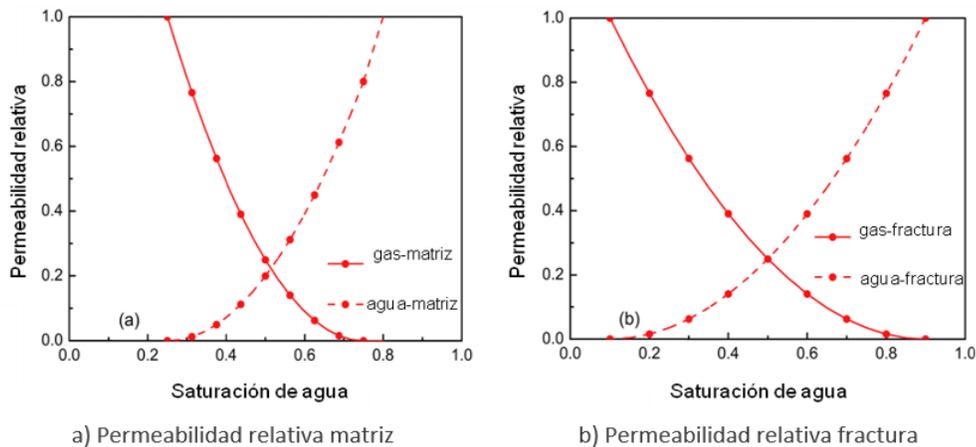


Figura 33. Referencias de curvas de permeabilidad relativa para el caso de estudio. a) para la matriz. b) para la fractura. Tomadas de (Wei & Sepehrnoori, 2013).

Espaciamiento de las fracturas: las lutitas se consideran yacimientos naturalmente fracturados, es por ello, que se debe tomar en cuenta el espaciamiento promedio que existe entre cada fractura. Salazar & Fernandez (2019) estiman un valor de 25 pies, característicos para este tipo de litología.

Profundidad: la profundidad de la formación productiva varía de 2,500 a 14,000 pies (Gong, Tian, McVay, Ayers, & Lee, 2013). Para este estudio la formación se encontrará a 10875 pies dato referenciado por Castellanos, 2015 citado en los estudios de Salazar & Fernandez (2019) quienes tomaron la mayoría de sus datos de un pozo ubicado en dicho campo, denotado como “pozo A” por temas de confidencialidad.

Presiones y temperaturas: en base a datos obtenidos del “pozo A” la zona en estudio presenta una presión inicial a la profundidad indicada de 10.000 psi, a una temperatura de 300° F dato referenciado por Castellanos, 2015 citado por (Salazar & Fernandez, 2019).

Compresibilidad de la roca: tanto para la matriz como para la fractura a la profundidad de referencia del pozo A, la compresibilidad de la roca que se encontró como dato referencial fue de $6 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$, Castellano, 2015 citado por Salazar & Fernandez (2019).

Longitud del pozo: a continuación, se muestra en la tabla 11, las longitudes para la sección horizontal de un pozo típico para Eagle Ford.

Tabla 11

Datos de longitud del pozo horizontal y número de etapa de fracturas para Eagle Ford

| Datos de pozos para Eagle Ford Shale | | | |
|---|------------------------|--------|---------------------------------|
| Autores | Benavides & Martín | Rezaee | Gong, Tian, McVay, Ayers, & Lee |
| Longitud horizontal (pies) | 5000-5300 6000-7000 | 5600 | 4694 |
| Nº de etapas de fracturas | 19 | 12-18 | 12-18 |

Nota: elaboración propia basada en los autores (Gong, Tian, McVay, Ayers, & Lee, 2013) (Rezaee, 2015) (Benavides & Martín, 2018).

De los autores referenciados en la anterior, se tomó como longitud horizontal del pozo 4694 pies para realizar el modelo a simular. El cual debe encajar perfectamente en el área seleccionada para realizar el estudio de simulación (Grid). En el mismo sentido, la elección de la longitud horizontal del pozo, el número de etapas de fracturas y la altura de la fractura estarán asociada al área seleccionada para realizar el modelo de simulación, así mismo el espaciamiento de las fracturas va a depender de la selección de estos parámetros (longitud del pozo horizontal y número de etapas de fracturamiento en el subsuelo).

Modelaje de las fracturas en el subsuelo: una vez examinadas algunas bases de datos públicos de características operaciones típicas a nivel de pozos para Eagle Ford se procedió a seleccionar los datos característicos para realizar el modelaje de las fracturas en el subsuelo. Es necesario aclarar que tal como la palabra lo indica, solo se modelaron las fracturas, es decir, se asume que la ejecución del fracturamiento hidráulico y todos los procesos que acarrea ya fueron realizados de manera óptima.

Número de etapas: se eligió el menor número de etapas referenciadas, ya que se quiso representar un modelo más bien conservador. Esto implica 12 etapas dato basado en el autor (Gong, Tian, McVay, Ayers, & Lee, 2013).

Ancho de fractura: 0.001 ft dato obtenido de campos análogos de Shale Gas estudiados por el ingeniero Kiran Venepalli (CMG, 2020).

Espaciamiento de fracturas hidráulicas: con base a la selección de la longitud del pozo, este parámetro fue calculado de tal forma que las 12 fracturas estuvieran igualmente espaciadas a lo largo de la longitud del pozo, resultado un valor de 375 pies.

Longitud media de fractura: Rezaee (2015), señala que una longitud media típica de fractura para Eagle Ford es de 400 ft.

Permeabilidad efectiva de la fractura: 5 mD (Gong, Tian, McVay, Ayers, & Lee, 2013).

Difusividad: para representar la difusión del gas del sistema matriz-fractura se usó el valor de constante de difusividad para el CH₄ de 0.00006 Cm²/s usado por Shen y otros (2016), el cual representara la difusión de la matriz hasta la fractura. Se debe tener en cuenta que independientemente del sistema de unidades que se utilice para la simulación las unidades de esta constante deben corresponder a centímetros cuadrados por segundo [Cm²/s].

Presión y volumen de Langmuir: se sabe por los conceptos de adsorción e isoterma de Langmuir del capítulo II, que para poder modelar el comportamiento del gas adsorbido se deben considerar los parámetros de presión y volumen de Langmuir (PL y VL respectivamente). Es así que para poder modelar el fenómeno de la adsorción física el valor que se estableció para PL es de 1500 psi (Wei & Sepehrnoori, 2013) y de VL 720 scf/ton tomado de Castellanos et. al., 2014 citado por (Salazar & Fernandez, 2019).

Con base al valor de la PL y usando la ecuación número 19 citada en el capítulo III se realizó el cálculo de la constante de Langmuir resultado un valor de 0.00067 1/psi. Mientras que en base al valor del VL y usando la ecuación número 20 citada en el capítulo III se realizó el cálculo de la máxima masa adsorbida un valor de 0.4311 gmol/lb.

Densidad de la roca: para la matriz se tomó el valor de 2.5 gr/cm³ (Rezaee, 2015). El valor de densidad de la roca debe ser introducido en el simulador en esta sección, ya que es utilizado en el cálculo de la adsorción del componente en la roca.

Composición del gas: en esta sección se hace necesario explicar que cada componente tiene su propia capacidad de adsorción, si se poseen los datos de cada componente lo ideal es hacer esta representación a partir de multicomponentes en el simulador composicional GEM. Para este caso no se obtuvieron todos los datos referenciales y solo se contaba con los valores de presión de PL y VL para Eagle Ford de manera general y no por cada componente, principal motivo para representar solo el metano (CH₄). Javadpour (2007) indica que la composición típica del gas seco está representada en su mayoría por metano (tabla 12), este es otro motivo o justificación para haber representado de manera exclusiva el CH₄ en el modelo de simulación.

Tabla 12

Composición de gas típica de un Shale

| Componente del gas | | % |
|--------------------|-------------------------------|-------|
| C1 | CH ₄ | 87.4 |
| C2 | C ₂ H ₆ | 0.12 |
| CO2 | C ₃ H ₈ | 12.48 |
| Total | | 100 |

Nota: (Javadpour, Fisher, & M, 2007).

A continuación, se muestra la clasificación y orden de los datos, proceso mediante el cual se tabula y presenta en forma conjunta la información obtenida y recopilada anteriormente referente al yacimiento Eagle Ford.

4.1.3 Tabulación de parámetros

Una vez realizada la descripción general del yacimiento elegido, y ya contando con los valores de los diversos parámetros debidamente referenciados, se procede a mostrar la tabulación de los mismos en las tablas 13 y 14.

Tabla 13

Datos usados para la construcción del modelo numérico

| | Parámetro | Valor | Unidad | Referencia | |
|---|--|---|--------------------|--|----------------|
| | Profundidad del yacimiento | 10875 | ft | (Salazar & Fernandez, 2019) | |
| | Presión inicial del yacimiento | 10000 | Psi | | |
| | Temperatura inicial del yacimiento | 300 | °F | | |
| | Comprensibilidad de la roca | 6×10^{-5} | Psi ⁻¹ | | |
| | Densidad de la roca | 156 | Lb/ft ³ | | |
| | | | | | (Rezaee, 2015) |
| Curvas de kr | Saturación de gas inicial matriz | 0.75 | Valor | (Wei & Sepehrnoori, 2013) | |
| | Saturación de agua inicial matriz | 0.25 | Valor | | |
| | Saturación de gas inicial fractura | 0.9 | Valor | | |
| | Saturación de agua inicial fractura | 0.10 | Valor | | |
| | Porosidad de la matriz Eagle Ford superior | 0.09 | Valor | (Gong, Tian, McVay, Ayers, & Lee, 2013) | |
| | Porosidad de la matriz Eagle Ford inferior | 0.12 | Valor | | |
| | Permeabilidad de la matriz | 100 | nD | (Computer Modelling Group Ltd., 2020) | |
| | Porosidad de la fractura | 0.001 | Valor | (Weijun, Yanmei, Xizhe, Weigang, & Jiangrui, 2016) | |
| | Permeabilidad de la fractura | 1000 | nD | (Benavides & Martín, 2018) | |
| | Espaciamientos de fracturas | 25 | ft | (Salazar & Fernandez, 2019) | |
| | Compresibilidad de fractura | 6×10^{-5} | Psi ⁻¹ | | |
| | Presión de fondo | 1500 | Psi | (Gong, Tian, McVay, Ayers, & Lee, 2013) | |
| | Caída de presión máxima | 500 | Psi | Propuesto | |
| | Extensión horizontal del pozo | 4694 | ft | (Gong, Tian, McVay, Ayers, & Lee, 2013) | |
| | Datos para el modelado de fracturas | Longitud media de fractura (half length) | 400 | ft | (Rezaee, 2015) |
| | | Espaciamiento entre fracturas hidráulicas | 375 | ft | Calculado |
| Números de etapas de Fracturas | | 12 | Valor | (Gong, Tian, McVay, Ayers, & Lee, 2013) | |
| Altura de la fractura (fracture height) | | 230 | ft | Propuesto | |
| Acho de fractura (fracture width) | | 0.001 | ft | (Computer Modelling Group Ltd., 2020) | |
| Permeabilidad efectiva de la fractura | | 5 | mD | (Gong, Tian, McVay, Ayers, & Lee, 2013) | |

Nota: Realizado por los autores.

Tabla 14

Datos necesarios para modelar los fenómenos de transportes

| Parámetro | Valor | Unidad | Referencia |
|--------------------------------------|--------------|--------------------|--------------------------------------|
| Presión de Langmuir | 1500 | Psi | (Wei & Sepehrnoori, 2013) |
| Volumen de Langmuir | 720 | Scf/ton | (Salazar & Fernandez, 2019) |
| Difusividad del gas | 0.00006 | Cm ² /s | (Shen, Xu, Xizhe, Huang, & Gu, 2016) |
| Factor de corrección no Darcy | 1704.94* | Valor | - |

Nota: Realizado por los autores. *Parámetro calculado por el simulador (ecuación 17).

