

IMPACTO DE PDP (PRESSURE DEPENDENT PERMEABILITY) EN LA
ESTIMACIÓN DE PRODUCTIVIDAD DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

LEIDY VANESSA PÉREZ COLEY
HEBERTH JULIAN RODRÍGUEZ PANTALEÓN

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2019

IMPACTO DE PDP (PRESSURE DEPENDENT PERMEABILITY) EN LA
ESTIMACIÓN DE PRODUCTIVIDAD DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

LEIDY VANESSA PÉREZ COLEY
HEBERTH JULIAN RODRÍGUEZ PANTALEÓN

TRABAJO DE GRADO PARA OBTENER EL TITULO DE INGENIERO DE
PETRÓLEOS.

DIRECTOR:
JOSE CARLOS CARDENAS MONTES
INGENIERO DE PETRÓLEOS, M.Sc.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2019

DEDICATORIA

Primeramente, agradecer a Dios por guiarme hacia el camino correcto y permitirme culminar esta etapa de mi vida tan importante.

Infinitas gracias a mis padres por su apoyo, orientación y por todo el sacrificio realizado para ayudarme a cumplir este sueño. Son mi motivación diaria, los amo.

A mis hermanas, por ser un ejemplo a seguir y han contribuido en mi crecimiento personal y profesional.

A mi novia por brindarme su amor y apoyo incondicional en todo momento.

Te amo

A todas las personas que he conocido a lo largo de mi etapa en mi universidad, los cuales han contribuido de una u otra forma a este proyecto.

Heberth Julian Rodriguez Pantaleon

DEDICATORIA

En primer lugar, quiero agradecer a Dios y a la santísima virgen por permitirme cumplir uno de mis más grandes sueños.

A mis papás, Magaly y Humberto, por ser el motor de mi vida, por siempre brindarme su cariño y su apoyo incondicional. Los amo.

A mi novio y compañero de tesis por siempre brindarme su amor, ternura, comprensión y paciencia. Te amo.

A mis amigos, que de una u otra manera hicieron de esta experiencia algo inolvidable y que estuvieron conmigo en todo momento. Los llevare siempre en mi corazón.

Leidy Vanessa Pérez Coley

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander y a la escuela de Ingeniería de Petróleos, nuestro segundo hogar, donde junto con los docentes nos formaron como profesionales y nos ayudaron a cumplir uno de nuestros sueños.

A M. Sc. José Carlos Cárdenas Montes, M. Sc. Helena Margarita Ribon y M. Sc. Emmanuel Robles por su acompañamiento, colaboración y por todo el tiempo dedicado durante la realización de este proyecto.

Y en general a todas las personas que de alguna manera fueron participes y nos acompañaron en esta etapa de nuestras vidas.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
1. OBJETIVOS	18
1.1. OBJETIVO GENERAL	18
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	18
2. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	19
3. CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE SHALE GAS	22
3.1. PROPIEDADES PETROFÍSICAS	22
3.1.1. Porosidad.	22
3.1.2. Permeabilidad.....	23
3.1.3. Saturación de fluidos.....	24
3.3. MICROFRACTURAS NATURALES.....	24
3.4. FRACTURAS HIDRÁULICAS	25
4. GENERALIDADES EFECTO PDP	27
5. EFECTO DE GEOMECANICA	30
5.1. MÓDULO DE YOUNG	30
5.2. RELACIÓN DE POISSON	31
5.3. COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA	32
6. MECANISMOS DE ALMACENAMIENTO	33
6.1. GAS LIBRE	34
6.2. GAS ADSORBIDO	34
6.2.1. Adsorción.....	35
6.2.1.1.Propiedades que afectan la adsorción	36
6.2.1.2. Determinación de gas adsorbido.....	38
7. MECANISMOS DE FLUJO.....	48
7.1. FLUJO NO DARCY.....	48
7.2. DIFUSION DE GAS	54
7.2.1. Modelo de difusión de Fick.	55
7.2.2. Modelo de difusión de Knudsen	56
7.3. DESORCIÓN	57

8. DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACION	60
8.1. CORRELACIONES DE CORRECCION PDP SEGÚN WANG, JING, ET AL. (2016)	62
8.1.1. Desarrollo de los multiplicadores.	75
8.2. DESCRIPCION MODELO CASO BASE	87
8.2.1. Enmallado de simulación..	88
8.2.2. Condiciones de yacimiento.	90
8.2.3. Generación de curvas de permeabilidad.....	92
8.2.4. Configuración de las perforaciones.....	96
8.3. DESCRIPCION MODELO CON PDP	98
9. RESULTADOS	100
10. ANALISIS DE SENSIBILIDAD	104
10.1. ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LA PERMEABILIDAD	104
10.2. ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LA POROSIDAD	106
10.3. ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD ..	107
10.4. ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE PRESIÓN DE FONDO	109
11. CONCLUSIONES	111
12. RECOMENDACIONES	112
BIBLIOGRAFIA.....	2

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Regimen de flujo según número de Knudsen.	51
Tabla 2. Multiplicadores de porosidad.	79
Tabla 3. Multiplicadores de porosidad (continuacion)	80
Tabla 4. Multiplicadores de porosidad (continuacion)	81
Tabla 5. Multiplicadores de permeabilidad	83
Tabla 6. Multiplicadores de permeabilidad (continuación)	84
Tabla 7. Multiplicadores de permeabilidad (continuación)	85
Tabla 8. Dimensiones malla de simulación.	88
Tabla 9. Condiciones iniciales de yacimiento.	90
Tabla 10. Propiedades de entrada de matriz.	91
Tabla 11. Propiedades de entrada de fractura.	91
Tabla 12. Propiedades del fluido.	92
Tabla 13. Saturaciones y permeabilidades relativas.	92
Tabla 14. Saturaciones y permeabilidades relativas.(continuacion)	93
Tabla 15. Saturación de agua y permeabilidades relativas de la fractura.	95
Tabla 16. Características del pozo.	96
Tabla 17. Características del pozo (continuacion).	97
Tabla 18. Especificaciones del fracturamiento hidráulico.	97
Tabla 19. Resultados de la sensibilidad de la permeabilidad.	104
Tabla 20. Resultados de la sensibilidad de la porosidad.	106
Tabla 21. Resultados de la sensibilidad de la porosidad y permeabilidad.	108
Tabla 22. Resultado de la sensibilidad de la presión de fondo.	109

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Yacimientos no convencionales de gas	20
Figura 2. Geología esquemática de los recursos de gas natural	20
Figura 3. Esquema a nanoescala de ubicaciones de moléculas de gas en los yacimientos de shale gas.....	23
Figura 4. Fracturas Hidráulicas	26
Figura 5. Presión neta de confinamiento (psig) vs permeabilidad.....	27
Figura 6. Modelo de almacenamiento de triple porosidad para yacimientos no convencionales	33
Figura 7. Efecto del tipo de materia orgánica y la madurez térmica en la capacidad de metano adsorbido.	37
Figura 8. Curva de adsorción de gas a diferentes temperaturas en Longmaxi	39
Figura 9. Clasificación de isothermas de adsorción según IUPAC.	40
Figura 10. Moléculas de gas en el espacio poroso.	42
Figura 11. Isotherma de Langmuir.	44
Figura 12. Moléculas de gas en el espacio poroso.	45
Figura 13. Comparación entre la isotherma de Langmuir y BET.	46
Figura 14. Diagrama de flujo de gas en un yacimiento de shale gas.	48
Figura 15. Comparación del rendimiento de un pozo con/sin el efecto no Darcy. .	50
Figura 16. Esquema de los regimenes de flujo según número de knudsen y su correspondiente ecuacion de flujo.	53
Figura 17. Relación del número de Knudsen y presión para flujo de gas en capilares de diferente diámetro.....	53
Figura 18. Diagrama de difusión de Fick.....	55
Figura 19. Diagrama de difusión de Knudsen y flujo viscoso en poros nanometricos en la matriz shale.....	57
Figura 20. Isotherma de adsorción de shale gas y el proceso de desorción.....	58
Figura 21. Matriz de shale en el modelo petrofísico y en un simulador comercial.	61
Figura 22. Radios de poro.....	66

Figura 23. datos de entrada de la macro.	75
Figura 24.(continuacion). Datos de entrada de la macro	76
Figura 25.Diagrama de procedimiento para corrección de porosidad y saturacion	78
Figura 26. Multiplicador de porosidad vs presión.	82
Figura 27. Multiplicador de porosidad vs presión para formación barnett shale. ...	82
Figura 28. Multiplicador de permeabilidad vs presión	86
Figura 29. Multiplicador de permeabilidad vs presión en formación barnett shale.	86
Figura 30. Diagrama del procedimiento para los multiplicadores de porosidad y permeabilidad.	87
Figura 31. Diagrama del modelado de flujo de fluidos en yacimiento shale.....	88
Figura 32. Malla de simulación.	89
Figura 33. Malla de simulación.	90
Figura 34. Saturación de agua vs permeabilidad relativa al agua (Matriz).	94
Figura 35. Saturación de líquido vs permeabilidad relativa al gas (Matriz).	94
Figura 36. Saturación vs permeabilidad relativa al agua (fractura hidráulica).....	95
Figura 37. Saturación vs permeabilidad relativa al gas (fractura hidráulica)	96
Figura 38. Modelo pozo horizontal con las fracturas.....	97
Figura 39. Multiplicadores de porosidad y permeabilidad ingresados al simulador.	98
Figura 40. Tasa de producción de gas para el caso base.	100
Figura 41. Producción acumulativa de gas para el caso base.	101
Figura 42. Tasa de producción de gas para el caso con PDP.	101
Figura 43. Producción acumulativa de gas para el caso con PDP.....	102
Figura 44. Comparación de la Producción acumulada de gas con PDP y sin PDP.	103
Figura 45. Sensibilidad de la permeabilidad.	105
Figura 46. Sensibilidad de la porosidad.	107
Figura 47.Sensibilidad de la porosidad y permeabilidad.	109
Figura 48. Sensibilidad de la presión de fondo.	110

RESUMEN

TÍTULO: IMPACTO DE PDP (PRESSURE DEPENDENT PERMEABILITY) EN LA ESTIMACIÓN DE PRODUCTIVIDAD DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.*

AUTORES: Leidy Vanessa Pérez Coley

Heberth Julián Rodríguez Pantaleón**

PALABRAS CLAVE: Shale gas, porosidad, permeabilidad, presión, productividad

DESCRIPCIÓN:

En el presente proyecto se presenta un estudio enfocado al análisis del efecto PDP (Pressure Dependent Permeability) en la estimación de la producción acumulada de gas de un yacimiento de shale gas en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Para esto fue necesario estudiar los fenómenos característicos de este tipo de yacimiento como lo son la adsorción, desorción, flujo no Darcy, y la geomecánica, los cuales pueden contribuir o afectar de manera directa la producción del yacimiento.

Para llevar a cabo la predicción del comportamiento del yacimiento se utilizó el simulador IMEX, del software CMG. Sin embargo este tipo de simuladores comerciales pasan por alto los fenómenos anteriormente mencionados, por lo cual se hizo necesario utilizar unas correlaciones proporcionadas por WANG, et al.(2016), para ser ingresadas al simulador, tales como una porosidad corregida, y unos multiplicadores de porosidad y permeabilidad en función de la presión de yacimiento, los cuales podrían terminar afectando la permeabilidad.

Finalmente, usando el simulador se puede comprobar la influencia del comportamiento de la presión de yacimiento en shale gas sobre la permeabilidad en la predicción de la curva de producción acumulada, y posteriormente realizar un análisis de sensibilidad que permite comprobar la variable más crítica en la determinación de la producción en función de los cambios de presión.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Jose Carlos Cárdenas Montes. Ingeniero de Petróleo.

ABSTRACT

TITLE: IMPACT OF PDP (PRESSURE DEPENDENT PERMEABILITY) ON THE ESTIMATION OF PRODUCTIVITY OF UNCONVENTIONAL RESERVOIRS.*

AUTHORS: Leidy Vanessa Pérez Coley

Heberth Julián Rodríguez Pantaleón**

KEYWORDS: Shale gas, porosity, permeability, pressure, productivity

DESCRIPTION:

In this project we present a study focused on the analysis of the PDP effect (Pressure Dependent Permeability) in the estimation of the accumulated gas production of a shale gas reservoir in the Valle Medio del Magdalena's basin. For this it was necessary to study the characteristic phenomena of this type of deposit such as adsorption, desorption, non-darcy flow, and geomechanics, which can directly contribute to or affect the production of the reservoir.

To carry out the prediction of the reservoir behavior, the IMEX simulator, from the CMG software, was used. However, this type of commercial simulators overlooks the aforementioned phenomena, so it was necessary to use correlations provided by WANG, et al. (2016), To be entered into the simulator, such as a corrected porosity, and multipliers of porosity and permeability depending on the reservoir pressure, which could end up affecting the permeability.

Finally, using the simulator it was possible to verify the influence of the behavior of the pressures in shale gas on the permeability in the prediction of the accumulated production curve, and likewise a sensitivity analysis will be carried out to verify the most critical variable in the determination of the production depending on the pressure changes.

* Postgraduate thesis.

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering. Director: M.Sc. Jose Carlos Cárdenas Montes. Petroleum Engineer.

INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas, la demanda energética mundial sumada al agotamiento de los recursos convencionales ha obligado a los países a la búsqueda de nuevos recursos que logren satisfacer a la población mundial. Es por esto que las recientes investigaciones han estado dirigidas al desarrollo de los yacimientos no convencionales o provenientes de la roca madre, donde sus propiedades difieren en gran medida de los convencionales.