Con el llenado las tablas anteriores, se cumple el segundo objetivo específico de esta investigación, y se procede a realizar de manera conjunta el tercer y cuarto objetivo.

4.2 Modelaje y simulación numérica

Ya teniendo los datos tabulados y ordenados en las tablas 13 y 14, se crearon los modelos inicial y base en el simulador numérico, los cuales tienen la siguiente descripción:

4.2.1 Descripción del modelo de simulación

En este apartado la descripción engloba tanto al modelo inicial como el modelo base, tomando en cuenta que ambos modelos están contruidos con los mismos valores y que el modelo inicial solo difiere al no tener modelado los fenómenos de transporte.

Para investigar la dinámica del flujo de gas, específicamente los fenómenos de transporte en yacimientos de Shale Gas fracturados hidráulicamente, se utilizó el simulador de yacimiento numérico de CMG-GEM, donde se construyó un modelo de yacimiento numérico con la dimensión de 5500 ft × 4500 ft × 253 ft, esto corresponde a lo largo, ancho y alto, respectivamente, como se ilustra en la figura 34. El yacimiento tiene 11 capas de lutitas, de las cuales las primeras 6 capas corresponden a la formación Eagle Ford superior y las 5 capas restante a Eagle Ford inferior. La longitud total del pozo horizontal es de 4694 ft y se encuentra perforado en la capa 8. El pozo horizontal se estimula con un tratamiento de

fracturación hidráulica de 12 etapas. En cada etapa, se aplica un refinamiento de la cuadrícula local con un espaciado de celda logarítmico para simular con precisión el flujo de fluido desde la matriz de lutita hasta las fracturas naturales y desde las fracturas naturales hasta las fracturas hidráulicas. El productor está abierto para producir durante 5000 días. Durante la producción de gas, la presión del fondo del pozo se controla con 1500 psi dato obtenido por Petroleum Experts 2013 citado por (Gong, Tian, McVay, Ayers, & Lee, 2013) donde se utiliza este valor de BHP para un pozo horizontal típico y una caída de presión máxima será 500 psi sugerida por los expertos de CMG.

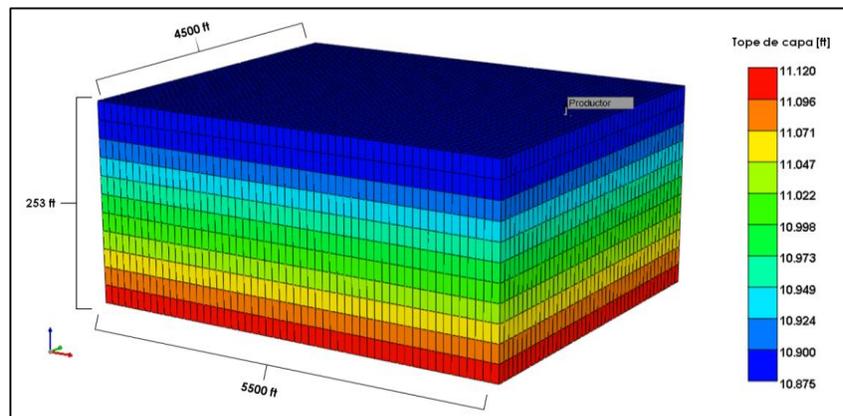


Figura 34. Vista 3D del Modelo.

La propiedad usada que diferencia la unidad superior e inferior de Eagle Ford es la porosidad, como anteriormente se ha hecho mención, la formación superior tiene una mayor porosidad que la inferior (figura 35).

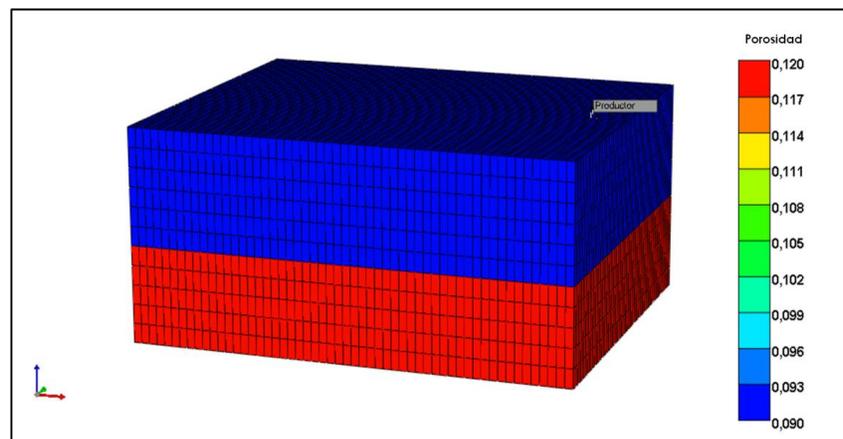


Figura 35. Porosidades del modelo.

4.2.1.1 Tipo de fractura

El tipo de fractura usada en el modelo de simulación es el tipo de fractura planar, ya que no se contaba con datos de microsísmica para realizar fracturas complejas: En la figura 36, se muestra una imagen ilustrativa de cómo se ven representados algunos de los datos necesarios para modelar una fractura planar, estos datos ya se encuentran arrojados en la tabla 13.

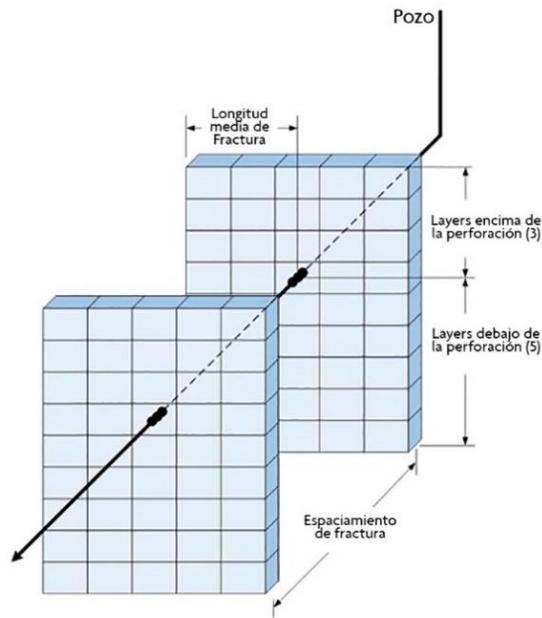


Figura 36. Ejemplo ilustrativo de fractura planar. Modificado de (CMG, 2020).

Referente a la altura de fractura, se quería abarcar la mayor zona posible con base al número de layers o capas usadas en la simulación y de esta forma conseguir un mayor aporte a la producción. En función de esto se tomó el valor de 230 ft el cual abarca 10 de los 11 layers o capas. Al estar ubicado la sección horizontal del pozo productor en el layer número 8, se cuenta con 3 layers por debajo de la perforación y 6 layers por encima de dicha sección horizontal (figura 37).

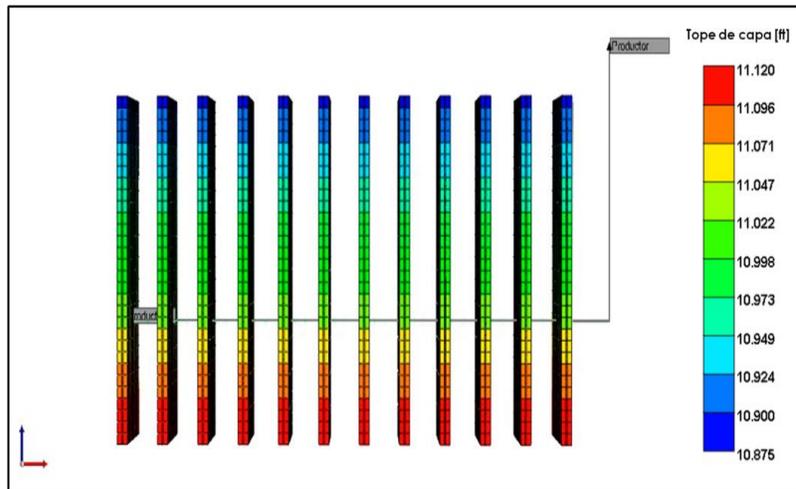


Figura 37. Vista lateral de las fracturas del modelo.

4.2.1.2 Curvas de permeabilidad relativa

Para este trabajo se estudia el flujo de gas en la matriz del Shale y en las fracturas para esto fue necesario crear dos tipos de roca, una que corresponde a la matriz y otra a las fracturas, y a su vez agregar distintas curvas de permeabilidades relativas (K_r) para cada tipo de roca, para el caso de la matriz se obtuvieron las siguientes curvas de K_r (figura 38):

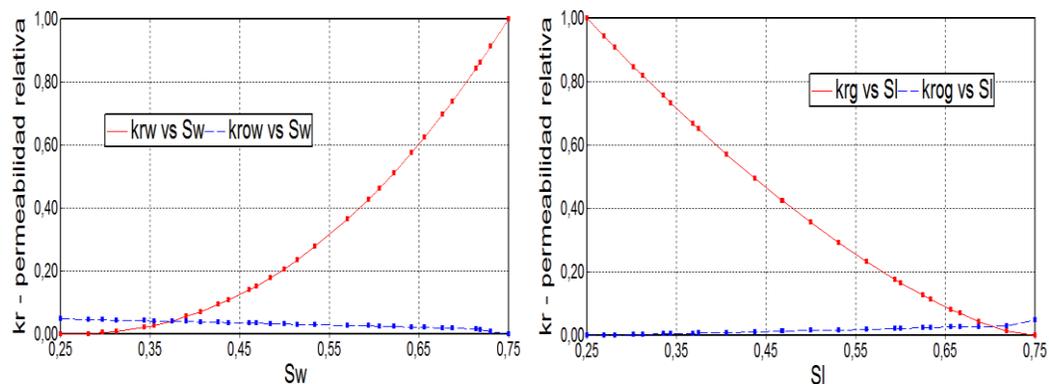


Figura 38. Permeabilidad relativa (matriz).

Estas curvas fueron creadas con base a datos aportados por el ingeniero Sergio Cilento de CMG en combinación con datos de la figura 33. Como se observa en la figura 38 se tienen curvas de permeabilidades relativas de petróleo, estos datos fueron necesarios incluir ya que el

simulador GEM los requiere, pero como estamos modelando un yacimiento de gas seco los valores dados para esas curvas representan una baja movilidad del petróleo limitando su producción a cero como se observa más adelante en la figura 43.

Las curvas de permeabilidades relativas para las fracturas también tuvieron que ser modeladas con datos de permeabilidades relativas de petróleo, siguiendo el caso anterior de baja movilidad. Las curvas obtenidas (figura 39) representan un comportamiento típico para el movimiento de fluidos en las fracturas.

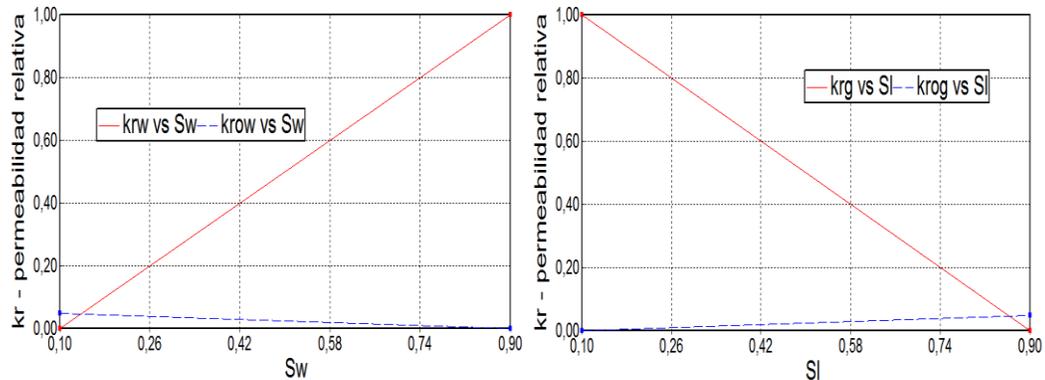


Figura 39. Permeabilidad relativa (fractura).