Este trabajo de investigación estará enfocado a este tipo de yacimientos, más específicamente a shale gas. La baja permeabilidad y porosidad que caracteriza a estos yacimientos, afectan la productividad no solo por el difícil desplazamiento de los fluidos, sino por el efecto de la compactación de la roca a medida que produce el pozo, ocasionado por una disminución de la presión que ejercen los fluidos en el medio poroso (presión de poro). Este efecto producido por las presiones que ocasiona una disminución en la permeabilidad y porosidad, es denominado Pressure Dependent Permeability (PDP). Por esta razón es de gran importancia no ignorar los cambios en permeabilidades y porosidades cuando se quiera estimar o predecir una curva de productividad debido a que la porosidad es importante para la estimación de reservas mientras que la permeabilidad es el principal parámetro al predecir las tasas de flujo.

Estos fenómenos presentes en los yacimientos de shale gas ocasionan mayores complicaciones a la hora de modelar y predecir su comportamiento, debido a que los simuladores comerciales más comúnmente usados como CMG asumen el volumen del gas adsorbido como un valor virtual, por lo que el volumen del poro será la suma del volumen del agua connata y el volumen de gas libre, por esta razón se hace necesario realizar unas correcciones a los valores de entrada al simulador de porosidad y de saturaciones tanto de agua connata como de gas libre, con el fin

de no sobreestimar la producción, ya que el volumen ocupado por el gas adsorbido puede ser mayor al 20%.

En el presente proyecto se genera un modelo de simulación de un yacimiento de shale gas fracturado hidráulicamente mediante un pozo horizontal para comprobar una dependencia directa de la porosidad y la permeabilidad con la presión. Para esto se utilizó el simulador IMEX de la compañía CMG. Adicionalmente se procede a hacer un análisis de sensibilidad de los factores más críticos que afectan la productividad del yacimiento, comparando las curvas de producción acumulada para diferentes valores de cada variable.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

Analizar el impacto de PDP en la estimación de productividad de yacimientos no convencionales.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Generar un modelo de simulación representativo de un yacimiento de shale a partir de sus propiedades.
- Analizar el impacto que genera la PDP (Pressure Dependent Permeability) en yacimientos shale sobre la producción mediante simulación numérica a partir del modelo generado.
- Realizar un análisis de sensibilidades de los factores más críticos en la pérdida de producción debido a la presión.

2. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

El sistema de yacimiento convencional consiste en una serie de elementos que se tienen que encontrar en una línea de tiempo. Estos elementos son: La roca madre, la roca reservorio, la roca sello, la columna de roca (que ejerce presión sobre el sistema), una trampa, los procesos (generación-migración-acumulación) y la preservación del hidrocarburo generado, migrado y acumulado en la roca reservorio. Si falta alguno de estos elementos mencionados, se hace referencia a yacimientos no convencionales.¹

Los yacimientos no convencionales pueden proporcionar tanto gas como petróleo. Un gas no convencional se refiere al gas que necesita métodos no convencionales para su extracción y técnicas específicas con el fin de que pueda ser producido comercialmente. Los yacimientos de gas no convencionales hacen referencia a yacimientos con baja porosidad y ultra baja permeabilidad.²

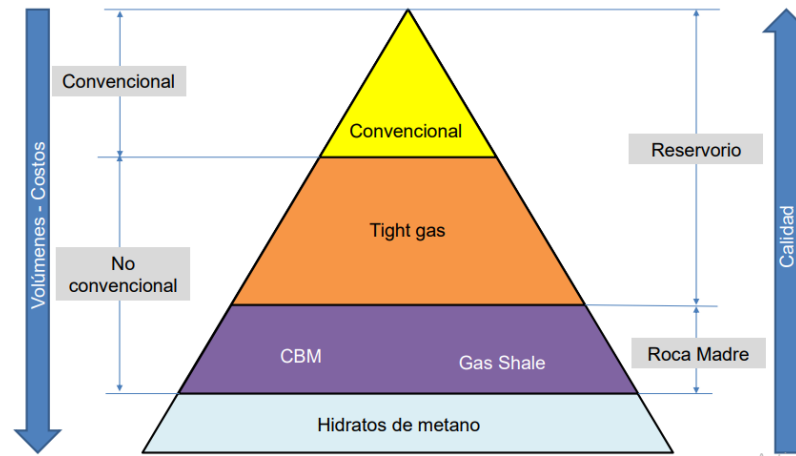
La **Figura 1** muestra la agrupación de los tipos de yacimientos de gas teniendo en cuenta la calidad, permeabilidad, volúmenes y costos necesarios para su extracción.

La **Figura 2** muestra igualmente los diferentes tipos de yacimientos de gas, tanto convencionales como no convencionales en sus diferentes estructuras geológicas.

¹ GALLEGOS, E. ¿Qué son los yacimientos No convencionales? Independencia energética. YP. 2014. Disponible en web: www.ypf.com/energiaypf/Novidades/Paginas/Que-son-los-yacimientos-no-convencionales.aspx

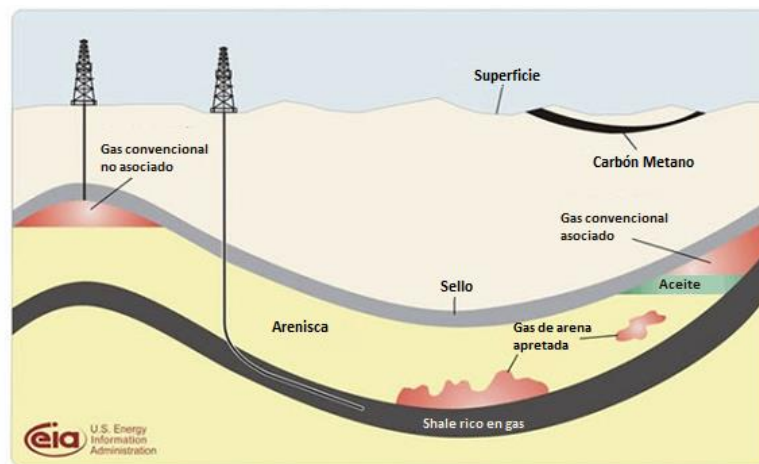
² MOGHADDAM, Rasoul, AGHABOZORGI, Shokoufeh, FOROOZESH, Jalal, Numerical Simulation of Gas Production from Tight, Ultratight and Shale Gas Reservoirs: Flow Regimenes and Geomechanical Effects. En Society of Petroleum Engineers. Vol 2 (2015); p.2

FIGURA 1. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE GAS



Tomado de SCHNEIDER, Frédéric. Yacimientos no convencionales, diciembre 2014. Disponible en: www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Documents/Yacimientos%20no%20Convencionales%20-%20Frédéric%20Schneider.pdf

FIGURA 2. GEOLOGÍA ESQUEMÁTICA DE LOS RECURSOS DE GAS NATURAL



Tomado y modificado de energy education. University of Calgary. Disponible en web: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Tight_gas

SHALE GAS

Las formaciones de shale gas son generalmente rocas generadoras en las que altos niveles de calor y presión han convertido el material de la roca generadora

en gas natural. El shale se caracteriza por capas delgadas, paralelas y horizontales que se forman como depósitos acumulativos de roca sedimentaria (arena, limo, lodo, plantas y animales en descomposición y otros microorganismos) comprimidos durante largos períodos de tiempo (millones de años), un proceso conocido como compactación. Los yacimientos de hidrocarburos de shale, además de los fragmentos minerales, incluyen una pequeña cantidad de materia orgánica. El material orgánico se transforma en hidrocarburo bajo una gran carga de sobrecarga y en condiciones de alta temperatura. También crea una gran presión hidrostática interna a nivel local, lo que podría causar la creación de poros de micro fractura debido a la fuerza de expansión del fluido. El tamaño de los poros en el shale podría ser inferior a 2 nm o tan alto como 2 μm .

Los yacimientos de shale tienen muy baja permeabilidad y porosidad. Un depósito de lutitas típico tiene una matriz de muy baja permeabilidad de aproximadamente 1 a 100 nd y una porosidad de menos del 10%. Para explotar los reservorios de permeabilidad ultra baja, la tecnología de fracturamiento hidráulico ha demostrado ser un medio eficaz.³

³ LEE, Kun Sang, KIM, Tae Hong. Integrative Understanding of Shale Gas Reservoirs. En Springer briefs in applied sciences and technology

3. CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE SHALE GAS

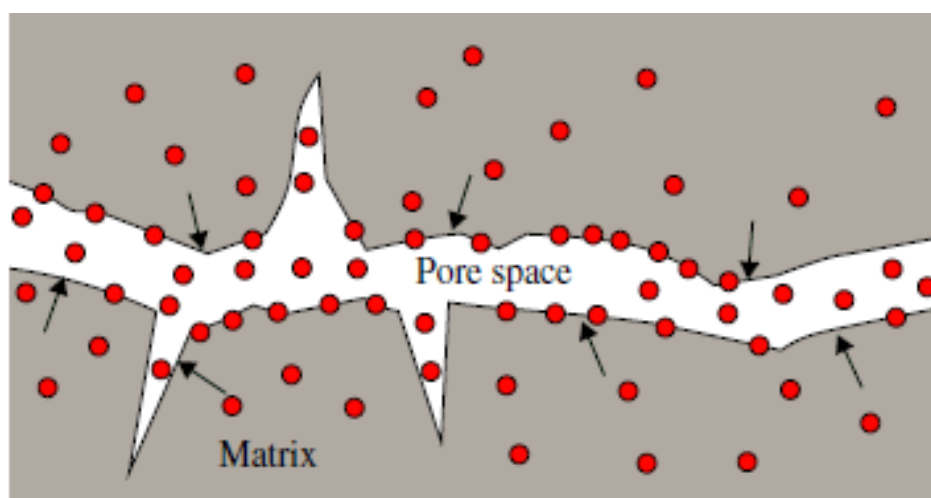
3.1. PROPIEDADES PETROFÍSICAS

3.1.1. Porosidad. Las características del sistema de poros son muy importantes para la evaluación de los yacimientos de shale gas. Los poros dentro de la matriz de los yacimientos de shale gas son más pequeños que los poros en los reservorios convencionales. Los principales tipos de espacios de poros en los sistemas productivos de shale gas son la porosidad de la matriz, ya sea asociada con partículas minerales o materia orgánica, y la porosidad de la fractura, ya sea fracturas naturales o inducidas. En los sistemas de shale gas, los poros de la matriz junto con las redes naturales de fracturas proporcionan el flujo de gas desde la matriz a las fracturas inducidas durante la producción. En general, al describir el tamaño de los poros de la matriz en las lutitas, se considera que todos los poros se encuentran dentro del rango de los nanoporos. Existe un sistema de clasificación de poros para materiales que contienen porosidad a escala nanométrica desarrollado por Rouquerol et al (1994). De acuerdo con esta clasificación de poros, los microporos tienen un diámetro <2 nm, los mesoporos están entre 2 y 50 nm, y los macroporos son > 50 nm. Los mesoporos y los microporos son económicamente importantes para la producción de gas de esquisto debido a su gran contribución a la porosidad y los sitios de almacenamiento de metano. ⁴

⁴ WILEY, John. Fundamentals of gas shale reservoirs. Hoboken, New Jersey: REZA REZAEI (2015) p.117

3.1.2. Permeabilidad. La permeabilidad de shale gas que es extremadamente baja, desde sub nanodarcys hasta microdarcys, es una función de la mineralogía, el tipo de muestra, la porosidad, la presión de confinamiento y la presión de poro. Durante la producción, los pozos de shale gas típicamente muestran un rápido descenso inicial (el gas fluye a través de las fracturas) seguido de un lento y gradual descenso (desorción del gas de la pared de los poros a la microfractura). Por lo tanto, existen dos permeabilidades efectivas para el shale gas: la permeabilidad de la matriz y la permeabilidad de la fractura, Figura 3.

FIGURA 3. ESQUEMA A NANOESCALA DE UBICACIONES DE MOLÉCULAS DE GAS EN LOS YACIMIENTOS DE SHALE GAS.



Fuente. WILEY, John. Fundamentals of gas shale reservoirs. Hoboken, New Jersey: REZA REZAEE (2015)

3.1.3. Saturación de fluidos⁵. Los espacios porosos en las rocas del yacimiento están ocupados por fluidos. En los yacimientos de petróleo, los fluidos son generalmente agua e hidrocarburos. Los volúmenes relativos de agua e hidrocarburos en el volumen de poros de la roca del reservorio se designan como saturaciones. La saturación de agua en la roca del yacimiento es la fracción del volumen de poro ocupado por el agua. Según la misma definición, la saturación de hidrocarburos en la roca del yacimiento es la fracción del volumen de poro ocupado por los hidrocarburos. La suma de las saturaciones de agua e hidrocarburos en la roca del yacimiento es igual a 1. Esta relación se puede expresar simplemente como:

$$S_h + S_w = 1 \quad (1)$$

En donde S_h es la saturación de hidrocarburo y S_w es la saturación de agua.

Si el hidrocarburo en el yacimiento existe en las fases de petróleo y gas, la ec. (2.1) se puede escribir como:

$$S_o + S_g + S_w \quad (2)$$

En donde S_o es la saturación de aceite y S_g la saturación de gas.

3.3. MICROFRACTURAS NATURALES

Los yacimientos de shale siempre tienen microfracturas naturales masivas, que se distribuyen de forma heterogénea y anisotrópica en los yacimientos. Investigadores anteriores han encontrado que el ancho de las microfracturas es generalmente de 0.01 a 0.5 mm. En un yacimiento de shale, las fracturas no solo son el espacio de

⁵ EZEKWE, Nnaemeka. Petroleum Reservoir Engineering Practice. Chapter 3. Prentice Hall (2010)

almacenamiento de gas, sino que también son las conexiones entre diferentes tipos de poros. A través de las microfracturas, diferentes tipos de poros en un yacimiento de shale se conectan entre sí para formar una red de poros para la producción de shale gas. Por lo tanto, la escala y el nivel de desarrollo de las microfracturas afectan directamente la conectividad y la permeabilidad de un yacimiento de shale y determinan la recuperación del shale gas ⁶.