Hasta este punto se abarca la descripción que incluye ambos modelos, ya que en adelante se hablara brevemente sobre algunas consideraciones tomadas en el modelado en cuanto a los fenómenos de transporte:

Difusión: para modelar la difusión solo se usaron valores de constante de difusión.

Adsorción: solo se modelo la adsorción en la matriz ya que no se contaron con datos para modelar la adsorción en las fracturas.

Flujo no Darcy: este fenómeno solo fue modelado para las fracturas hidráulicas y como se mencionó en el capítulo III, el simulador usa el termino *NDARCYCOR para corrección de flujo no Darcy (adimensional) y para el caso particular de este estudio el valor de este parámetro es 1704.94, recordando que el simulador usa la ecuación 17 para calcularlo.

4.3 Gráficas y resultados

Antes de llevar a cabo cualquier análisis a los resultados obtenidos, se debe acotar que no se cuenta con un histórico de producción real para este yacimiento simulado, y que se asume que los resultados que más se asemejan a la realidad pertenecen al modelo que considera todos los fenómenos de transporte, ya que así es la verdadera forma en la que sucede en los yacimientos no convencionales tipo Shale Gas y es la finalidad de mostrarlo en este trabajo de investigación. La adsorción, la difusión, el flujo Darcy y no Darcy ocurren de manera simultánea cuando se habla de flujo del gas en este tipo de YNC tipo Shale. A continuación, se puede visualizar la curva de tasa de gas obtenida para el modelo base, el cual considera todos los fenómenos de transporte:

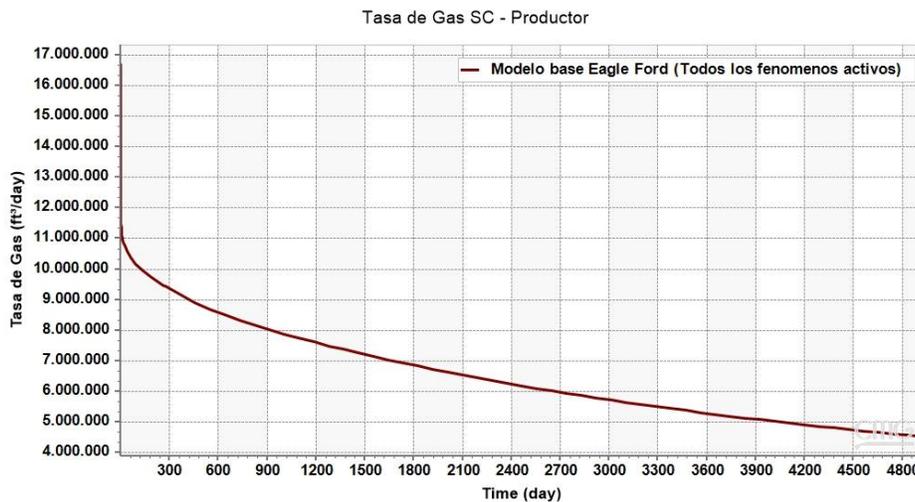


Figura 40. Tasa de gas del modelo base para Eagle Ford.

En la figura 40, se ve reflejado un valor máximo para la tasa de gas aproximado de 16.5 MM Pcn/día, se acota que al momento de simular no se usaron restricciones en cuanto a la tasa de producción, ya que se quería ver cuál era la producción sin incluir algún tipo de control. Sin embargo, en otros casos, donde se tenga información referente a la capacidad de producción en superficie, se debe de tomar en cuenta e incluir en las restricciones del pozo.

Esta tasa de gas, cae rápidamente en el transcurso de algunas horas, se intuye que esta alta producción inicial se asocia al gas libre presente en las fracturas del yacimiento, el cual se

agota rápidamente y da paso al aporte del gas proveniente de la matriz. Posterior a esto la curva sigue declinando, pero se visualiza que a menor magnitud comparada con la primera caída de producción (producción inicial). Esta curva cumple con el comportamiento típico de un yacimiento no convencional del tipo Shale Gas, las cuales tienen una declinación de producción muy particular. Ahmed & Meehan (2016) menciona que las tasas de producción iniciales, son relativamente bajas, en el rango de 2-10 MMPcn/día (para pozos horizontales), y estas tasas disminuyen con bastante rapidez. Se dice que un pozo que produzca menos de 100 MPcn/día estaría acercándose al límite económico. Los mismos autores señalan que mayoría de los pozos de yacimientos tipo Shale Gas producen solo gas seco (90% metano) y esencialmente poca agua concordando con los resultados obtenidos en el modelo base para el acumulado de agua (figura 41).

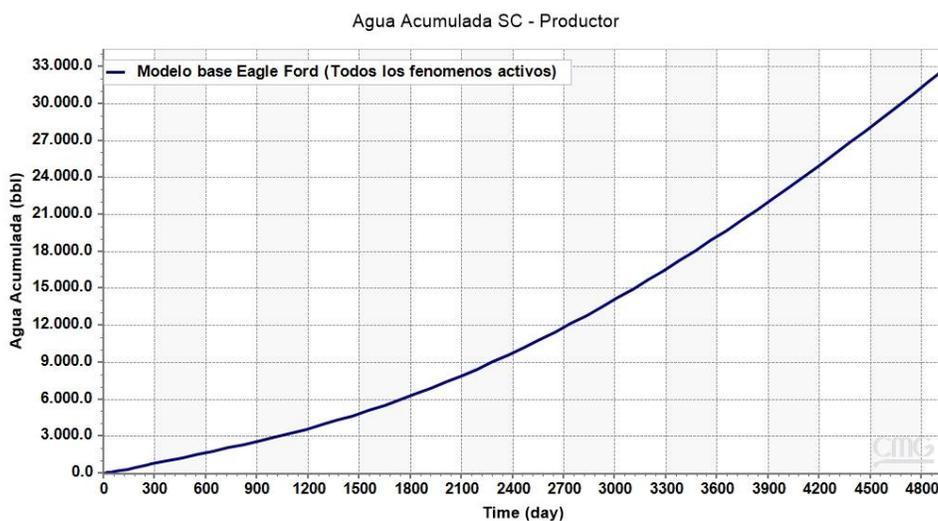


Figura 41. Agua acumulada del modelo base para Eagle Ford

De la figura 41, se puede también hacer mención que el agua que se está produciendo es exclusivamente agua connata del yacimiento. Esto se sustenta al saber que el contacto agua hidrocarburo en los yacimientos de Shale generalmente no está bien definido (Ahmed & Meehan, 2016), y que la manera en esto se incluyó en el modelo de simulación fue ingresado un valor de contacto agua/gas mucho mayor a la profundidad en que se encuentra el yacimiento bajo estudio, para que dicho contacto no se viera reflejado en el modelaje. El agua acumulada al término de los 5000 días de simulación fue de 32.766 bbl.

4.3.1 Comparación modelo base vs modelo inicial

Se comienza explicando la comparación existente entre la curva de gas acumulado al modelar el yacimiento con todos los fenómenos de transporte y al no tomar en cuenta ninguno de ellos, (figura 42). Para el caso del modelo base se tiene una producción acumulada de gas de 31,9 MMM ft³, mientras que para el modelo inicial se obtuvo una producción de 36,9 MMM ft³, un 15,7% más de producción en comparación al modelo base, esto revela que se tienen que tomar en cuenta los fenómenos de transporte para no caer en un error y sobreestimar la producción. En estos primeros resultados no se puede ver en detalle si un fenómeno de transporte resta o suma al acumulado de gas, ya que al tomarlos en cuenta en el modelo base, todos los fenómenos actúan en conjunto, más adelante se analizarán la respuesta para cada fenómeno estudiado en el presente trabajo.

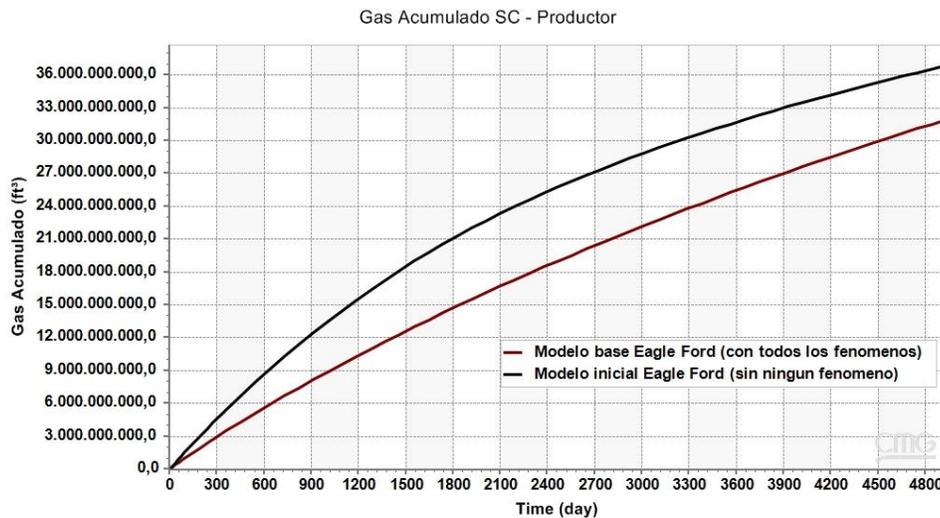


Figura 42. Comparación de las curvas de gas acumulado del modelo inicial vs el modelo base para Eagle Ford.

Como ya se sabe el modelo inicial es aquel que no tiene activado los fenómenos de transporte como la adsorción, la difusión, y el flujo no Darcy. Cuando no se cuentan con dichos fenómenos, se infiere que el flujo que llega a la cara del pozo horizontal fracturado, estaría dominado por el flujo Darcy y se movería de una forma lineal en el periodo transitorio y que dicho flujo pertenecería en parte al gas libre que ese encuentra en las fracturas naturales ya

contactadas, así como también al gas disuelto en el querógeno, además también existe el aporte que se logra de la compresibilidad de la roca con los cambios de presión, tanto en la fractura como en la matriz, al ser un yacimiento de lutitas muy consolidadas, esa contribución es relativamente pequeña. Aunado a esto como la compresibilidad afecta la porosidad, con lo cambios de presión la matriz expulsa algo de fluido hacia las fracturas. Estos aportes de flujo acompañados de la ley de Darcy estarán presentes de manera implícita de ahora en adelante en cada estudio realizado.

En cuanto a la tasa de petróleo, la figura 43 evidencia que no hay producción del mismo en el yacimiento simulado, a pesar de contar con curvas de permeabilidad relativas para el petróleo, esto cumple con la premisa que se está simulando un yacimiento de gas seco.