Las fracturas en los yacimientos de shale incluyen principalmente fracturas estructurales, fracturas por sobrepresión y fracturas por contracción diagenética. La mayoría de las microfracturas en un yacimiento de shale se desarrollan durante la evolución orgánica de la roca de origen, y se abren o cierran intermitentemente con los cambios en la presión del yacimiento. Por lo tanto, para aquellos yacimientos de shale gas con microfracturas desarrolladas, la permeabilidad del sistema de fractura es sensible al esfuerzo causado por el cierre de las microfracturas durante el desarrollo del yacimiento ⁷.

3.4. FRACTURAS HIDRÁULICAS

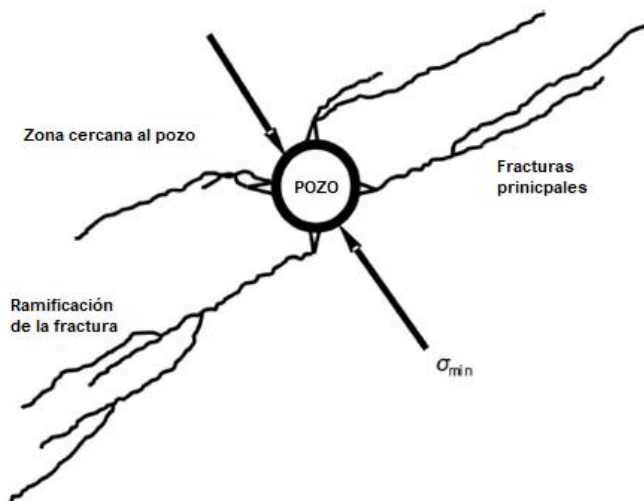
Debido a la ultra baja permeabilidad de la matriz de shale (normalmente <1 mD y algunas incluso en magnitud nD), solo una pequeña cantidad de pozos en regiones con fracturas naturales bien desarrolladas se pueden poner en producción directamente, mientras que más del 90% de los pozos de shale gas deben ser estimulados mediante acidificación y / o fracturación para obtener una tasa de producción esperada. En comparación con las fracturas naturales, las fracturas hidráulicas tienen mayor permeabilidad y son las principales vías de flujo de gas. Además, las fracturas hidráulicas y sus fracturas inducidas también pueden mejorar la conectividad de un sistema de fractura natural, extender la red de fracturas,

⁶ ZHANG, Liehui, et al. Well Production Performance Analysis for Shale Gas Reservoirs. Elsevier. 2019. Chapter 1. p. 10.

⁷ Ibíd. p. 10.

aumentar las rutas de migración y, finalmente, mejorar la producción de gas, como se observa en la **Figura 4** ⁸.

FIGURA 4. FRACTURAS HIDRÁULICAS



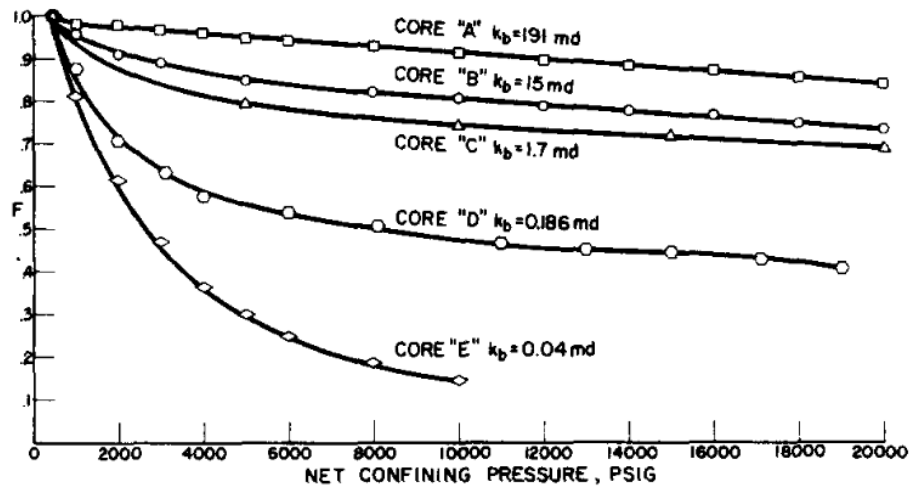
Fuente. ZHANG, Liehui, et al. Well Production Performance Analysis for Shale Gas Reservoirs. Elsevier. 2019. Chapter 1. p. 14. (Modificado por los autores)

⁸ Ibíd. p. 11.

4. GENERALIDADES EFECTO PDP

Al modelar un yacimiento de shale gas es importante tener en cuenta la permeabilidad dependiente de la presión o PDP (Pressure Dependent Permeability), ya que muy a menudo suele ignorarse este efecto, lo que puede llevar a generar errores en la determinación de la producción de gas calculada y el gas original in situ (OGIP). Esto es debido a que, durante pruebas de pozo en campo, no se tienen los suficientes datos para tener en cuenta este efecto, y simplemente consideran la permeabilidad constante.

FIGURA 5. PRESIÓN NETA DE CONFINAMIENTO (PSIG) VS PERMEABILIDAD



Fuente. VAIROGS, Juris, et al. Effect of rocks stress on gas production from low permeability reservoirs. En: SPE-AIME. Septiembre, 1971.

Diversos autores han discutido la permeabilidad dependiente de la presión (PDP). Vairogs, et al. (1971)⁹ demostraron una reducción significativa de la permeabilidad al aumentar la presión neta de confinamiento medida en núcleos con valores de permeabilidad entre 0,04 md hasta 191 md. La **Figura 5** muestra una reducción del radio de permeabilidad (F) para diferentes valores de permeabilidad absoluta inicial,

⁹ VAIROGS, Juris, et al. Effect of rocks stress on gas production from low permeability reservoirs. En: SPE-AIME. Septiembre, 1971.

donde se evidencia que el efecto de la presión de confinamiento es más significativo para permeabilidades muy bajas.

La variación de la permeabilidad en función de la presión de sobre carga genera un mayor impacto en los yacimientos no convencionales, ya que el tamaño diminuto de sus poros hace que se vean fácilmente afectados por la influencia de la presión, llegando a tal punto de cerrar por completo el espacio poroso. Sin embargo, es importante tener en cuenta que no se incluyen los efectos de adsorción y de flujo no darcy presente en los yacimientos de shale gas, generando resultados muy diferentes a los esperados.

Tao, et al. (2009)¹⁰, desarrollaron un modelo de discontinuidad de desplazamiento poro elástico totalmente acoplado para modelar el cambio de permeabilidad de la fractura durante la producción en yacimientos naturalmente fracturados. Los resultados del estudio de sensibilidad muestran una disminución de la permeabilidad a la fractura con el agotamiento de la presión durante la producción cuando se encuentra sometido a un esfuerzo isotrópico. Sin embargo, bajo condiciones de esfuerzo anisotrópico, la permeabilidad a la fractura puede aumentar durante la producción, debido a la dilatación de la fractura causada por la cizalladura, lo que podría explicar el aumento de la permeabilidad en algunos yacimientos de shale gas. Navarro (2012)¹¹ demostró mediante estudios de pozo en el campo Robore III en Bolivia, una reducción significativa de la producción como resultado del cierre de las fracturas debido a un aumento del esfuerzo efectivo sobre el yacimiento. El cierre de las fracturas naturales provoca que la permeabilidad a la fractura sea nula.

¹⁰ TAO, et al. Investigation of Stress-Dependent Fracture Permeability in Naturally Fractured Reservoirs Using a Fully Coupled Poroelastic Displacement Discontinuity Model. En: SPE. Texas A&M University. Octubre, 2009.

¹¹ NAVARRO. Closure of natural fractures caused by increased effective stress, a case study: Reservoir Robore III, Bulobulo Field, Bolivia. En: SPE. 2012

El efecto de las presiones sobre las fracturas creadas hidráulicamente también ha sido estudiado. Un material de apuntalamiento débil puede aplastarse bajo un creciente esfuerzo efectivo a medida que disminuye la presión de poro, por esto es importante seleccionar un apuntalante resistente a los esfuerzos. Weaver, J. D., et al. (2010) demostraron una degradación del apuntalante causada tanto por los esfuerzos sobre la fractura como por la temperatura del yacimiento. Miller, R. S., et al. (2010) midieron la pérdida irreversible de conductividad en las fracturas de shale gas e indicaron que un caudal de producción limitado y controlado puede mantener un mejor rendimiento del yacimiento.

La permeabilidad de la matriz no se puede considerar como una propiedad intrínseca de la roca, sino un parámetro aparente dependiente de la presión, es por esto que la determinación de la permeabilidad es tan importante para modelar correctamente cualquier yacimiento de shale.

5. EFECTO DE GEOMECANICA

La gemecánica se ocupa de las propiedades mecánicas de las rocas, incluyendo resistencia, deformación, propiedades elásticas y plásticas de las formaciones bajo la superficie (roca madre, yacimiento o sobrecarga), resultantes de los esfuerzos inducidos y los cambios de presión que acompañan los desarrollos de los campos. Su importancia en el desarrollo de los recursos no convencionales se fundamenta en varias razones técnicas, como la necesidad de generar una red de permeabilidad artificial para drenar las formaciones, que es posible obtener a través de las fallas por corte y tensión de la formación durante el fracturamiento hidráulico y la deformación por cizallamiento o corte de la red de fracturas naturales ¹².

Las rocas en el subsuelo se encuentran a diferentes cargas, los ingenieros deben conocer y monitorear las formaciones con el fin de definir las causas de las deformaciones que pueden tener lugar en los yacimientos. Lo anterior se puede lograr mediante relaciones esfuerzo-deformación representadas por módulos elásticos, las cuales se obtienen en pruebas de laboratorio. A continuación, se explican los módulos elásticos más importantes en el estudio de yacimientos ¹³.

5.1. MÓDULO DE YOUNG

El módulo de Young representa la relación entre el esfuerzo axial y la deformación en esa dirección. Es una medida de la propiedad que tiene la roca para resistir la deformación y se expresa en 10^9 Pascales, a mayor magnitud de este módulo la roca se comporta de manera más rígida y frágil ¹⁴.

¹² ADDIS, T.; AHMED, U.; AKKUTLU, I.; BOUZIAT, A.; BRATOVICH, M. & BURTON, W. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development Baker Hughes, CRC Press, 2016. p 862. ISBN 978-1-4987-5940-3.

¹³ GARAVITO, Muñoz, et al. Análisis de sensibilidad de parámetros geomecánicos en un yacimiento de shale oil hidráulicamente fracturado usando un simulador numérico. Tesis de Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. 2014. p 17.

¹⁴ Ibíd. p 31.

El módulo de Young se expresa como:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad (3)$$

Donde:

E = es el módulo de Young

σ = es el esfuerzo aplicado

ε = es la deformación producida

5.2. RELACIÓN DE POISSON

La relación de Poisson relaciona la deformación transversal con la deformación longitudinal, indicando la capacidad de un material de deformarse o expandirse. Para un material incompresible la relación toma un valor de 0.5 y entre más se acerque a cero el material será más compresible ¹⁵.

La relación de Poisson se expresa como:

$$v = \frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \quad (4)$$

Donde:

v = es la relación de Poisson

ε_y = es la deformación lateral

ε_x = es la deformación longitudinal

¹⁵ Ibíd. p 33.

5.3. COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA

La compresibilidad de la roca se entiende como el cambio en el volumen del material sólido de la roca por unidad de volumen inicial ocasionado por las variaciones de presión en la formación.

$$C = - \frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dP} \right) \quad (5)$$

Donde:

C = Es la compresibilidad en el intervalo de presión

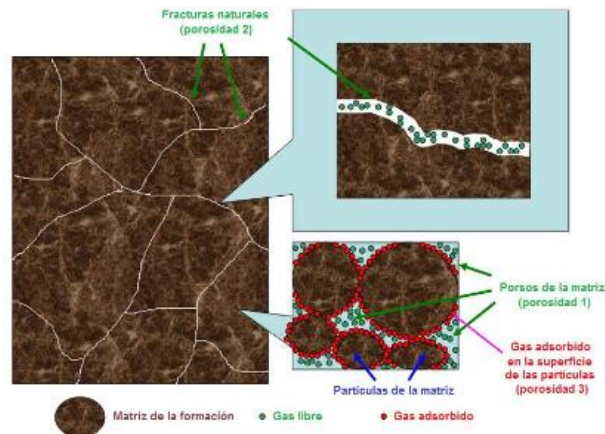
V = Es el volumen a la presión inicial

$\frac{dV}{dP}$ = Representa el cambio de volumen por unidad de cambio de presión

6. MECANISMOS DE ALMACENAMIENTO

Se presentan dos principales formas de almacenamiento del gas: gas libre en los poros de la matriz y fracturas de la roca y el gas adsorbido en la superficie de la matriz orgánica de la roca. Para considerar todo el gas que se encuentra almacenado en las formaciones que presentan contenido de materia orgánica, se considera un modelo teórico de triple porosidad, que incluye tanto el gas libre como el gas adsorbido. La triple porosidad es una combinación de un sistema de doble porosidad, matriz-fracturas, más el gas que se encuentra adsorbido. Para este sistema se conceptualiza que el gas libre se almacena en el sistema de doble porosidad, la porosidad 1 se define en los micro-poros de la matriz, la porosidad 2 se define en las fracturas naturales y como porosidad 3 el gas adsorbido; aunque en realidad el almacenamiento del gas adsorbido no se presenta en el espacio poroso-fracturas, sino en la superficie de las partículas de la formación, **Figura 6**. Es decir, es una porosidad virtual que representa la capacidad de almacenamiento del gas adherido en los yacimientos no convencionales.¹⁶

FIGURA 6. MODELO DE ALMACENAMIENTO DE TRIPLE POROSIDAD PARA YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES



Fuente. ARÉVALO VILLAGRÁN, J.A., et al. Caracterización Dinámica de Yacimientos No Convencionales de Gas. Casos de Campo. Junio 2014. p.3.

¹⁶ ARÉVALO VILLAGRÁN, J.A., et al. Caracterización Dinámica de Yacimientos No Convencionales de Gas. Casos de Campo. Junio 2014. p.3.