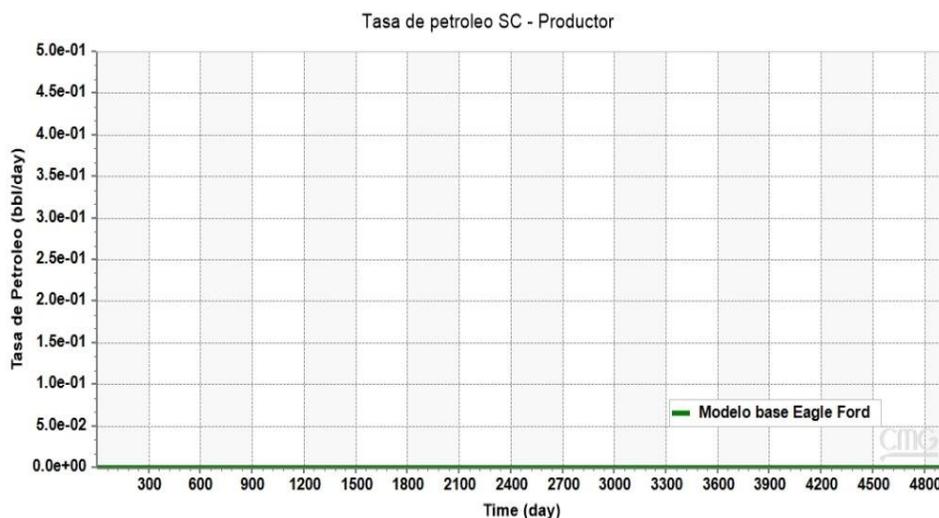


Figura 43. Tasa de petróleo del modelo base para Eagle Ford.

Para dar entrada a los tres puntos siguientes, se debe recordar donde ve reflejado el simulador cada fenómeno de transporte en el yacimiento. De manera de identificar fácilmente en que parte del yacimiento se desarrolla un fenómeno en específico cuando es modelado y en el caso contrario saber dónde deja de ocurrir cuando no se modela. Teniendo así que el fenómeno de difusión ocurre en el sistema matriz, la adsorción en la parte orgánica de la matriz, el flujo Darcy tiene lugar tanto en la matriz como en la red de fracturas naturales y el flujo no Darcy actúa solo en las fracturas artificiales.

4.3.2 Matriz de evaluación 1

Los modelos tanto inicial como base se crearon con el fin de realizar diversos análisis de sensibilidades en cuanto a los parámetros que modelan a los fenómenos de transporte. Se puede decir que el hecho de tomar y no tomar en cuenta el modelaje de los fenómenos de transporte en los yacimientos no convencionales tipo Shale Gas pertenece a un nivel macro en cuanto a análisis de resultados ya que de manera general se desconoce cómo influye individualmente cada fenómeno de transporte. Ahora se procede a analizar de manera más detallada el efecto y la importancia individualmente que puede generar cada fenómeno de transporte, para ello se tomó como función objetivo, la curva de producción de gas acumulado.

A continuación, se muestran los resultados de la matriz de evaluación del modelo inicial según tabla 8, donde se realizó una activación parámetro a parámetro de los fenómenos de transporte.

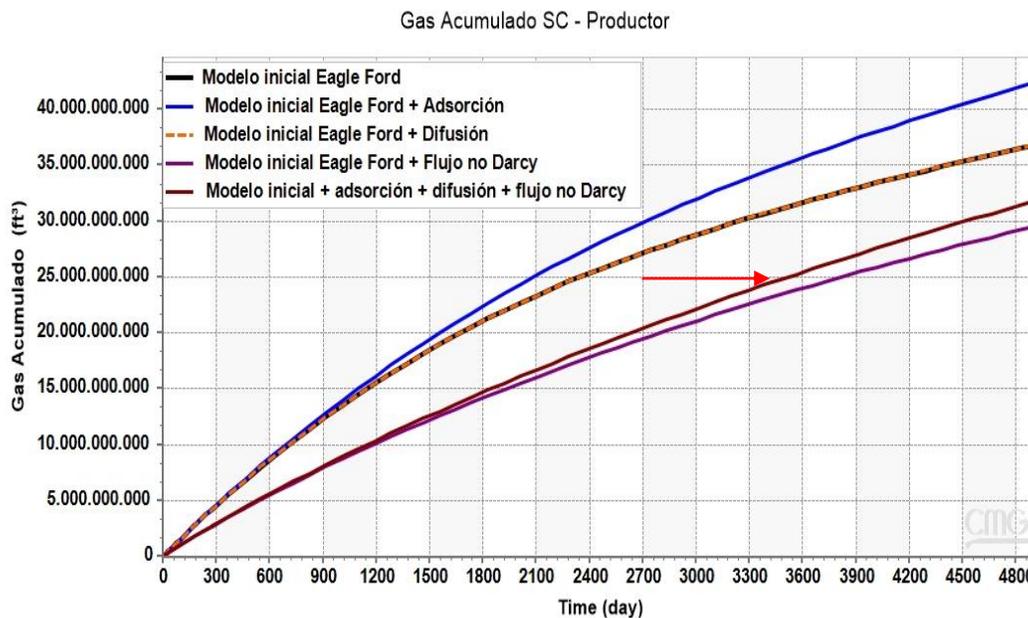


Figura 44. Resultados de la matriz de evaluación modelo inicial.

Tabla 15*Resultados de la matriz de evaluación modelo inicial*

| Casos | Modelo inicial | Modelo inicial + difusión | Modelo inicial + Adsorción | Modelo inicial + Flujo no Darcy | Modelo inicial + difusión + Adsorción + Flujo no Darcy = Modelo base |
|---|----------------|---------------------------|----------------------------|---------------------------------|--|
| Gas acumulado (MMM SC ft ³) | 36,8 | 36,8 | 42,5 | 29,6 | 31,93 |
| % | +15,5 | +15,5 | +33,2 | -7 | - |

Para dar la interpretación de la figura 44, es necesario recordar que la curva de estudio para realizar las distintas interpretaciones o análisis pertenece al modelo que contiene todos los fenómenos de transporte, en este caso según la leyenda de la gráfica (figura 44, acotada con una flecha) corresponde entonces al modelo inicial, al cual se le sumo el efecto que produce los fenómenos juntos: la adsorción, la difusión, y el flujo no Darcy (la suma de dichos parámetros al modelo inicial da como resultado el modelo base mostrado en la tabla 8), dicha curva representa la acción de todos los fenómenos simultáneamente tal como ocurre en la realidad y se puede observar que al ir considerando un único parámetro a la vez, ninguna de las curvas resultantes llegan a asemejarse a la curva base. Si en el modelaje no se toma en cuenta ningún fenómeno de transporte (modelo inicial Eagle Ford) o solo se considera la difusión (modelo inicial Eagle Ford + difusión) se sobreestima la producción acumulada en un 15.5%, al solo considerar la adsorción (modelo inicial Eagle Ford + Adsorción) se sobreestima en un 33,2 %, mientras que el hecho de considerar el flujo no Darcy (modelo inicial Eagle Ford + Flujo no Darcy) y no considerar los demás factores disminuye la producción acumulada en un porcentaje de 7% subestimando la producción, en la tabla 15 se encuentran arrojados los resultados de gas acumulado obtenidos para cada caso y el porcentaje de diferencia de estos con respecto al resultado del modelo base (Modelo inicial + difusión + Adsorción + Flujo no Darcy). Se puede notar que en este apartado el análisis solo está enfocado a explicar la diferencia obtenida en la curva objetivo de cada caso, pero la interpretación y el porqué un fenómeno suma o resta a la función objetivo se explica más adelante.

4.3.3 Matriz de evaluación 2

A continuación, se muestran los resultados de la matriz de evaluación del modelo base según tabla 9, donde este modelo base tendrá todos los parámetros activos para modelar los fenómenos de transporte, y el resto de los casos de estudio solo tendrán un parámetro desactivado a la vez.

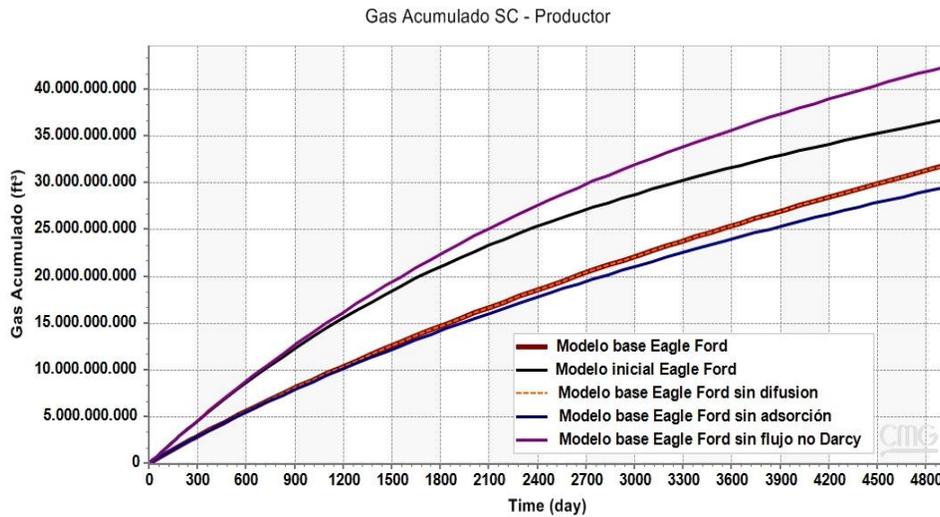


Figura 45. Resultados de la matriz de evaluación modelo base.

Tabla 16

Resultados de la matriz de evaluación modelo base

| Casos | Modelo base | Modelo base sin difusión | Modelo base sin adsorción | Modelo base sin flujo no Darcy | Modelo inicial |
|-------------------------|-------------|--------------------------|---------------------------|--------------------------------|----------------|
| Gas acumulado MMM [ft³] | 31,9 | 31,9 | 29,6 | 42,5 | 36,8 |
| % | - | -0.0063 | -7.2 | +33.2 | -15,5 |

En la figura 45, se observa que la curva con el valor más alto de gas acumulado, pertenece al modelo que conserva todos los fenómenos de transporte menos el flujo no Darcy, la curva que representa el modelo donde no se considera la adsorción es la que posee el menor valor de producción acumulada esto se hace evidente, luego de haber realizado el estudio de cada fenómeno por individual, ya que si en la figura 44 se visualizó que la adsorción es el fenómeno de transporte que más suma a la producción de modo individual, de forma análoga

cuando trabaja en conjunto con los demás fenómenos sigue siendo de mucha importancia y al desactivarla de la simulación y no tomarla en cuenta, la producción decae hasta llegar al valor de 29,6 MMM ft³. En términos generales si en el modelaje no se toma en cuenta ningún fenómeno de transporte (modelo inicial Eagle Ford) como ya se puntualizó la función objetivo se sobreestima en un 15.5%. Cuando se consideran todos los fenómenos y solo se desactiva la difusión (modelo base Eagle Ford sin difusión) no se producen cambio significativo en la producción acumulada. Al solo inhabilitar la adsorción (modelo base Eagle Ford sin adsorción) y modelar los demás fenómenos se reduce la función objetivo en 7.2%. Mientras que el hecho de no considerar el flujo no Darcy (modelo base Eagle Ford sin Flujo no Darcy) y considerar los demás factores eleva el valor de la producción acumulada en un 33.2 % (tabla 16) cada porcentaje se realizó en comparación a la función objetivo del modelo base. Al igual que en la matriz de evaluación 1, se puede notar que en este apartado el análisis solo está enfocado a explicar la diferencia obtenida en la curva objetivo de cada caso. La interpretación y el porqué un fenómeno suma o resta a la función objetivo se explica más adelante.

La figura 46 es obtenida con base a los resultados de la matriz de evaluación de la tabla 9, en ella se puede observar por orden de importancia, cuál de los fenómenos es el que más afecta a la función objetivo. El valor de gas acumulado máximo fue el obtenido por la curva del caso sin flujo no Darcy, el valor objetivo es el obtenido por la curva del caso base y el valor mínimo es obtenido por el caso sin adsorción, tomando como referencia esos tres valores se tiene una idea del rango en el que estaría la función objetivo al no tomar en cuenta algunos fenómenos de transporte y mantener activos los demás.

Ahora al evaluar la importancia de los fenómenos se destaca que estos están ordenados de manera tal, que en el primer lugar quedara el fenómeno que más afecte a la función objetivo (sin importar si afecta negativamente o positivamente) y de último lugar quedara el que menos afecte. En este sentido, el flujo no Darcy es el que tiene más importancia y al observar la gráfica se puede visualizar que la barra para este fenómeno es negativa, por lo cual el flujo no Darcy tiende a disminuir la función objetivo, mientras que la adsorción la cual se encuentra en segundo lugar tiende a aumentar la función objetivo y por último se encuentra la difusión el cual aumenta la función objetivo, pero en un rango menor que los hace la adsorción.

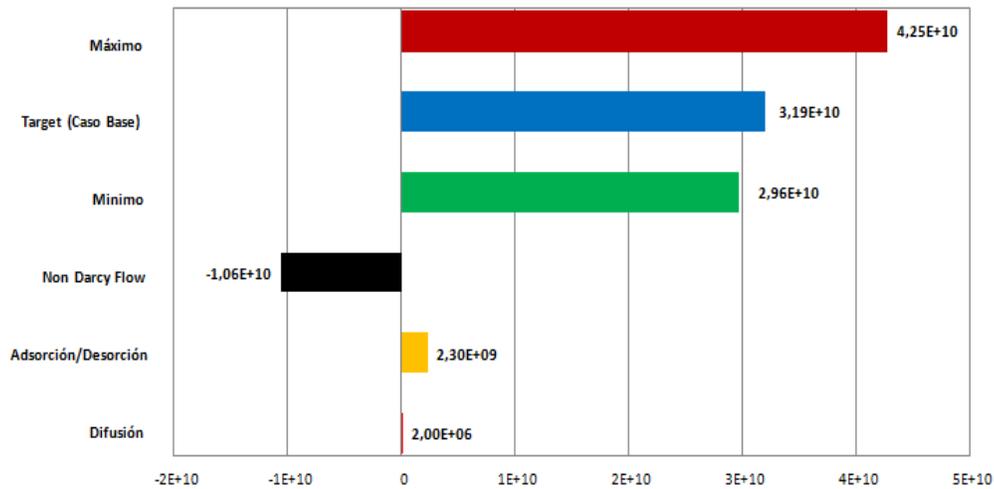


Figura 46. Gráfica de importancia de parámetros.

Al haber estudiado ambas matrices de evaluación (modelo inicial y modelo base), se puede concluir que sucede cuando se modela un yacimiento no convencional de Shale Gas, tomando un fenómeno a la vez o tomando en cuenta todos y desactivando uno de ellos. En continuidad se procede a evaluar los fenómenos de transporte, según el esquema de la figura 30, para así dar respuesta al por qué estos fenómenos suman, restan o no aportan cambios importantes a la producción acumulada de gas.

4.3.4 Integración e interpretación de los resultados obtenidos de acuerdo a la variación de los parámetros, que controlan la presencia de un fenómeno de transporte

Esta será es la última fase implementada en el estudio actual, donde se procedió a estudiar qué sucede al variar los valores de algunos de los parámetros que rigen los fenómenos de transporte en el simulador, con ello también se dará respuesta al por qué un fenómeno aumenta la producción o en caso contrario disminuye.

4.3.4.1 Difusión

En referencia a la difusión, se sabe por la teoría estudiada que es uno de los principales fenómenos de transporte del gas en los yacimientos de Shale Gas: El transporte del gas se produce por difusión desde la matriz del Shale a las fracturas (Shen, Xu, Xizhe, Huang, & Gu,

2016), para el caso de este estudio se obtuvo que la variación de los valores del coeficiente de difusión no tuvieron gran impacto en la producción del gas (figura 47), el cambio en las curvas de producción visto fue mínimo y solo se observa variación si se hace un zoom a la gráfica (figura 48), es allí donde se nota un aumento despreciable de 0.22% cuando el coeficiente de difusión tuvo su valor máximo de 0.05 cm²/s (tabla 17).

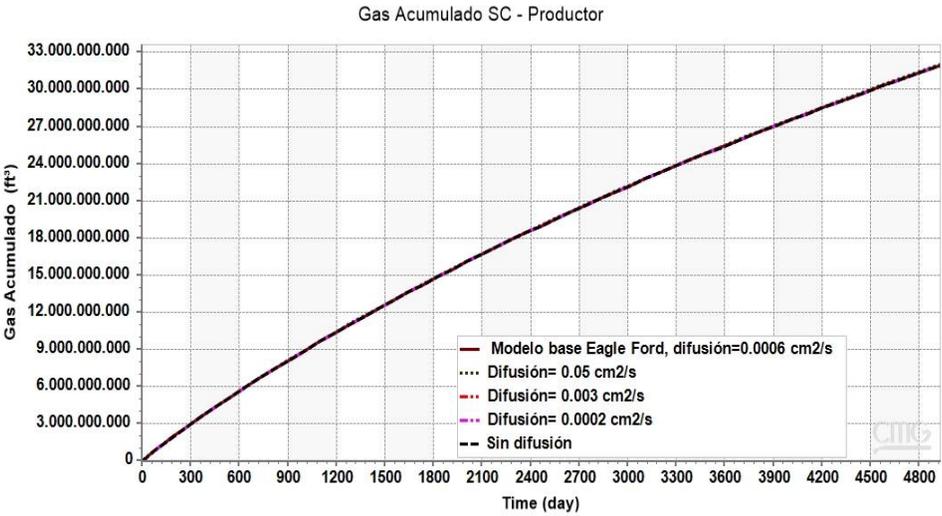


Figura 47. Resultados de variación de difusión.

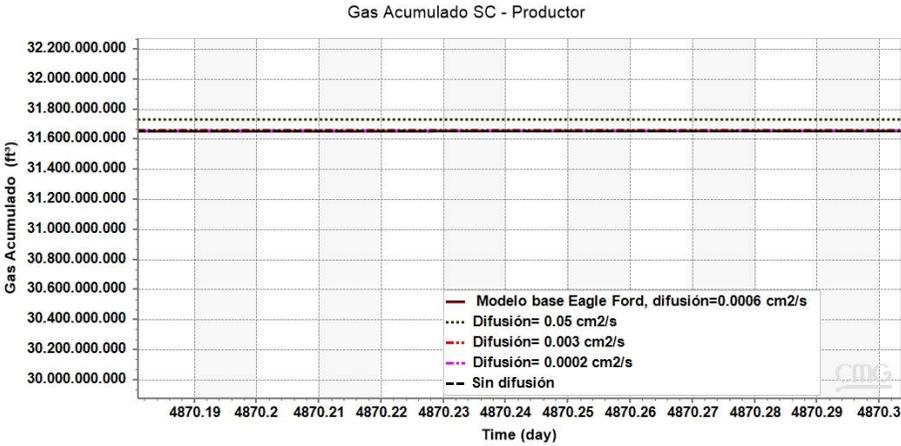


Figura 48. Grafica ampliada de los resultados de variación de difusión (figura 47).

La tabla 17 muestra los resultados de gas acumulado obtenidos para cada caso de estudio donde se variaron los coeficientes de difusión, de igual modo el resultado de no tomar en cuenta el fenómeno de difusión.

Tabla 17*Resultados de la variación de difusión*

| | | | | | |
|--|--------------|--------|--------|-------|------|
| Coefficiente de difusión [cm²/s] | Sin difusión | 0,0002 | 0,0006 | 0,003 | 0,05 |
| Acumulado MMM [ft³] | 31,93 | 31,93 | 31,93 | 31,94 | 32 |

Se intuye que no hubo grandes cambios con la difusión ya que como se puede notar en la ecuación 16, el flujo dado por difusión no depende solamente del coeficiente de difusión, depende de área de contacto entre bloques del modelo y separación de los mismos, además de la tortuosidad y porosidad de la matriz. Con base a lo expuesto, se intuye que el tamaño de las celdas utilizado en el modelo (100 ft x 100 ft) puede no ser el más indicado para representar este fenómeno. Otro de los factores que puede haber ocultado el efecto de la difusión es que en el modelo no se cuentan con factores externos (temperatura, inyección) que cambien drásticamente las condiciones del gas en el yacimiento.

4.3.4.2 Adsorción

Para poder explicar el efecto de la adsorción para las figuras 44, 45 y 50, se hace indispensable recordar del marco teórico el concepto de adsorción el cual es un fenómeno de superficie y es causado por las fuerzas de atracción intermoleculares. Por otro lado, la desorción es el proceso opuesto a la adsorción, y consiste en que las moléculas adheridas a la superficie de la roca empiezan a desprenderse debido a una caída de presión. En la simulación de un yacimiento de Shale Gas, el momento donde actúa este fenómeno de transporte corresponde desde el inicio y durante el transcurso de la producción, en el modelo simulado se puede observar la disminución de la presión durante la producción de gas en las celdas adyacentes al pozo (figura 49), motivo por lo cual el gas comienza a desorberse de la matriz y comienza su aporte a la producción.

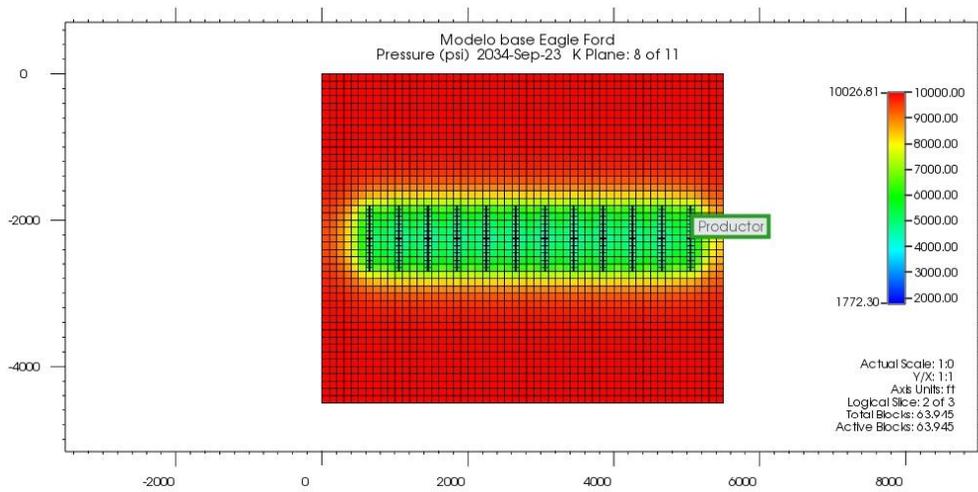


Figura 49. Cambios de presión para el layer 8 del modelo base Eagle Ford.

La adsorción es el fenómeno que más aporta a la producción acumulada del gas, incrementando su valor incluso en un 20% (CMG, 2020) de allí parte el motivo para dar la explicación del porque al solo considerar la adsorción como fenómeno de transporte este sobrepasa el valor base (figura 44), aunado a esto cuando no se considera este fenómeno de transporte y solo se simula el efecto de los demás, la curva de producción decae por debajo de todas las demás curvas de producción acumulada (figura 45). De manera general basado en los datos de la figura 50, en el modelo de estudio, el hecho de no tomar en cuenta el gas producto de la desorción disminuye la producción acumulada de gas en un 7.2%.