6.1. GAS LIBRE

Es aquel almacenado en los poros de la matriz, las micro fracturas y las fracturas artificiales. Inicialmente se produce un agotamiento de este gas a altas tasas de producción. Una vez el gas libre ubicado en los poros ha disminuido considerablemente, ocurre una desorción del gas adsorbido en las paredes de la roca, para convertirse en gas libre y ser producido nuevamente. El gas libre satisface la ecuación de estado de un gas real:

$$pV = ZnRT \quad (6)$$

Donde " p " es la presión del gas en Pa; " V " es el volumen ocupado por el gas en m^3 ; " Z " es el factor de compresibilidad al gas; " n " son el número de moles ocupadas por el gas; " R " es la constante de los gases reales (8,314 J/mol K); y " T " es la temperatura absoluta.

En función de la densidad la ecuación de estado es:

$$\rho_{gf} = \frac{pM}{ZRT} \quad (7)$$

Donde " ρ_{gf} " representa la densidad del gas libre en kg/m^3 ; y " M " el peso molecular del gas en kg/mol.

6.2. GAS ADSORBIDO

El fenómeno de adsorción es un fenómeno que ocurre cuando el gas se acumula en las paredes de un sólido, lo que resulta en la formación de una película molecular en su superficie. Sin embargo, no debe confundirse con la absorción, que ocurre cuando una sustancia se propaga en un líquido, obteniendo como resultado una

solución. El fenómeno de desorción está estrechamente relacionado con ambos casos para referirse al proceso inverso.¹⁷ Por lo tanto el gas adsorbido es aquel acumulado en las paredes de la matriz orgánica de la roca, formando una película de gas en la superficie de ésta.

6.2.1. Adsorción. La adsorción y desorción son dos procesos diferentes, pero estrechamente relacionados. El primero consiste de un mecanismo de almacenamiento de las moléculas de gas en la superficie porosa de la roca, mientras el segundo es el proceso mediante el cual, dichas moléculas de gas se liberan al espacio poroso.

La adsorción de gas en la superficie de los poros es un proceso físico que involucra adsorción dinámica y desorción. Cuando la cantidad de moléculas de gas adsorbidas es igual a las liberadas durante la desorción, se considera un equilibrio dinámico entre la adsorción y desorción. A medida que la presión del yacimiento disminuye, la cantidad de gas de adsorción es menor que el gas de desorción, generando un gas libre adicional.¹⁸ Esta liberación de moléculas de gas durante el proceso de desorción produce un cambio en el tamaño de los poros que termina afectando de manera positiva la permeabilidad, y en consecuencia la cantidad de gas producido.

La materia orgánica en formaciones shale tiene un fuerte potencial de adsorción debido a su baja porosidad, gran área de superficie y su afinidad con el metano. Por lo tanto, una fracción significativa de volumen de poro orgánica del shale contiene gas adsorbido, sin embargo, en la mayoría de los casos este efecto no se tiene en

¹⁷ GLORIOSO, Juan C., et al. Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. En: SPE, Austria. Marzo, 2012.

¹⁸ ZHANG, Liehui, et al. Well Production Performance Analysis for Shale Gas Reservoirs. Elsevier. 2019. Chapter 1. p. 16.

cuenta, generando una sobreestimación de la cantidad de gas libre presente en el yacimiento.

La capacidad de adsorción en el shale depende de diversos factores como la materia orgánica, la presión, temperatura, geometría de los poros y su mineralogía.

6.2.1.1. Propiedades que afectan la adsorción¹⁹

Características de la materia orgánica

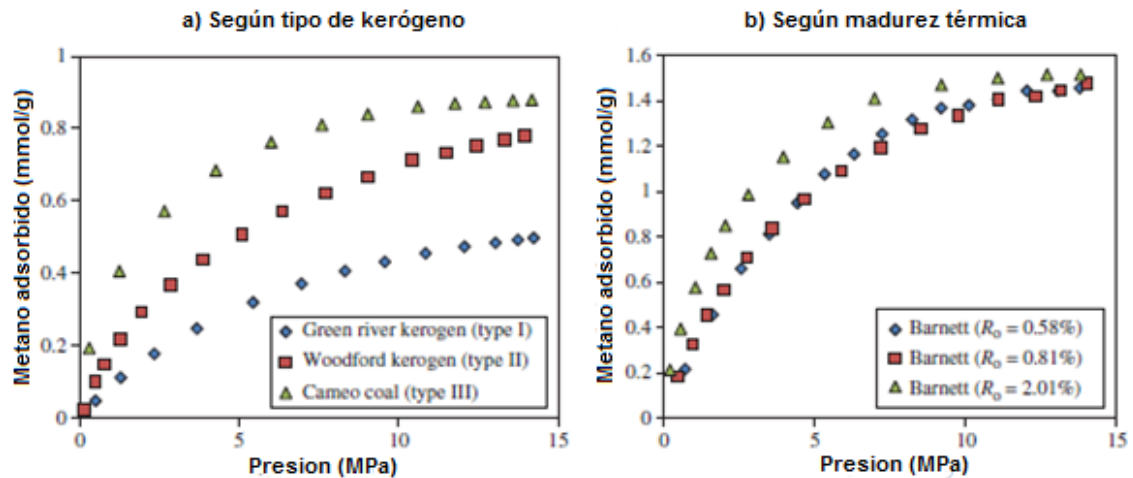
La presencia de materia orgánica en shale gas reduce la densidad, aumenta la micro/meso porosidad, proporciona la fuente principal de gas en el shale, altera la mojabilidad y facilita en mayor grado la adsorción del gas. Diversos autores han discutido la relación del TOC con la capacidad de adsorción del metano. Zhang, et al (2012)²⁰ demostraron la capacidad de adsorción del metano para formaciones con diferentes tipos de kerógeno, mostrando que la de tipo I posee una mayor capacidad de adsorción que la de tipo II. Atribuyeron estas diferencias en la capacidad de adsorción a los cambios en la estructura química de cada tipo de kerógeno, así como una mayor afinidad del metano hacia los aromáticos.

En la **Figura 7** se observa la relación entre la madurez térmica con la capacidad de adsorción para 3 muestras diferentes de la formación Barnett Shale de Estados Unidos, demostrando así que un mayor grado de madurez térmica, tiene una mayor capacidad de adsorción del metano.

¹⁹ WILEY, John. Fundamentals of gas shale reservoirs. Hoboken, New Jersey: REZA REZAEE (2015) p.119

²⁰ ZHANG, T., et al. Effect of organic-matter type and thermal maturity on methane adsorption in shale gas systems. En: Organic Geochemistry. 2012. p. 120-131

FIGURA 7. EFECTO DEL TIPO DE MATERIA ORGÁNICA Y LA MADUREZ TÉRMICA EN LA CAPACIDAD DE METANO ADSORBIDO.



Fuente. ZHANG, T., et al. Effect of organic-matter type and termal maturity on methane adsorption in shale gas systems. En: Organic Geochemistry. 2012. p. 120-131

Composición mineralógica

La composición mineralógica afecta en gran medida la capacidad del gas adsorbido. Por ejemplo, los minerales arcillosos, especialmente la illita y la montmorillonita, tienen una gran capacidad de adsorber gas debido a que poseen un mayor volumen de micro poros y área superficial.

Condiciones geológicas del yacimiento

Ciertas condiciones geológicas propician el almacenamiento de gas adsorbido, como lo son la profundidad, la temperatura y la presión del yacimiento. La capacidad de adsorción en shale aumenta a medida que disminuye la temperatura, ya que la adsorción del gas en solidos es un proceso exotérmico (Lu, XC., et al. 1995)²¹. En cuanto a la presión de yacimiento, Alexander, Tom, et al. (2011)²² destaca que a bajas presiones el principal mecanismo de almacenamiento es mediante adsorción, mientras que a altas presiones se prioriza el gas libre. Esto es debido a la naturaleza

²¹ LU, XC., et al. Adsorption measurements in Devonian shales. En: FUEL. 1995. p. 599-603.

²² ALEXANDER, Tom, et al. Shale Gas Revolution. En: Oilfield Review, 2011. Vol. 23, no. 3.

de la adsorción de gas en el shale, el cual empieza a aumentar rápidamente a presiones relativamente bajas hasta que el sistema alcanza la saturación de gas.

Geometría de los poros

La capacidad de almacenamiento de gas en forma de adsorción también se ve afectado por el tamaño y el área superficial del espacio poroso. A mayor área superficial significa un mayor potencial para la adsorción del metano, por lo tanto, los micro poros y meso poros son los mejores sitios para la adsorción del metano, debido a su mayor área superficial, mientras que los macro poros a pesar de ser poros de gran tamaño, su área superficial es menor, propiciando el almacenamiento de gas libre.

6.2.1.2. Determinación de gas adsorbido. El cálculo del volumen de gas libre se determina de igual forma tanto para yacimientos convencionales como no convencionales: mediante picnometría de helio u otros métodos convencionales que permiten calcular la porosidad efectiva. Para medir el volumen de gas adsorbido se utilizan dos métodos principalmente: volumétrico y gravimétrico.

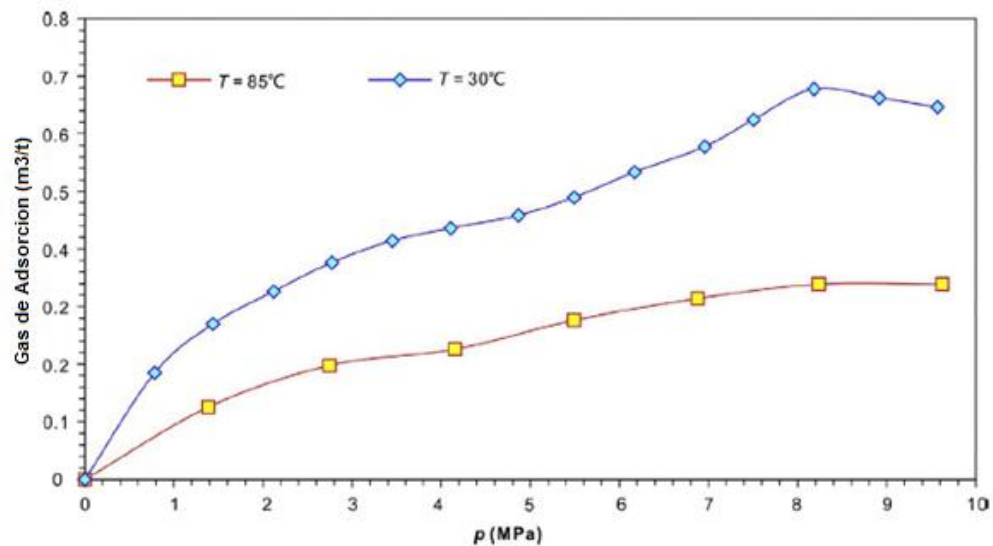
- Método volumétrico: una cantidad dada de gas se expande dentro de un recipiente el cual contiene una muestra de shale desgasificado. Una vez se ha realizado la expansión, el gas de sorción se adsorbe parcialmente en la superficie de la muestra, mientras otra porción permanece libremente alrededor de la muestra. Posteriormente, mediante un balance de materia, es posible calcular la cantidad de gas adsorbido, sólo si se conoce el volumen de espacio libre de la muestra.²³
- Método gravimétrico: consiste en exponer una muestra de shale desgasificada a un gas puro a temperatura constante. El cambio en el peso

²³ WILEY, John. Fundamentals of gas shale reservoirs. Hoboken, New Jersey: REZA REZAEI (2015) p.124

de la muestra, así como la presión y la temperatura, se miden cuando se alcanza el equilibrio. Este método permite la medición directa del volumen de gas adsorbido, que no es el caso del método volumétrico, en la cual es necesario realizar un balance de materia.²⁴

La capacidad de adsorción V , se expresa como un volumen de gas en condiciones estándar, en relación con un volumen de masa unitario de un yacimiento de shale gas. Esta capacidad de adsorción es directamente proporcional a la presión e inverso a la temperatura, tal como lo muestra la **Figura 8**, donde se representa la relación de la capacidad de adsorción del gas vs la presión a diferentes temperaturas para un yacimiento de Longmaxi en la cuenca Sichuan.²⁵

FIGURA 8. CURVA DE ADSORCIÓN DE GAS A DIFERENTES TEMPERATURAS EN LONGMAXI



Fuente. ZHANG, Liehui, et al. Well Production Performance Analysis for Shale Gas Reservoirs.Elsevier. 2019. Chapter 1. p. 17.

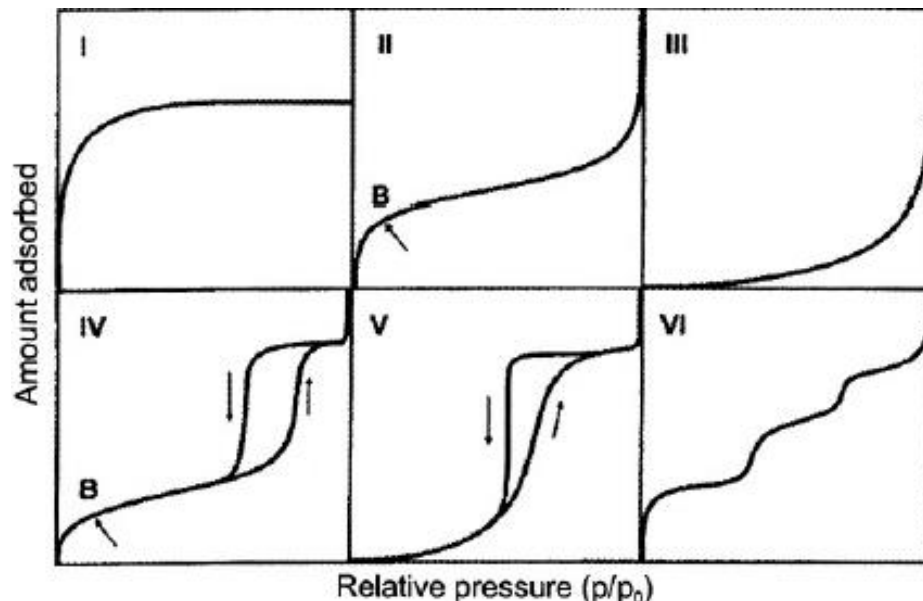
²⁴ Ibid, p. 124.