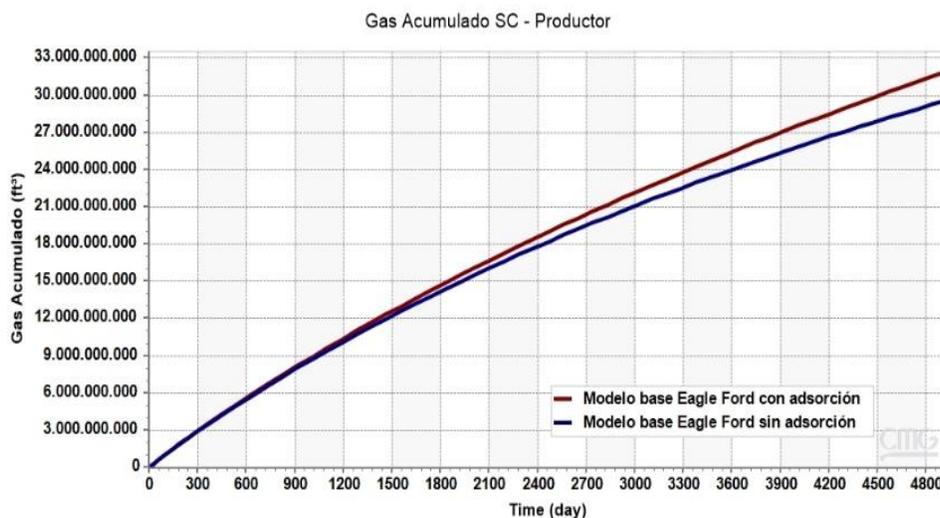


Figura 50. Resultados de variación de adsorción.

Ahora se procede a explicar los resultados obtenidos de variar los valores de los parámetros que constituyen el fenómeno de la adsorción, para este estudio fueron la presión de Langmuir (PL) y el volumen de Langmuir (VL).

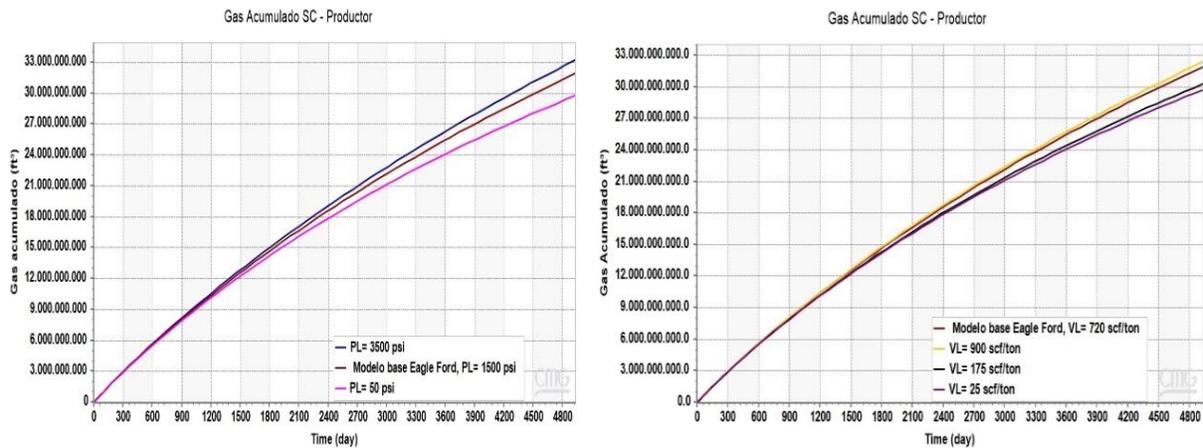


Figura 51. a) variación de la presión de Langmuir para un volumen de Langmuir constante. b) variación del volumen de Langmuir para una presión de Langmuir constante.

La figura 51 muestra los resultados obtenidos al variar PL y VL tomando un valor máximo, medio y mínimo. En los resultados se puede evidenciar que para ambos casos la producción acumulada en los primeros 1200 días no tiene gran cambio, pero a medida que avanza la producción se nota que a mayor PL y VL se obtendrá más producción acumulada de gas.

Los resultados tienen sentido ya que al aumentar el VL se está diciendo que se tiene más volumen de gas adsorbido en la matriz y por ende se tendría más aporte por el gas que se desorbería en una etapa de producción más tardía, al bajar la presión del yacimiento y desencadenar la desorción del gas. En cuanto a la PL se sabe que este es el valor de presión donde se encuentra almacenado la mitad del volumen total adsorbido en la matriz, además por los resultados se sabe que también afecta de manera directa a la producción. Al evaluar los resultados se obtiene que a mayor presión de Langmuir (manteniendo el VL constante), el yacimiento necesita menor caída de presión para comenzar a desorber el gas que se encuentra adsorbido, es así, que en un mismo tiempo de producción y al tener un PL mayor se obtiene más producción.

4.3.4.3 Flujo no Darcy

Para realizar la discusión de la figura 53 se debe hacer mención que el flujo de gas a través de las fracturas se ve gobernado tanto por flujo Darcy como por flujo no Darcy; el parámetro principal para que ocurra el flujo Darcy o pasemos al flujo no Darcy, corresponde a la velocidad del fluido. El flujo Darcy, es un flujo laminar y el flujo no Darcy un flujo turbulento. Cuando estamos a bajas velocidades, se puede hablar de flujo Darcy, pero a medida de la velocidad del gas aumenta se aleja del comportamiento del flujo Darcy y se empieza a ver un comportamiento no Darcy (figura 52), en el cual la velocidad deja de ser lineal con respecto al gradiente de presión y es definida por la ecuación de Forchheimer (ecuación 14).

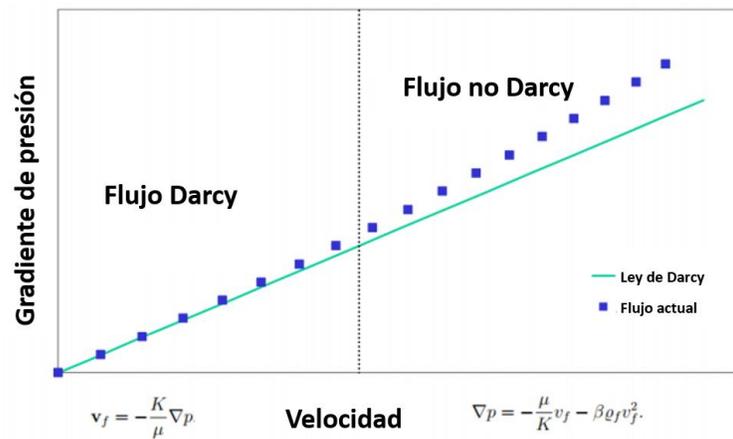


Figura 52. Comportamiento de la velocidad de flujo vs Gradiente de presión para flujo Darcy y no Darcy (Computer Modelling Group Ltd., 2020).

En la simulación numérica realizado por Weijun, Yanmei, Xizhe, Weigang, & Jiangrui (2016) consideraron en su modelo el flujo Darcy en la fractura natural y el flujo no Darcy en las fracturas hidráulicas, la permeabilidad de la fractura hidráulica es extremadamente alta mientras que la viscosidad del gas es baja, por lo tanto, el caudal dentro de estas fracturas sería relativamente alto y debería considerarse como flujo no Darcy (Zhang, y otros, 2015). Ahora es momento de aclarar que el flujo no Darcy ocurre en la entrega del gas desde la matriz a la fractura y como ya se dijo cuando tenemos un flujo de gas a altas tasas.

Ya teniendo en claro la explicación realizada en la cual se especifica dónde y por qué ocurre el flujo Darcy y no Darcy, se procede a realizar el análisis de la figura 53. En el simulador, cuando no se activa la opción de flujo no Darcy para las fracturas hidráulicas, por defecto toma el flujo Darcy. Esta restricción no implica la ausencia de flujo en la fractura porque sin duda existe solo que es gobernado por un flujo laminar hasta llegar a la cara del pozo. A partir de esta gráfica (figura 53) y basado en el conocimiento adquirido durante la realización de este estudio, se pudo notar que los efectos del flujo no Darcy son de gran importancia, como se demuestra en la gráfica (figura 46), este fenómeno es el que más afecta (de manera negativa) el acumulado del gas convirtiéndolo en un parámetro crítico que reduce la productividad de las fracturas hidráulicas en los pozos de alta tasa. Es por ello que al modelar la curva objetivo sin tomar en cuenta el flujo no Darcy, se estaría sobreestimando la producción en un 33%.

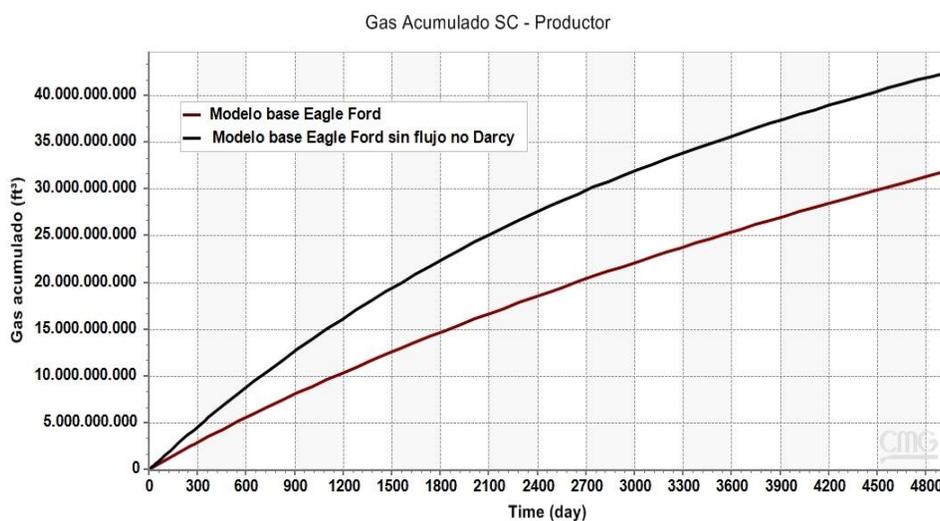


Figura 53. Resultados flujo Darcy vs Flujo no Darcy.

La baja productividad al considerar el flujo no Darcy, viene dada por la característica típica de este flujo (turbulencia) que causa que las partículas fluyan de manera desordenadas y con frecuentes aceleraciones y desaceleraciones. Según el Department of Petroleum Engineering (2011) esto causa una reducción significativa de la conductividad efectiva de la fractura y afecta negativamente la productividad de un pozo de gas fracturado hidráulicamente. Este mismo autor indica que si se tienen en cuenta los efectos no Darcy la presión del yacimiento

cae menos rápido que si no se toma en cuenta los efectos no Darcy, por ende la producción acumulada es menor que la condición de flujo Darcy.

4.3.4.4 Integración de resultados

El trabajo especial de grado se enfocó en los yacimientos no convencionales tipo Shale Gas, que como se explicó en el marco teórico, son distintos y más complejos que los yacimientos convencionales, sin embargo, era necesario realizar un repaso por algunos de los conceptos de yacimientos convencionales, ya que de allí nacen los conocimientos desarrollados para el correcto estudio del Shale Gas.

Los yacimientos naturalmente fracturados, fueron el punto de partida para internalizar como los conceptos podían ser aplicados en los yacimientos no convencionales. Ya encauzado el estudio, se hace indispensable reconocer el ambiente depositacional, la geoquímica, la madurez térmica, porosidad, entre otros. Haciendo especial énfasis en el carbono orgánico total ya que es la clave para determinar la calidad de un yacimiento tipo Shale Gas (tabla 3), ligado a su madurez térmica que es determinada con base a la reflectancia de la vitrinita indicativo del tipo de hidrocarburo que se puede encontrar en el yacimiento (figura 12).

Por otro lado, entre los conceptos necesarios de estudiar se encontraba el tipo de flujo, régimen de flujo, geometría de flujo, etc., para así poder realizar analogías con los YNC y tener presente la diferencia entre régimen de flujo y fenómenos de transporte. Una vez internalizado dichos conceptos fue momento de solo dirigir el estudio a los fenómenos de transporte, identificar cuál de ellos podía formar parte del proceso de migración (difusión), cual fenómeno estaba relacionado al almacenamiento del gas en los Shale (adsorción/desorción), como interactuaban entre sí, cual fenómeno actuaba en el transporte del gas en la matriz (difusión), como se movía el gas en las fracturas naturales (flujo Darcy) y quien gobierna el flujo del gas en las fracturas hidráulicas (flujo Darcy y flujo no Darcy) para finalmente el fluido llegar a la cara de pozo.

En cuanto a la difusión, unas de las principales conclusiones a la que se llegó con base a dicho fenómeno es que en simulación es un tema algo controvertido. Algunos expertos no creen que sea necesario incluir dicho fenómeno de transporte, mientras que otros están en total desacuerdo e insisten que si debe ser tomado cuando se habla de los yacimientos no convencionales. De acuerdo al ingeniero de yacimientos experto en simulación Sergio Cilento, indica que, a pesar de no tener cambios significativos en la producción, el simulador está realizando lo que su programación le permite, pero debido a que dicho proceso es microscópico se hace difícil modelar con cualquier simulador de yacimientos en el mercado.

Mientras que para la adsorción, se habla que el almacenamiento de hidrocarburos en materia orgánica o adsorbida en la matriz puede ser significativo en relación con el gas almacenado en espacios porosos, es por ello que se hace indispensable tomarlo en cuenta. La adsorción en este estudio viene representada por isothermas de Langmuir y dichas isothermas, se pueden utilizar para predecir los volúmenes de gas adsorbido que se liberan hasta que se alcance la presión de abandono. Mientras que el flujo Darcy y no Darcy, son elementos indispensables al integrar las fracturas hidráulicas en el modelo de estudio.

En otras instancias, es necesario evocar que los fenómenos de transporte no solo ocurren simultáneamente sino que también ocurren a diferentes escalas (figura 18) dicha evolución y movimiento del gas, sucede en macro escala, meso escala, micro escala y a escala molecular. Además, cada fenómeno de transporte tiene su área de actuación como ya se ha mencionado, sin embargo se trae a relevancia dichas escalas para hacer uso del concepto de flujo del gas en nanoporos, dicho concepto fue explicado detalladamente en el marco teórico pero no se había hecho mención hasta el momento, debido a que no se pudo representar en el simulador utilizado. Los yacimientos de lutitas poseen tamaños de poros que van desde los macroporos, pasando por mesoporos hasta llegar a microporos (para diferenciar los valores, se muestran en la tabla 4).

El número de Knudsen es el encargado de realizar la relación entre el camino libre medio y el diámetro de poro (ecuación 10). El valor de dicho número dependiendo de los rangos especificados en la tabla 5, estará asociado a un régimen de flujo.

CMG 2020.10 no está diseñado para representar los cambios ocurridos en los diferentes diámetros de poro, por lo cual el apoyo de un simulador que pueda representar estos cambios es indispensable para poder realizar dicho estudio. Por ello, los fenómenos descritos en la sección de análisis de resultados del presente trabajo especial de grado son los que pueden ser representados matemáticamente en el simulador GEM.

A pesar de esta limitante, lo que se logró abarcar en la simulación es bastante representativo para describir los fenómenos de transporte del gas en yacimientos no convencionales tipo Shale Gas. Cabe destacar que los fenómenos de transporte presentan una interacción roca-fractura, que no puede ser despreciada para tener éxito en simulación de yacimientos no convencionales tipo Shale Gas.

CONCLUSIONES

1. El conocimiento del movimiento del gas en los yacimientos no convencionales tipo Shale Gas a través de la introducción de los términos como fenómenos de transporte a diferentes escalas de poro y del movimiento del fluido asociado a la entrega de gas del yacimiento, ocurre desde la matriz a las fracturas (naturales e inducidas) y de las fracturas inducidas a la cara del pozo (producción) y con ayuda de simuladores comerciales, se logró representar y mostrar su importancia en el entendimiento de este tipo de yacimientos y sus fluidos.
2. Las propiedades geoquímicas son elementales para realizar un estudio en yacimientos no convencionales ya que a través de ellas se define el potencial de un Shale Gas (cantidad, calidad y madurez), la combinación de estas propiedades fueron claves para seleccionar el yacimiento en estudio.
3. Se logró el estudio de los fenómenos de transporte en Shale Gas mediante la ayuda de la simulación numérica, específicamente del simulador composicional GEM de CMG, pudiendo realizar la descripción de los fenómenos de transporte a través de dos modelos de yacimientos principales (modelo base y modelo inicial) ambos modelados con datos correlacionados de distintos autores, pertenecientes al yacimiento Eagle Ford, específicamente a la zona de gas seco.
4. El proceso de simulación para un yacimiento de Shale Gas tomando en cuenta los fenómenos de transporte es muy sensible a los cambios realizados debido a que dichos fenómenos requieren cálculos muy minuciosos.
5. Es necesario comprender completamente la física subyacente que rige la liberación del gas metano en las lutitas para YNC, ya que se ha comprobado que el hecho de considerar el gas adsorbido incrementa incluso un 20% la producción acumulada, (en este estudio incremento la producción en un 7%) con ello se concluye que la adsorción es un elemento esencial para la capacidad de producción en un yacimiento de Shale Gas. En el mismo orden, se deduce que la adsorción es un mecanismo de almacenamiento mientras que su contraparte la desorción se considera un fenómeno de transporte el cual contribuye con el flujo mediante la entrega de gas.

6. Se determinó que el fenómeno que tiene mayor impacto en el acumulado de gas para los modelos planteados es el flujo no Darcy, restando al acumulado de producción un 33,2% por lo tanto los efectos de flujo no Darcy deben ser estudiados a fondo y considerarse al plantear el diseño de fracturamiento hidráulico en pozos de Shale Gas.
7. Para el simulador GEM, el flujo Darcy es el que gobierna por defecto el movimiento del fluido, pero al modelar correctamente los YNC tipo Shale Gas e incluir los fenómenos de transporte, el flujo Darcy comienza a actuar en conjunto con los fenómenos de transporte.
8. A pesar de no poder modelar los fenómenos de transporte con base al diámetro de poro debido a que el simulador GEM no está diseñado para realizar este tipo de estudio, se logró realizar la descripción de los fenómenos de transporte de una manera bastante representativa al tomar la difusión, la adsorción, el flujo Darcy y el no Darcy.
9. Se determinó que es de suma importancia incluir los fenómenos de transporte en los modelos de simulación de yacimientos no convencionales tipo Shale Gas, ya que al no modelarlos se puede caer en el error de sobreestimar la producción.

RECOMENDACIONES

1. Este estudio sigue una línea de trabajo que inicio en la caracterización estática de un yacimiento de Shale Gas realizada por los investigadores Salazar & Fernandez, (2019). Se continuó la investigación abarcando el estudio del movimiento del gas en dichos yacimientos no convencionales, y se recomienda realizar las siguientes etapas que corresponden al estudio de las propiedades geomecánicas y las técnicas de perforación y producción, orientadas hacia el fracturamiento hidráulico.
2. Si bien no se ven los cambios que ocasionan variar la difusión en este estudio, se recomienda tenerla en consideración, ya que, según la bibliografía, adquiere mayor peso cuando se va a realizar procesos de recuperación, como inyección de gas.
3. En estudios posteriores de YNC tipo Shale Gas, tales como La Luna, se recomienda obtener valores de la presión de Langmuir y volumen de Langmuir para cada componente del gas seco acompañada de la constante de difusividad, para así poder crear un modelo más robusto y realista, modelando la adsorción y difusión para cada componente.
4. Se propone realizar una optimización, en cuanto a los parámetros usados para diseñar fracturas en el subsuelo creadas artificialmente (espaciamiento de las fracturas hidráulicas, layers por encima y por debajo de la perforación horizontal del pozo, longitud media, longitud del pozo horizontal, etapas de fracturamiento, entre otros), con el fin de identificar los parámetros del diseño de fractura que tendrán el mayor impacto en el desarrollo del proyecto. Además, se recomienda incluir en la optimización del modelo, un estudio económico ya que algunos parámetros tienen impacto negativo en la economía del mismo.
5. Se recomienda modelar el flujo del gas tomando en cuenta el número de Knudsen, para ello se hace necesario el uso de un simulador que pueda representar el flujo del gas al atravesar distintos diámetros de poro (más a escala molecular), y así evaluar los fenómenos de transporte de una manera más minuciosa en cuanto al comportamiento del movimiento de las partículas del fluido.
6. Se recomienda profundizar en la analogía entre las interpretaciones de análisis de pruebas de presiones y los fenómenos de transporte, con el objetivo de interrelacionar todo lo que se enseña en la ingeniería de yacimiento, pero aplicado a los yacimientos de Shale Gas.

BIBLIOGRAFÍA

- United States Geological Survey. (2005). *Minerals and Materials Photo Gallery*. United States.
- Ahmed, T., & McKinney, P. (2005). *Advanced reservoir engineering*. Elsevier Inc.
- Ahmed, U., & Meehan, N. (2016). *Unconventional Oil and gas resources exploitation and development*. Boca Raton: Baker Hughes. doi:13: 978-1-4987-5941-0
- Aiza, S., & Álvarez, M. (2019). *Ecuación de Balance de Materiales para Shale Gas. Uso predictivo para evaluar el comportamiento de pozos fracturados*. Neuquén Capital, Argentina: Universidad Nacional del Comahue.
- Al-Rbeawi, S. (2017). Analysis of pressure behaviors and flow regimes of naturally and hydraulically fractured unconventional gas reservoirs using multi-linear flow regimes approach. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. doi:10.1016/j.jngse.2017.06.026
- Amin, T., Mohammad, S., Ehsan, H., Liu, K., & Mehdi, O. (2020). Flow modeling in shale gas reservoirs: A comprehensive review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 1-100. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103535>.
- Arias, F. (2006). *El proyecto de investigación - Introducción a la metodología científica*. Caracas, Venezuela: Episteme.
- Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos del Petróleo. (2013). *Hidrocarburos convencionales y no convencionales*. Argentina.
- Ávila, D. (2002). *Determinación de propiedades petrofísicas y petrofacies aplicando tecnología de resonancia magnética nuclear a muestras de núcleo de las formaciones gasíferas San Juan y San Antonio del campo Santa Rosa*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Baihly, J., Boyer, C., Jochen, V., Le Calvez, J., Toelle, B., & Alexander, T. (2011). Revolución del gas de Lutitas. *Oilfield review Schumberger*, 23(3), 40-56.