²⁵ ZHANG, Liehui, et al. Well Production Performance Analysis for Shale Gas Reservoirs.Elsevier. 2019. Chapter 1. p. 17.

Esta correlación, se denomina curva de adsorción isotérmica, la cual es importante para el desarrollo del yacimiento de shale gas. Estas curvas se pueden usar para: (1) Evaluar la capacidad de almacenamiento de gas en un yacimiento shale gas; (2) Determinar la presión de desorción crítica, que corresponde a la presión para que el gas empiece el proceso de desorción; (3) Determinar los cambios de la cantidad de gas adsorbido al disminuir la presión de la formación.²⁶

6.2.1.3. Isotermas de adsorción. Las isotermas de adsorción se utilizan para la caracterización de sólidos porosos y diseño de procesos de adsorción. Pueden ser usadas para sistemas de gases de un solo componente y multi componentes. En 1985, IUPAC* clasificó las isotermas de adsorción en 6 tipos, **figura 9**, las cuales están estrechamente relacionada con las propiedades del material, el adsorbente y la geometría del espacio poroso.

FIGURA 9. CLASIFICACIÓN DE ISOTERMAS DE ADSORCIÓN SEGÚN IUPAC.



Fuente. KELLER, Jürgen, STAUDT, Reiner. Gas Adsorption Equilibria: Experimental Methods and Adsorption Isotherms. Alemania: Springer. 2005. p. 361.

²⁶ Ibid. p. 17.

La isoterma tipo I está dada por sólidos micro porosos (menor a 2,5 nm) con superficies externas relativamente pequeñas. La tendencia de la curva marca un aumento rápido de la cantidad de gas adsorbida hasta que se aproxima a un valor límite determinado por el volumen de micro poros accesibles. La isoterma tipo I es la que mejor refleja el comportamiento de una roca de shale gas.

La isoterma tipo II describe la adsorción en materiales meso porosos que muestran mono capas a bajas presiones y multi capas a altas presiones. El punto B indica la finalización de la adsorción mono capa y el inicio de un comportamiento multi capa, el cual continúa aumentando infinitamente en $P/P_o = 1$. Esta isoterma también se puede observar en sólidos dispersos, no porosos o macroporosos (> 50 nm). Se suele describir mediante la ecuación BET (Brunauer, Emmett y Teller).

La isoterma tipo III no evidencia la formación de una mono capa identificable. La interacción entre el gas y la muestra sólida son relativamente débiles y las moléculas adsorbidas se agrupan alrededor de la superficie de un sólido no poroso o macro poroso. A diferencia de la isoterma tipo II, la cantidad adsorbida permanece finita a $P/P_o=1$.

La isoterma tipo IV describe el comportamiento de adsorción de materiales meso porosos determinado por las interacciones entre el material adsorbente y el gas, así como entre las moléculas en estado condensado. A bajas presiones, tiene un comportamiento muy similar a la isoterma tipo II, seguido de una condensación de poros. La condensación de poros es el fenómeno por el cual un gas se condensa en un poro a una presión P menor que la presión de saturación P_o del líquido original.

La isoterma tipo V tiene un comportamiento similar a la isoterma tipo III a bajas presiones debido a interacciones entre el adsorbente y el sólido, relativamente

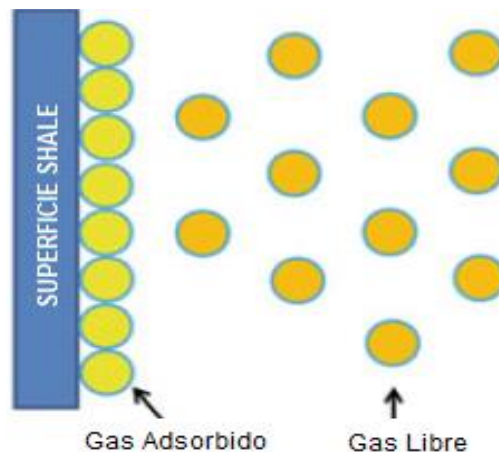
débiles. Esta isoterma se observa para la adsorción de agua en adsorbentes micro poroso y meso porosos hidrófobos*.

La isoterma tipo VI posee un comportamiento de adsorción multi capa escalonada sobre una superficie no porosa altamente uniforme. En la gráfica, cada escalón representa la capacidad de cada capa adsorbida, mientras que el ángulo del escalón depende del sistema y la temperatura.²⁷

➤ **Isoterma de Langmuir**

El modelo que mejor representa el comportamiento de adsorción en shale gas es la isoterma propuesta por Langmuir, I. (1918)²⁸ o tipo I, el cual supone una sola capa de moléculas de gas alrededor de la superficie del espacio poroso, como lo muestra la **Figura 10**.

FIGURA 10. MOLÉCULAS DE GAS EN EL ESPACIO POROSO.



Fuente. Modificado de SANG, Kun, HONG, Tae. Integrative Understanding of Shale Gas Reservoirs. SPRINGER. 2016. p. 25.

* Hidrófobo. Material o molécula repelente al agua

²⁷ THOMMES, Mathias, et al. Physisorption of gases, with special reference to the evaluation of surface area and pore size distribution. En: IUPAC Technical Report. 2015.

²⁸ LANGMUIR, I. The adsorption of gases on plane surfaces of glass, mica and platinum. En: J. Am. Chem. Soc. 1918

Este modelo se basa en el supuesto propuesto por Freeman, et al (2012)²⁹ y Gao, et al (1994)³⁰ de que existe un equilibrio dinámico instantáneo a temperatura y presión constante entre el gas adsorbido y no adsorbido o libre. Esto significa que no existe una transición entre la caída de presión y la respuesta del gas de desorción cuando se considera bajo este modelo. Demostraron que debido a la permeabilidad tan baja del shale, el flujo de gas a través del medio poroso es muy lento y por lo tanto se justifica este principio de equilibrio instantáneo.

La ecuación que describe la curva está dada por dos parámetros de ajuste principales:

$$Ga = \frac{V_L * P}{P + P_L} \quad (8)$$

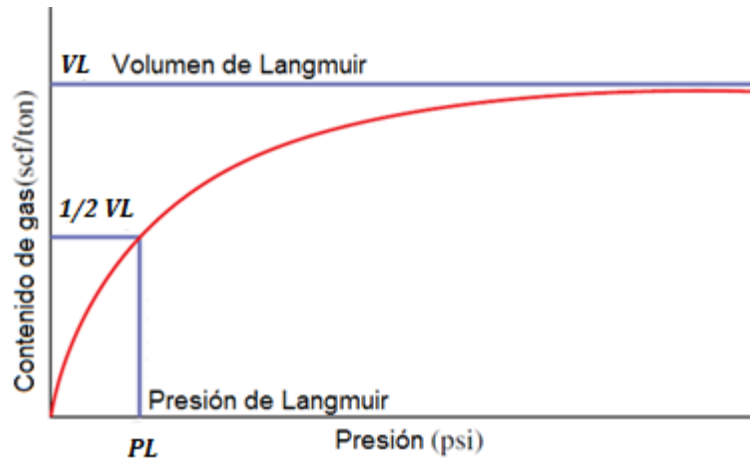
Donde Ga es el volumen de gas adsorbido a una presión P ; V_L es el volumen de Langmuir o el volumen máximo de gas adsorbido a una presión infinita y P_L es la presión de Langmuir que corresponde a la mitad del volumen de Langmuir V_L , **Figura 11.**

Inicialmente, en la primera etapa de producción, donde la presión del yacimiento es alta, la contribución de gas de desorción a la producción es insignificante, sin embargo, a largo plazo, cuando la presión de yacimiento ha caído considerablemente, es necesario tener en cuenta el efecto de desorción del gas en función de una isoterma medida en laboratorio, ya que el gas libre inicialmente presente ya se habrá agotado, obligando al gas adsorbido en la superficie del medio poroso a liberarse.

²⁹ FREEMAN, CM, et al (2012). Measurement, modeling, and diagnostics of flowing gas composition changes in shale gas wells. En: SPE, Mexico City, Mexico, 16–18 April 2012

³⁰ GAO, C, et al (1994). Modeling multilayer gas reservoirs Including sorption effects. En: SPE. Charleston, West Virginia, 8–10 Nov 1994.

FIGURA 11. ISOTERMA DE LANGMUIR.



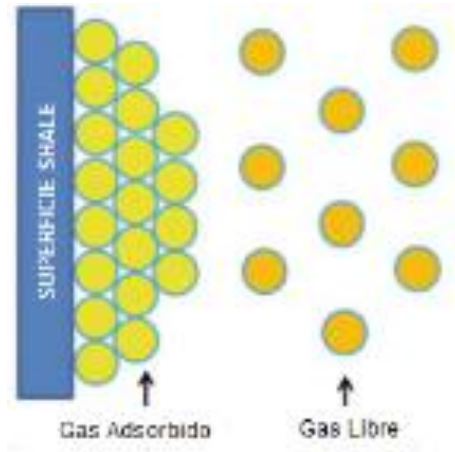
Fuente. Modificado de WILEY, John. Fundamentals of gas shale reservoirs. Hoboken, New Jersey: REZA REZAEI (2015) p.124.

➤ **Isoterma BET**

A altas presiones de yacimiento, la isoterma de Langmuir no es una buena aproximación del comportamiento de la cantidad de gas adsorbido, ya que éste tiende a formar varias capas sobre la superficie del espacio poroso, como lo muestra la **Figura 12**. Por lo tanto la que mejor predice el comportamiento del gas adsorbido cuando existe la presencia de multi capas es la isoterma propuesta por Brunauer, S., Emmett, P.H., Teller, E. (1938)³¹ o también denominada isoterma tipo II.

³¹ BRUNAUER, S., EMMETT, P.H., TELLER, E. Adsorption of gases in multimolecular layers. En: J. Am. Chem. Soc. 1938 p. 309–319.

FIGURA 12. MOLÉCULAS DE GAS EN EL ESPACIO POROSO.



Fuente. Modificado de SANG, Kun, HONG, Tae. Integrative Understanding of Shale Gas Reservoirs. SPRINGER. 2016. p. 25.

La ecuación general que representa el comportamiento de adsorción para un número infinito de capas moleculares es:

$$Ga = \frac{V_L' * Cp}{(Po - P)[1 + (C - 1)P/Po]} \quad (9)$$

Donde V_L' representa el volumen máximo de gas de adsorción cuando toda la superficie de la roca se ha cubierto con una capa de moléculas; Po es la presión de saturación del gas y C es una constante relacionada con el calor neto de adsorción, que se define como:

$$C = \exp\left(\frac{E_1 - E_L}{R * T}\right) \quad (10)$$

Donde $E_1 - E_L$ es la diferencia entre el calor de adsorción de la primera capa y la última capa de moléculas.

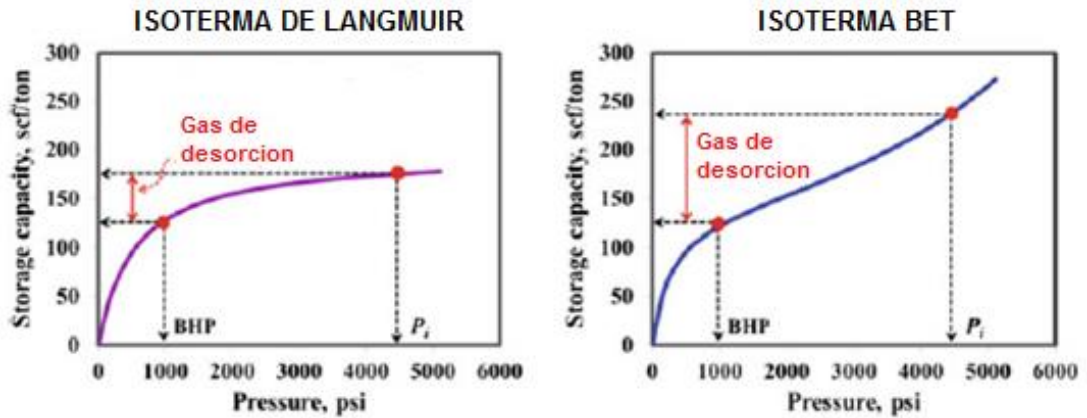
Cuando el número de capas moleculares es finito y conocido, se utiliza la siguiente ecuación:

$$Ga = \frac{V_L * C * \frac{P}{P_0}}{1 - \frac{P}{P_0}} \left[\frac{1 - (n + 1) \left(\frac{P}{P_0} \right)^n + n \left(\frac{P}{P_0} \right)^{n+1}}{1 + (C - 1) \frac{P}{P_0} - C \left(\frac{P}{P_0} \right)^{n+1}} \right] \quad (11)$$

La variable n representa el número de capas moleculares en la superficie del medio poroso.

Entre los supuestos de la isoterma BET incluyen una superficie porosa homogénea, sin interacción lateral entre las moléculas y donde la capa superior de moléculas está en equilibrio con el gas libre. Yu, W (2015)³² describieron que la adsorción de metano en un yacimiento de shale gas tiene un comportamiento de multicapas moleculares, demostrando que la isoterma BET se ajusta para describir los procesos de adsorción en este tipo de yacimientos.

FIGURA 13. COMPARACIÓN ENTRE LA ISOTERMA DE LANGMUIR Y BET.



Fuente. Modificado de SANG, Kun, HONG, Tae. Integrative Understanding of Shale Gas Reservoirs. SPRINGER. 2016. p. 27.

En la **Figura 13** se comparan las isotermas de Langmuir y BET. Se observa que el gas adsorbido en la isoterma BET contribuye más significativamente en la etapa

³² YU, W, et al. Modeling gas adsorption in Marcellus Shale with Langmuir and BET isotherms. En: SPE. 2015.

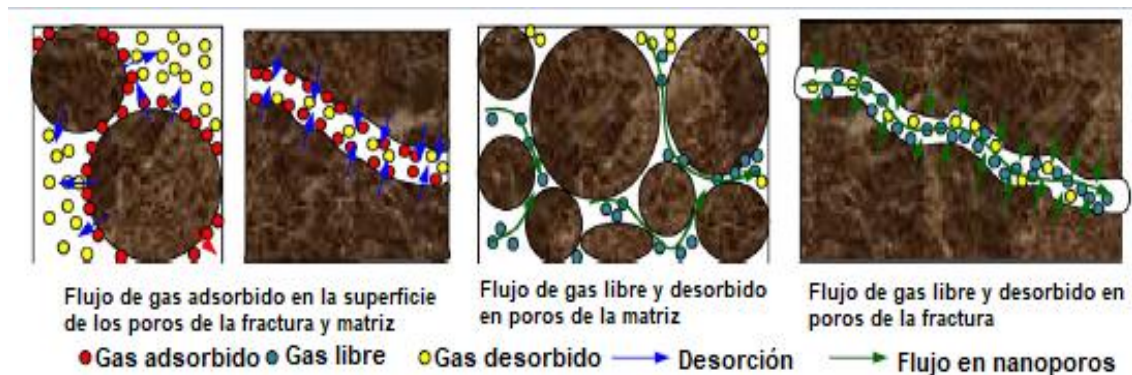
temprana de producción que la isoterma de Langmuir, debido a una pendiente más pronunciada, resultando en una mayor desorción del gas. Además, bajo la misma caída de presión inicial hasta la presión de fondo de pozo, la cantidad de gas de desorción con la curva de la isoterma BET es mayor que la isoterma de Langmuir.³³

³³ SANG, Kun, HONG, Tae. Integrative Understanding of Shale Gas Reservoirs. SPRINGER. 2016. p. 26

7. MECANISMOS DE FLUJO

Las características especiales de acumulación, las propiedades del yacimiento y las características de las estructuras de poros conducen a un flujo de gas complejo y multiescala durante el desarrollo de los yacimientos de shale gas. Por lo tanto, es necesario un análisis sistemático de los mecanismos de flujo de gas en estructuras de poros multiescala. La **Figura 14** es un diagrama que muestra el flujo de gas en un yacimiento de shale. Como se muestra en este diagrama, no solo los poros del shale y las microfracturas se llenan con gas libre, sino que también hay una gran cantidad de gas natural adsorbido en las superficies de los poros y las microfracturas.³⁴

FIGURA 14. DIAGRAMA DE FLUJO DE GAS EN UN YACIMIENTO DE SHALE GAS.



Fuente. ZHANG, Liehui, et al. Well Production Performance Analysis for Shale Gas Reservoirs. Elsevier. 2019. Chapter 1. p. 24. (Modificado por los autores)

7.1. FLUJO NO DARCY

En 1856, Henry Darcy desarrolló una correlación de flujo a través de medios porosos en arenas, denominada ley de Darcy, la cual describe la proporcionalidad lineal

³⁴ ZHANG, Liehui, et al. Well Production Performance Analysis for Shale Gas Reservoirs. Elsevier. 2019. Chapter 1. p. 24.

involucrando una constante k , relacionada con el gradiente de potencial dp/dx , la viscosidad del fluido μ , y la velocidad superficial v .³⁵

$$-\frac{dp}{dx} = \frac{\mu v}{k} \quad (12)$$

La ley de Darcy es comúnmente usada para describir o simular el flujo de fluidos a través del medio poroso en yacimientos convencionales. Sin embargo, Darcy solo es válido en un rango limitado de tasas de flujo, en condiciones de estado estable, para fluidos incompresibles, en formaciones homogéneas y no describen el flujo turbulento característico de los yacimientos no convencionales o shale gas, por lo tanto, no representa una buena aproximación del flujo de fluidos en este tipo de yacimientos. En consecuencia, surgió la necesidad de realizar una modificación a la ley de Darcy que pueda simular las condiciones reales en el yacimiento.

El primer autor en mencionar el flujo no Darcy, fue Forchheimer (1901)³⁶, quien observó una desviación de la linealidad de la ecuación de Darcy a altas tasas de flujo. Esta desviación es causada por un aumento en la velocidad del gas cercana a la zona de drenaje de las fracturas hidráulicas, ocasionando una caída de presión adicional en el yacimiento. Forchheimer introdujo una segunda constante de proporcionalidad β , como se muestra en la siguiente ecuación:

$$-\frac{dp}{dx} = \frac{\mu v}{k} + \beta \rho v^2 \quad (13)$$

Donde β se determina con la siguiente correlación propuesta por Evans, R.D., Civan, F. (1994)³⁷

³⁵ MISKIMINS, J.L., et al. Non-Darcy Flow in Hydraulic Fractures: Does It Really Matter? En SPE Technical Conference. 9–12 October. 2005

³⁶ FORCHHEIMER, P.H. Wasserbewegung durch boden [Movement of water through soil]. 1901.

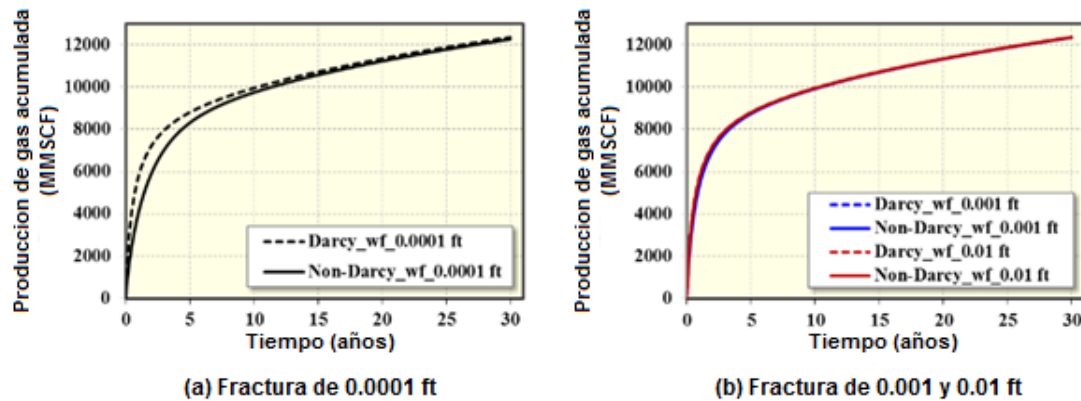
³⁷ EVANS, R.D., CIVAN, F. Characterization of non-Darcy multiphase flow in petroleum bearing formations. En: School of Petroleum and Geological Engineering, University of Oklahoma. 1994.

$$\beta = \frac{1,485 * 10^9}{K^{1,021}} \quad (14)$$

Donde K es medida en md y β en ft^{-1} .

Yu, W., Sepehrnoori, K. (2014)³⁸ realizaron un estudio sensitivo de las propiedades de fractura teniendo en cuenta los efectos de flujo no Darcy, geomecánica y adsorción/desorción del gas en Marcellus Shale, mediante una simulación llevada a cabo en CMG. La **Figura 15** muestra los resultados del comportamiento del yacimiento tanto con flujo Darcy como con flujo no Darcy para 3 diferentes tamaños de fractura, donde se ilustra que el efecto del flujo no Darcy solo es significativo para fracturas muy estrechas, y a etapas tempranas de producción (antes de 5 años), ya que es en este momento donde el caudal de gas en la fractura es mayor.

FIGURA 15. COMPARACIÓN DEL RENDIMIENTO DE UN POZO CON/SIN EL EFECTO NO DARCY.



Fuente. YU, W., SEPEHRNOORI, K. Sensitivity study and history matching and economic optimization for Marcellus shale. En: SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado. 2014.

³⁸ YU, W., SEPEHRNOORI, K. Sensitivity study and history matching and economic optimization for Marcellus shale. En: SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado. 2014.

Según el flujo no Darcy, existen 3 diferentes regímenes de flujo que pueden estar presentes en el medio poroso y estará determinado por el número de knudsen, expresado como la relación del camino libre de moléculas de gas y el radio de poro.

$$Kn = \frac{\lambda}{r} \quad (15)$$

Donde el camino libre de moléculas de gas puede ser expresado como:

$$\lambda = \frac{\mu z}{P} \sqrt{\frac{\pi RT}{2M}} \quad (16)$$

Cuando este camino libre de moléculas de gas es mucho más pequeño que el radio de los poros, la colisión entre moléculas es mucho más evidente que la colisión entre la molécula y superficie. Por el contrario, si esta relación aumenta del camino libre de moléculas con el radio de poro aumenta, entonces el flujo estará dominado por una colisión entre molécula y superficie de la roca.

TABLA 1. REGIMEN DE FLUJO SEGÚN NÚMERO DE KNUDSEN.

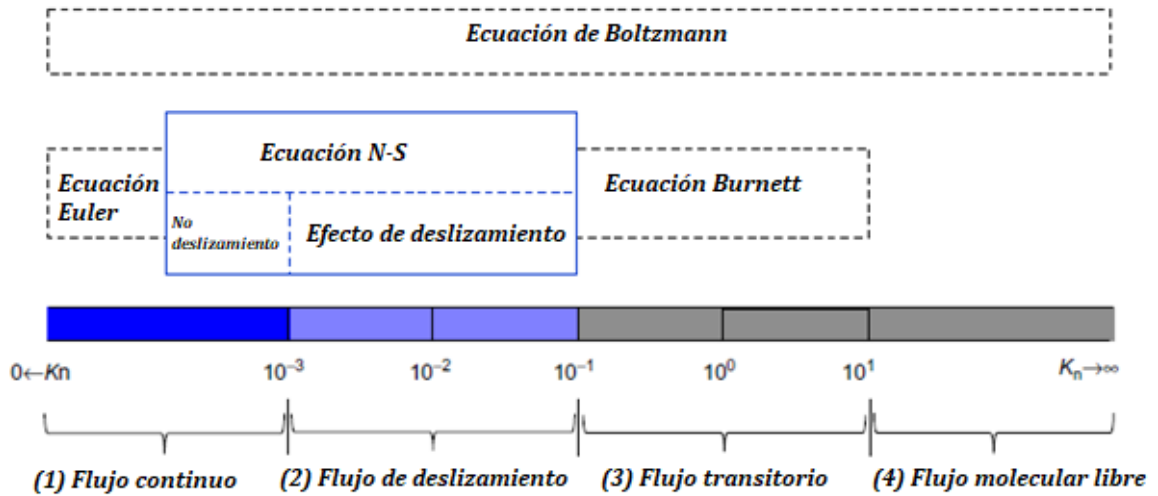
Número de Knudsen	Régimen de flujo
$Kn < 0,001$	Flujo viscoso
$0,001 < Kn < 0,1$	Flujo de deslizamiento
$0,1 < Kn < 10$	Flujo de transición
$Kn > 10$	Flujo de Knudsen

Fuente. CHRISTOU, Chariton, et al. Direct simulation Montecarlo method in porous media with varying Knudsen number. En: SPE. 2015

La anterior **Tabla 1** muestra el regimen de flujo según el numero de knudsen.

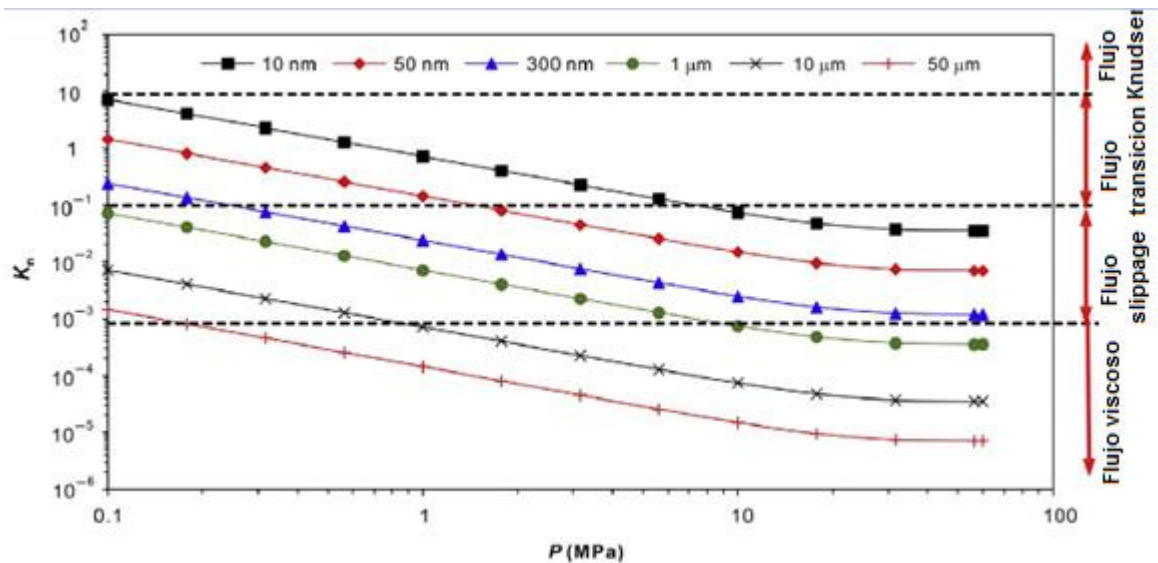
- Flujo viscoso ($Kn < 0,001$): También conocido como el régimen continuo, la transferencia de momento esta controlada por la viscosidad del gas. El camino libre de moléculas de gas es prácticamente despreciable en comparación con el tamaño de poro, arrojando un valor de número de knudsen muy pequeño. Cuando este valor es practicamente igual a cero se utiliza la ecuacion de Euler, y para los demás valores menores a 0,001 se utiliza la ecuacion de Navier-Stokes o de flujo Darcy para representar el flujo de fluidos sin considerar el efecto slippage o deslizamiento, **Figura 16**.
- Flujo Slippage o deslizamiento ($0,001 < Kn < 0,1$): Las moléculas de gas tienden a deslizarse en la superficie de la roca, lo que se conoce como efecto slippage. En este régimen, las colisiones entre molecula de gas y superficie del poro se priorizan sobre la colision molécula-molécula. Se suele utilizar la ecuación de Navier-Stokes para describir el flujo de fluidos.
- Flujo de transición ($0,1 < Kn < 10$): En este régimen, el camino libre de moleculas puede ser igual o mayor al radio de poro, lo que quiere decir que la importancia de la colisión de molécula-molecula de gas es tan importante como la colision moléculas-superficie de poro. El transporte de gas se supone como la combinacion de una difusion molecular, difusion de knudsen y el flujo slippage. Se suele utilizar la ecuacion de Burnett para describir el flujo de fluidos.
- Flujo de Knudsen ($Kn > 10$): El transporte de gas en los poros está dominado por un flujo libre molecular. En este régimen, la colision entre molécula y la superficie del poro recobra total importancia.