- Benavides, E., & Martín, J. (2018). *Analisis conceptual de la tecnologia de las estimulaciones hidraulicas masivas y su potencial aplicacion en yacimientos no convencionales de shale en colombia*. Bogotá: Fundacion Universidad de América.
- Bermudez, G. (2012). *Caracterizacion de yacimientos a traves de la interpretacion de pruebas depresion,formacion Capaya, campos Tácata y Tacat, Estados Antoategui y Monagas*. Caracas: Trabajo especial de grado Universidad Central de Venezuela.
- Brito, E. (2001). *Expresiones semiempiricas para la densidad de flujo turbulento de materia* . Ciudad Ojeda: Instituto universitario politecnico "Santiago Mariño".
- Bruner, K., & Smosna, R. (2011). *Comparative study of the Mississippian Barnett shale, Ford Worth basin, and Devonian Marcellus shale, appalachian basin*. Department of energy.
- Brunick, J. (2017). *Depositional dynamics of the upper Eagle Ford (upper cretaceous): Karnes and Gonzales counties, South Texas*. Fayetteville: University of Arkansas, Fay.
- Canadian Society for Unconventional Resources, CSUR. (n.d.). *Understanding Tight Oil. Information about canada's emerging energy resorces*.
- Castellanos, F. (2015). *Caracterización Dinámica De Yacimientos No Convencionales De Gas*. Mexico.
- Chan, P. (2011). *Guidelines for application of the Petroleum resources management system*. SPE, AAPG, WPC,SPEE,SEG.
- Cipolla. (2008). The relationship between fracture complexity, reservoir properties and fracture treatment design. *Society of petroleum engineers*, 1.
- CMG. (2020). *Modelamiento de yacimientos no convencionales IMEX-GEM V.2019*. Colombia : CMG-Argenis Alvarez.
- Computer modelling group Ltd. (2020). *Modelamiento de yacimientos no convencionales IMEX-GEM V.2019*. Colombia: CMG-Argenis Alvarez.
- Computer Modelling Group Ltd. (2020). *Builder User Guide* (2020.10 ed.). Calgary, Alberta, Canada.

- Computer Modelling Group Ltd. (2020). *Modelling of Shale, Tight Oil and Gas Reservoirs V.2019.10 Tutorial*. Calgary: CMG- Kiran Vanepalli.
- Cruz, G., Berthier, A., & García, H. (2017). Yacimientos de gas de lutitas: Modelación, retos científicos y tecnológicos. *Ingeniería Petrolera*, 57(4), 276-297.
- Da Prat, G. (2009). *Introducción al Análisis y Diseño de Pruebas de Presión* .
- Department of Petroleum Engineering. (2011, Mayo 2). The effects of non-Darcy flow on hydraulic fracturing optimization design. *Advances in petroleum exploration and development*, 1(1), 59-65. doi:10.3968/j.aped.1925543820110101.007
- EIA. (2013). *According to the US Energy Information Administration*.
- El Mazry, S. (2019). *Estudio de la existencia de interferencia entre pozos en un yacimiento carbonático de gas* . Caracas: Universidad Central de Venezuela .
- Escobar, F. (2009). *Análisis Moderno de Pruebas de Presión*. Neiva: Universidad Surcolombiana .
- Escobar, F. (2012). *Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos*. Huila: Universidad Surcolombiana.
- Fernández, F. (2011). *Análisis de los sistemas de refrigeración solar por adsorción*. Sevilla: Escuela técnica superior de ingenieros Universidad de Sevilla.
- Fisher, k., & Warpinski, N. (2011). Hydraulic fracture-height growth: real data. *Society of petroleum engineers*, 8.
- Geankoplis, C. (1998). *Procesos de transporte y operaciones unitarias*. Mexico: Compañía editorial continental S.A de C.V.
- Gong, X., Tian, Y., McVay, Ayers, W., & Lee, J. (2013). *Assessment of Eagle Ford Shale Oil and Gas Resources*. Calgary: Paper presented at the SPE Unconventional Resources Conference Canada. doi:<https://doi.org/10.2118/167241-MS>

- Guo, c., Wei, M., & Liu, H. (2015). Modeling of Gas Production from Shale Reservoirs Considering Multiple Transport Mechanisms. *Plos one*, 10(12). doi:<https://doi.org/10.1371/journal.pone.0143649>
- Gupta, I., Chandra, R., Sondergeld, C., & Davegowda, D. (2017). *Rock typing in Eagle Ford, Barnett and Woodford Formations*. Houston: Society of Petroleum Engineers. doi:SPE 167241
- Gutiérrez, A. (2015). *Estudio de los yacimientos no convencionales de Lutitas petrolíferas y su potencial de explotación en la formación La Luna en Venezuela*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Hernández, N., Blasingame, T., & Villagran, J. (2014). Comportamiento de flujo en sistemas de nanoporos- aplicaciones a shale gas. *54*(3), 173-183.
- Javadpour, F., & Ettehadtavakkol, A. (2015). Gas Transport Processes in Shale. In R. Rezaee, & R. Rezaee (Ed.), *Fundamentals of Gas Shale Reservoirs* (pp. 245-266). New Jersey: John Wiley & Sons, Inc. doi:<https://doi.org/10.1002/9781119039228.ch11>
- Javadpour, F., Fisher, D., & M, U. (2007). Nanoscale Gas Flow in Shale Gas Sediments. *Journal of Canadian Petroleum*, 46, 10. doi:<https://doi.org/10.2118/07-10-06>
- KAPPA. (2020). *Dynamic Data Analysis V5.30*.
- Liehui, Z., Hongbin, L., Yulong, Z., Jun, X., Xian, P., & Qiu, L. (2020). Gas transport characteristics in shale matrix based on multiple mechanisms. *Chemical Engineering Journal*, 368, 100-130. doi:<https://doi.org/10.1016/j.cej.2019.124002>
- Lisborius, A. (2019). *Applied petroleum source rock evaluation and high-resolution sequence stratigraphy for unconventional reservoirs in La Luna formation (cenomanian-santonian) northwest maracaibo basin, Venezuela*. Norman: University of Oklahoma.
- Liu, X., & Zhang, D. (2019). Una revisión de la simulación de comportamiento de fase de hidrocarburos en espacios confinados: implicaciones para el petróleo y el gas de esquisto bituminoso. *Elsevier* , 2-10.

- Lopez, L. (1997). Comparacion de evidencias geologicasy geoquimicas de migracion primaria en rocas fuentes carbonaticas y lititicas. *Revist latino americana de geoquímica orgánica*, 3, 19-21.
- Masciarelli, R., Stancich, S., & Stoppani, F. (2012). *Transferencia de Materia* . Provincia de Santa Fe, Argentina: Universidad Tecnológica Nacional.
- Naranjo, A. (2009). *Evaluación de yacimientos de hidrocarburos* . Medellin: Coleccion Facultad de Minas .
- Pacheco, A., Cardona, A., & Cortes, F. (2015). Caracterización composicional y de capacidad de almacenamiento en muestras de superficie de las formaciones Conejo y La Luna (Valle medio del Magdalena y Cordillera Oriental): Implicaciones para la evaluacion del shale gas cretácico en Colombia. *Boletin de Ciencias de la Tierra*, 37, 45-53. doi:DOI: <http://dx.doi.org/10.15446/rbct.n37.43685>
- Paris de F, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.
- Pelegry, E. Á., & Diez, C. S. (2016). *Gas no convencional: shale gas Aspectos estratégicos, técnicos, medioambientales y regulatorios*. Madrid: Ediciones Jurídicas y Sociales, s. a.
- Peng, H., Feng, G., Jian, H., Jia, L., Xue, Y., & Zhaopeng, Z. (2020). Shale gas transport mechanisms in inorganic and organic pores based on lattice Boltzmann simulation. *Energy Reports*, 6, 2641-2650. doi:<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.09.021>
- Perez, R. (2015). *Optimización de los sistemas de perforación y terminación de pozos en yacimientos de shale gas*. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Rezaee, R. (2015). *Fundamentals of gas shale reservoirs*. New Jersey: Curtin University.
- Rivera, J. (2004). *Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos*. Caracas.
- Rodríguez, X. (2017). *Daño geomecánico de sistemas naturalmente fracturados debido a esfuerzos inducidos por producción de fluidos*. Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía. Medellín: Universidad Nacional de Colombia.

- Rouquerol, J., Avnir, D., Fairbridge, C., Everett, D., Haynes, J., Pernicone, N., . . . Unger, K. (1994). Recommendation for the characterization of porous solids. *International union of pure and applied chemistry*, 66(8), 1739-1758.
- Ruiz Maraggi, L. (2016). *Aspectos de Ingeniería de Reservorios en la Analogía entre la Formación Vaca Muerta y los Principales Shale Gas / Oil Plays de Estados Unidos*. Buenos Aires: Universidad de Buenos Aires.
- Salazar, F., & Fernandez, A. (2019). *Diseño de una metodología orientada a la caracterización de yacimientos no convencionales de Shale Gas*. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Schlumberger. (2020, Marzo 20). *Oilfield Glossary*. Retrieved from Oilfield Glossary En Español: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/primary_migration.aspx
- Sepulveda, J., & Escobar, F. (2015). *Simulación de yacimientos: principios, conceptos y construcción de mallas*. Bogota .
- Shen, W., Li, X., Xu, Y., Sun, Y., & Huang, W. (2017). Gas Flow Behavior of Nanoscale Pores in Shale Gas Reservoirs. *Energies*(10), 751. doi:doi:10.3390/en10060751
- Shen, W., Xu, Y., Xizhe, L., Huang, W., & Gu, J. (2016). Numerical simulation of gas and water flow mechanism in hydraulically fractured shale gas reservoirs. *Journal of natural gas science and engineering*(35), 726-735. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.jngse.2016.08.078
- Sieben, G. (2018). *Caracterización geológica y geoquímica de la formación Vaca muerta en seis pozos del centro de la cuenca de Neuquina. Una Contribución a la prospección*. Patagonia : Universidad Nacional del Comahue.
- Stinco, L., & Barredo, S. (2014). Vaca Muerta Formation: An Example of Shale Heterogeneities Controlling Hydrocarbon's Accumulations. *Unconventional Resources Technology Conference*, 1.
- Swami, V., Settari, A. (., & Javadpour, F. (2013). *A Numerical Model for Multi-Mechanism Flow in Shale Gas Reservoirs with Application to Laboratory Scale Testing*. London: EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europec. doi:<https://doi.org/10.2118/164840-MS>

- Tarback, E., & Lutgens, F. (2005). *Ciencias de la Tierra*. Madrid: Pearson Educación.
- Tissot, B., & Welte, D. (1978). *Petroleum Formation and Occurrence*. New York: Springer-Verlag.
- U.S Energy Information Administration, I. S. (2014). *Updates to the EIA Eagle Ford Play Maps*. Washington DC: U.S Department of Energy.
- U.S. Department of Energy. (2019). *Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer*. Oklahoma: ALL Consulting.
- Van Golf-Racht, T. (1982). *Fundamentals of fractured reservoir engineering*. Amsterdam: Elsevier.
- Wei, Y., & Sepehrnoori, K. (2013). *Simulation of Gas Desorption and Geomechanics Effects for Unconventional Gas Reservoirs*. California: Paper presented at the SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting 2013 Joint Technical Conference. doi:<https://doi.org/10.2118/165377-MS>
- Weijun, S., Xizhe, L., Yanmei, X., Yuping, S., & Weigang, H. (2017). Gas Flow Behavior of Nanoscale Pores in Shale. *Energies*, 1-12.
- Weijun, S., Yanmei, X., Xizhe, L., Weigang, H., & Jiangrui, G. (2016). Numerical simulation of gas and water flow mechanism in hydraulically fractured shale gas reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 35, 726-735. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.08.078>
- Xiao, Y., Wang, H., Mi, Z., Cheng, Y., Cao, X., Qu, J., & Guo, J. (2020). *Laboratory Measurements of Acid-Etched Fracture Conductivity for Medium-High Porosity and Low Permeability Limestone Reservoirs in EE Oil Field*. Paper presented at the 54th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. doi:ARMA-2020-1394
- Zhang, J., Huang, S., Cheng, L., Xu, W., Liu, H., Yang, Y., & Yongchao, X. (2015). Effect of flow mechanism with multi-nonlinearity on production of shale gas. *El Sevier*, 24, 291-301. doi:[doi:doi.org/10.1016/j.jngse.2015.03.043](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.03.043)