FIGURA 16. ESQUEMA DE LOS REGIMENES DE FLUJO SEGÚN NÚMERO DE KNUDSEN Y SU CORRESPONDIENTE ECUACION DE FLUJO.



Fuente. ZHANG, Liehui, et al. Well Production Performance Analysis for Shale Gas Reservoirs. Elsevier. 2019. Chapter 1. p. 26.

FIGURA 17. RELACIÓN DEL NÚMERO DE KNUDSEN Y PRESIÓN PARA FLUJO DE GAS EN CAPILARES DE DIFERENTE DIÁMETRO.



Fuente. ZHANG, Liehui, et al. Well Production Performance Analysis for Shale Gas Reservoirs. Elsevier. 2019. Chapter 1. p. 28.

La **Figura 17** muestra una relación entre el número de knudsen y la presión para el gas metano que fluye en capilares de diferentes diámetros, en la cual se evidencia que para yacimientos convencionales con tamaños de poro entre 1 y 200 μm , el flujo de gas predominante es el viscoso o continuo, el cual cumple con la ley de Darcy. Para un yacimiento de shale gas con tamaños de poro de 1 a 200 nm, el flujo de gas pertenece al régimen slippage o deslizamiento y en menor grado al régimen transitorio especialmente en una zona de baja presión. Por lo tanto, se puede concluir que para yacimientos de shale gas, el régimen de flujo predominante es deslizamiento.

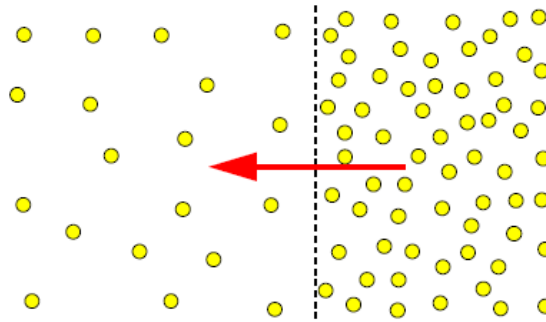
7.2. DIFUSION DE GAS

Debido a la magnitud nanométrica de los poros de la matriz de shale, el flujo de gas en tales poros se comporta de manera muy diferente al flujo en un sistema de fractura. Una suposición de flujo continuo molecular y una aplicación pura de la ecuación de Darcy daría como resultado un gran error en la representación del flujo de gas en los poros nanométricos. Según investigaciones anteriores, el flujo de shale gas en los nanoporos incluye no solo el flujo viscoso sino también la difusión. Especialmente para algunos yacimientos de shale ultra-apretados, el estado de flujo de las moléculas de gas implica solo difusión y no hay flujo viscoso porque el gas solo existe en la adsorción y no hay gas libre en los poros nanométricos. Existen dos modelos para describir la difusión de gas en poros nanométricos de shale: Modelo de difusión de Fick y Modelo de difusión de Knudsen ³⁹.

³⁹ ZHANG, Liehui, et al. Well Production Performance Analysis for Shale Gas Reservoirs. Elsevier. 2019. Chapter 1. p. 32.

7.2.1. Modelo de difusión de Fick. Muchos investigadores propusieron usar la ley de difusión de Fick para describir la migración del shale gas en los nanoporos y en las superficies de kerógeno. Bajo la influencia de una diferencia de concentración, el gas desorbido migra desde un área de alta concentración a un área de baja concentración, y la difusión se detiene hasta que la concentración de gas se vuelve uniforme, como se muestra en la Figura 18 ⁴⁰.

FIGURA 18. DIAGRAMA DE DIFUSIÓN DE FICK.



Fuente. ZHANG, Liehui, et al. Well Production Performance Analysis for Shale Gas Reservoirs. Elsevier. 2019. Chapter 1. p. 32.

Si se supone que la difusión molecular del gas satisface la ley de Fick. Entonces el flujo de difusión de gas es:

$$J_F = -M_g D_F * \nabla C_m \quad (17)$$

Donde:

J_F = Flujo de difusión de masa de Fick (masa de gas que pasa a través de la superficie de la unidad en tiempo unitario)

D_F = Coeficiente de difusión de Fick.

M_g = Masa molar de gas

C_m = Masa molar de gas en matriz.

⁴⁰ Ibíd. p. 32.

Para la ley de Fick, cuando la concentración de gas en la matriz no cambia con las coordenadas, lo que significa una concentración equivalente en cualquier momento en la matriz, se denomina difusión en estado pseudoestable y puede ser descrita por la Primera Ley de Fick. La segunda ley de Fick describe la difusión en estado inestable donde la concentración de gas en la matriz de shale cambia con las coordenadas ⁴¹.

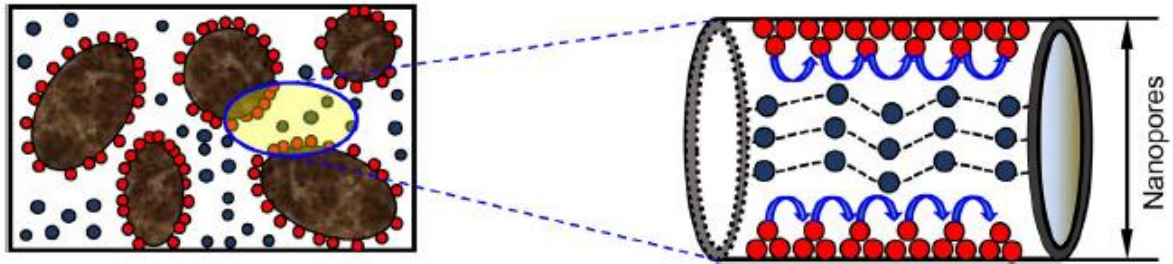
7.2.2. Modelo de difusión de Knudsen ⁴². Cuando la ruta libre media de las moléculas de gas está cerca del radio de las gargantas de poros de la matriz, las colisiones entre las moléculas de gas y la superficie de los poros se vuelven cada vez más significativas, y no son despreciables en comparación con las colisiones entre las moléculas. Por lo tanto, para este tipo de flujo de gas, no solo el flujo viscoso de gas en un centro de poro (el flujo de Darcy o la ecuación de Darcy modificada para un efecto de deslizamiento) sino también el flujo difusivo causado por las colisiones entre las moléculas de gas y las superficies de los poros deben ser considerado.

La **Figura 19** muestra diagramas físicos de coexistencia de flujo viscoso y difusión de Knudsen en poros nanométricos. El diagrama de la derecha muestra el paso de poros del nanómetro infinitesimal. Estos diagramas muestran que el gas migra en un estado de flujo viscoso a lo largo de los centros de los poros, mientras que el flujo difusivo ocurre a lo largo de las superficies de los poros.

⁴¹ Ibíd. p. 33.

⁴² Ibíd. p. 36.

FIGURA 19. DIAGRAMA DE DIFUSIÓN DE KNUDSEN Y FLUJO VISCOSO EN POROS NANOMETRICOS EN LA MATRIZ SHALE.



Fuente. ZHANG, Liehui, et al. Well Production Performance Analysis for Shale Gas Reservoirs. Elsevier. 2019. Chapter 1. p. 36.

Por lo tanto, el flujo de masa de difusión de gas de Knudsen en poros nanométricos es:

$$J_K = -M_g D_K * \nabla C_m \quad (18)$$

Donde:

J_K = Flujo de masa gaseosa de difusión de Knudsen

C_m = Concentración de gas en el sistema de poros de matriz

D_K = Constante de difusión de Knudsen

M_g = Masa molar de gas

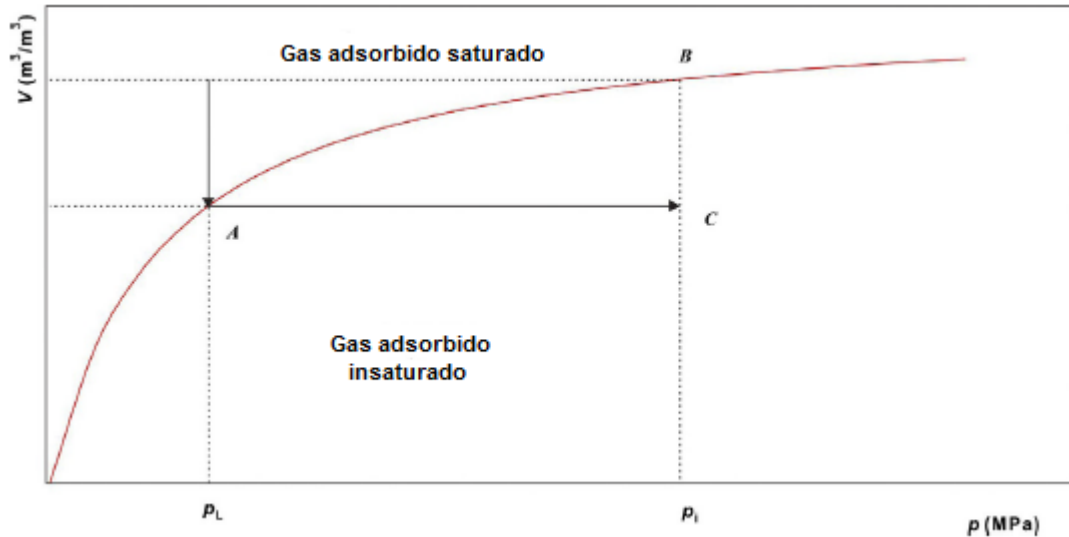
7.3. DESORCIÓN⁴³

Como se mencionó anteriormente, una gran cantidad de gas en el shale se adsorbe en las superficies de los poros orgánicos e inorgánicos causados por unas fuerzas intermoleculares. En condiciones iniciales, este gas adsorbido se encuentra en equilibrio con la presión de yacimiento, sin embargo, una vez la presión empieza a disminuir a causa de la producción del gas libre hacia los pozos, se rompe este equilibrio original. A partir de entonces, el gas adsorbido en la superficie se

⁴³ Ibíd.p. 37.

comienza a liberar en un proceso conocido como desorción, hasta lograr otro equilibrio entre el gas adsorbido y el gas libre.

FIGURA 20. ISOTERMA DE ADSORCIÓN DE SHALE GAS Y EL PROCESO DE DESORCIÓN.



Fuente. ZHANG, Liehui, et al. Well Production Performance Analysis for Shale Gas Reservoirs. Elsevier. 2019. Chapter 1. p. 38.

La cantidad de adsorción del gas depende de las condiciones iniciales del yacimiento. Como lo muestra la **Figura 20**, cuando la cantidad de gas adsorbido a la presión inicial de yacimiento se encuentra en el punto B, se considera una adsorción de gas saturado, en el cual el gas empieza a liberarse a medida que la presión del yacimiento disminuye, hasta llegar a la presión crítica de adsorción o presión de Langmuir. Sin embargo, cuando la cantidad de gas adsorbido se encuentra en el punto C, se considera un gas insaturado puesto que no hay gas libre en los poros de la matriz. Luego el gas no puede liberarse de la superficie hasta que la presión del yacimiento disminuya hasta la presión de Langmuir en el punto A. Esta diferencia entre la presión de Langmuir y la presión inicial de yacimiento determina el momento en que comienza la desorción del gas.

En algunos casos, puede suceder que cuando la presión disminuye hasta la presión de Langmuir, las moléculas de gas adsorbidas no se liberan inmediatamente de la superficie de los poros, sino que existe un cierto tiempo de retardo. El tiempo que transcurre entre la disminución de la presión inicial hasta la presión de Langmuir y el suceso real de la desorción del gas, se denomina tiempo de desorción. Sin embargo, para evitar mayor complejidad, comúnmente se usa un modelo de desorción instantánea, que representa la desorción inmediata una vez la presión disminuye.

8. DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACION

El objetivo de los modelos de simulación es recrear las condiciones de un yacimiento de la forma más adecuada con el fin de estudiar los fenómenos que tienen lugar en este medio, estos modelos pueden ser físicos o matemáticos. Un modelo matemático consiste en un arreglo de ecuaciones diferenciales parciales, las cuales junto con un arreglo de condiciones de frontera describen los procesos físicos que ocurren en un yacimiento; las ecuaciones del modelo deben tener en cuenta las fuerzas capilares, gravitacionales y viscosas y además la heterogeneidad y geometría del yacimiento partiendo de la ley de Darcy para su planteamiento. Un simulador numérico se compone de los modelos diferencial, numérico y computacional. El modelo diferencial está formado por el conjunto de ecuaciones diferenciales que describen los procesos fisicoquímicos que ocurren en el yacimiento en función del tiempo y del espacio. El modelo numérico hace referencia a la forma como se soluciona el modelo diferencial ⁴⁴.

El simulador necesita un conjunto de datos para ejecutar el modelo de computador, los cuales se resumen a continuación ⁴⁵:

- Presión inicial promedio en cada nodo.
- Distribución inicial de los fluidos del yacimiento.
- Información de los pozos.
- Geometría del yacimiento.

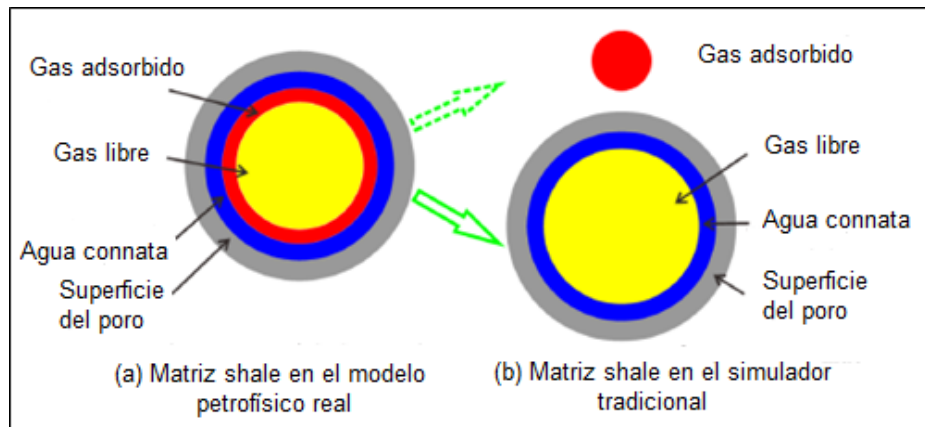
⁴⁴ OSORIO, Gildardo. Simulación de yacimientos. Medellin. 2002. p. 2.

⁴⁵ Ibíd. p. 3.

Los simuladores comerciales actuales más utilizados son CMG, ECLIPSE y VIP, los cuales han permitido comprender y predecir el desarrollo de un yacimiento de petróleo basados en la ley de Darcy o su forma extendida. Por lo tanto, no representan una buena aproximación al ser usados para yacimientos no convencionales o más específicamente shale gas, ya que algunos procesos característicos de este tipo de yacimientos, suelen ignorarse en el simulador. La **Figura 21** muestra las fases presentes en el poro de una matriz shale en el modelo petrofísico real, y el asumido por el simulador.

En los simuladores comerciales, el volumen de gas adsorbido se asume virtualmente, por lo tanto, las fases móviles presentes están conformadas por gas libre y agua connata. Además, los yacimientos de shale presentan regímenes de flujo diferentes al flujo no Darcy, dificultando aún más el modelamiento de estos yacimientos. Por esto la importancia de corregir e incluir estos efectos para lograr un modelamiento más aproximado de shale gas utilizando los simuladores comerciales.

FIGURA 21. MATRIZ DE SHALE EN EL MODELO PETROFÍSICO Y EN UN SIMULADOR COMERCIAL.



Fuente. WANG, Jing, et al. How to correct the petrophysical properties for simulating shale gas production using current commercial simulators. En: SPE. Septiembre. 2016

En el presente trabajo de investigación se presentan los resultados de dos simulaciones llevadas a cabo: la primera siendo el caso base sin incluir los efectos propios de yacimientos de shale gas (PDP, desorción, flujo no Darcy, Difusión); y el segundo caso teniendo en cuenta los efectos mencionados. De esta manera se hace cumplimiento a los primeros dos objetivos específicos planteados. Posteriormente se lleva a cabo un análisis de sensibilidad de las propiedades más críticas en función de la presión (porosidad y permeabilidad), con un respectivo análisis de estos resultados.

La simulación se llevó a cabo utilizando IMEX del software CMG para generar un modelo 3D, basados en un yacimiento de shale gas de la formación Tablazo.

Para incluir los efectos de PDP, adsorción/desorción, Flujo no Darcy y difusión superficial, se basó en un artículo realizado por Wang, Jing, et al.(2016)⁴⁶, quienes propusieron unas correlaciones matemáticas para corregir la porosidad y saturación de agua connata y gas libre ingresado al simulador, junto con un multiplicador de porosidad y permeabilidad que permita incluir los efectos mencionados. El efecto de adsorción se tendrá en cuenta para el modelo del caso base mediante una porosidad corregida que se debe ingresar al simulador ya que el objetivo de este trabajo es estudiar especialmente el efecto del PDP.

8.1. CORRELACIONES DE CORRECCION PDP SEGÚN WANG, JING, ET AL. (2016)

El contenido de gas adsorbido en formaciones shale es de hasta 20 a 80 %, es decir que una fracción significativa del volumen de poro está ocupada por el gas adsorbido. Sin embargo, en los simuladores actuales los volúmenes ocupados por los componentes de fase adsorbidos se ignoran y, en consecuencia, el volumen de

⁴⁶ WANG, Jing, et al. How to correct the petrophysical properties for simulating shale gas production using current commercial simulators. En: SPE. Septiembre. 2016

gas libre se sobreestima significativamente al predecir el OGIP. En este artículo mencionado se utiliza la isoterma de Langmuir para describir la adsorción monocapa.

El transporte del gas dentro del medio poroso se describe mediante diferentes regímenes de flujo tales como flujo slippage, flujo de transición y flujo libre moléculas, los cuales difieren del flujo Darcy. También ocurre otro fenómeno llamado difusión superficial, que describe el transporte de la capa adsorbida. Estos fenómenos son representados mediante una permeabilidad aparente en función de la presión.

La adsorción de gases y la geomecánica afectan el flujo no Darcy al cambiar el diámetro del canal de flujo de gas; La adsorción de gas afecta la difusión de la superficie al cambiar el gradiente de concentración; el flujo no Darcy, por el contrario, afecta la adsorción de gases y la geomecánica al afectar la presión de flujo. Por lo tanto, todos los mecanismos anteriores y sus interacciones deben incorporarse en las fórmulas de corrección de los multiplicadores de permeabilidad y porosidad.⁴⁷

- Corrección de la entrada de porosidad, saturación de gas y saturación de agua connata para la capa de adsorción

En la **Figura 21(a)** se mostraba la matriz shale en un modelo petrofísico real, en el que el volumen total (V_t) incluye 3 fases móviles: el volumen de la fase adsorbida (V_{ga}), el agua connata (V_{wc}) y el gas libre (V_{gf}).

En la **Figura 21(b)**, se observa una matriz de shale en un simulador tradicional en donde el volumen del gas adsorbido es virtual, y el volumen total (V'_t) es la suma del

⁴⁷ WANG, Jing, et al. How to correct the petrophysical properties for simulating shale gas production using current commercial simulators. En: SPE. Septiembre. 2016

volumen de gas libre (V'_{gf}) y el volumen de agua connata (V'_{wc}). Los volúmenes de cada fase en el simulador y en el modelo petrofísico no deben cambiarse, sin embargo, los volúmenes totales si son diferentes

$$V'_{ga} = V_{ga} \quad (19)$$

$$V'_{gf} = V_{gf} \quad (20)$$

$$V'_{wc} = V_{wc} \quad (21)$$

$$V'_t \neq V_t \quad (22)$$

Por lo tanto, el volumen vacío total V'_t en un simulador debe ser menor que en el modelo petrofísico, ya que no se incluye el volumen de gas adsorbido.

$$V'_t = V'_{gf} + V'_{wc} < V_t = V_{gf} + V_{wc} + V_{ga} \quad (23)$$

En términos de porosidad, sería:

$$\phi'_{gf} = \phi_{gf} \quad (24)$$

$$\phi'_{wc} = \phi_{wc} \quad (25)$$

$$\phi'_t = \phi'_{gf} + \phi'_{wc} < \phi_t = \phi_{gf} + \phi_{wc} + \phi_{ga} \quad (26)$$

Teniendo en cuenta que solo existe una capa de gas adsorbido, entonces el modelo a utilizar es la isoterma de Langmuir. Ambrose, R.J., et al. (2010)⁴⁸ obtuvieron las expresiones para la capacidad de almacenamiento de la fase adsorbida y el gas libre:

$$G_a = V_L \left(\frac{\frac{p}{z}}{\frac{p}{z} + p_L} \right) \quad (27)$$

⁴⁸ AMBROSE, R.J., et al. New pore-scale considerations for shale gas in place calculations. En: SPE Unconventional Gas Conference. 2010

Donde:

G_a = Capacidad de almacenamiento del gas de adsorción

V_L = Volumen de Langmuir

p_L = Presión de Langmuir

p = Presión de yacimiento

z = Factor z del gas

$$G_f = \frac{32,0368}{B_{gf}} \left[\frac{\phi_t(1-S_w)}{\rho_r} - \frac{1,318 \times 10^{-6} * M}{\rho_{ga}} G_a \right] \quad (28)$$

Donde:

G_f = Capacidad de almacenamiento del gas libre

B_{gf} = Factor volumétrico del gas libre

ϕ_t = Porosidad total en el modelo petrofísico

S_w = Saturación de agua

ρ_r = Densidad de la roca

ρ_{ga} = Densidad del gas de adsorción

M = Peso molecular

G_a = Capacidad de almacenamiento del gas de adsorción

Si conocemos que

$$\phi_t = \phi_{gf} + \phi_{ga} + \phi_{wc} \quad (29)$$

$$\phi'_t = \phi_{gf} + \phi_{wc} \quad (30)$$

Donde:

ϕ_{gf} = Porosidad del gas libre en el modelo petrofísico

ϕ_{ga} = Porosidad del gas de adsorción en el modelo petrofísico

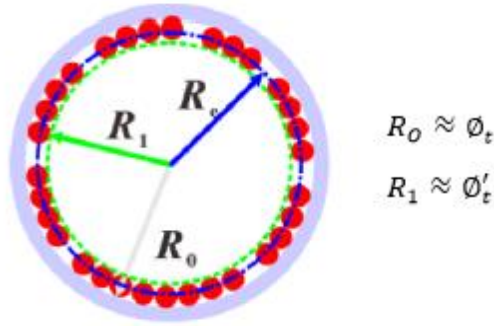
ϕ_{wc} = Porosidad del agua connata en el modelo petrofísico

ϕ'_t = Porosidad total corregida en el simulador

Por una regla de 3, se puede establecer lo siguiente:

Si R_o es equivalente a ϕ_t , entonces R_1 también lo es a ϕ'_t

FIGURA 22. RADIOS DE PORO.



Fuente. Modificado de WANG, Jing, et al. How to correct the petrophysical properties for simulating shale gas production using current commercial simulators. En: SPE. Septiembre. 2016

$$R_1 = R_o - \delta \quad (31)$$

En la **Figura 22** se pueden observar diferentes radios de poro a tener en cuenta, donde R_o corresponde al radio de poro total sin gas de adsorción; R_1 es el radio de poro a excepción de la primera capa de gas de adsorción; y δ es el diámetro efectivo de la molécula de metano.

$$R_o \rightarrow \phi_t$$

$$R_1 \rightarrow \phi'_t$$

Entonces,

$$\phi'_t = \phi_{gf} + \phi_{wc} = \frac{\phi_t * R_1}{R_o} \quad (32)$$

Como la saturación de gas libre y la saturación de agua connata en el simulador son:

$$S'_{gf} = \frac{\phi'_{gf}}{\phi'_t} \quad (33)$$

$$S'_{wc} = \frac{\phi'_{wc}}{\phi'_t} \quad (34)$$

La saturación de gas libre y la saturación de agua connata en el modelo petrofísico son:

$$S_{gf} = \frac{\phi_{gf}}{\phi_t} \quad (35)$$

$$S_{wc} = \frac{\phi_{wc}}{\phi_t} \quad (36)$$

Entonces, la saturación de gas libre y la saturación de agua connata en el simulador deberán ser mayores que en el modelo petrofísico.

$$S'_{gf} > S_{gf} \quad (37)$$

$$S'_{wc} > S_{wc} \quad (38)$$

Al relacionar la porosidad de agua connata y gas libre con sus saturaciones, obtenemos:

$$\phi_{wc} = \phi_t * S_{wc} = \phi'_{wc} \quad (39)$$

$$\phi_{gf} = \phi_t * (1 - S_{wc}) = \phi'_{gf} \quad (40)$$

Entonces,

$$S'_{wc} = \frac{\phi'_{wc}}{\phi'_t} = \frac{\phi_t * S_{wc}}{\phi'_t} \quad (41)$$

$$S'_{gf} = \frac{\phi'_{gf}}{\phi'_t} = \frac{\phi_t * (1 - S_{wc})}{\phi'_t} \quad (42)$$

Las ecuaciones de porosidad y saturación de agua connata y gas libre corregida deberán ser ingresadas al simulador antes de llevar a cabo la simulación.

- Formulación de porosidad variable en el tiempo para la capa de adsorción, desorción del gas y geomecánica

La porosidad se ve altamente influenciada debido a los esfuerzos ocasionados sobre la matriz a medida que disminuye la presión. Sin embargo, no es solo la geomecánica, sino también la desorción del gas que pueden llegar a afectar significativamente la porosidad efectiva. Por esta razón se hace necesario crear un factor multiplicador de la porosidad efectiva que varíe en función de la presión y de estos cambios provocados por la geomecánica y desorción.

Asumiendo un poro totalmente esférico, sin impacto del agua connata, y con adsorción monocapa, se plantea la siguiente ecuación:

$$V_o = \frac{4}{3}\pi R_o^3 \quad (43)$$

Donde:

V_o = Volumen de poro sin gas de adsorción

R_o = Radio de poro sin gas de adsorción

El volumen efectivo es:

$$V_e = \frac{4\pi[(1-\Pi)R_o^3 + \Pi R_1^3]}{3} = V_o - \rho_r * V_b * V_L * \Pi \quad (44)$$

Donde:

V_e = Volumen efectivo de poro a cierta presión

Π = Variable intermedia

R_1 = Radio de poro excepto la primera capa de adsorción = ($R_o - DCH_4$)

R_o = Radio de poro sin gas de adsorción

V_b = Volumen del bloque

$$\Pi = \frac{\frac{C*p}{z*p_o}}{\frac{1-p}{z*p_o}} \left[\frac{1-(N+1)\left(\frac{p}{z*p_o}\right)^N + N\left(\frac{p}{z*p_o}\right)^{N+1}}{1+\frac{(C-1)p}{z*p_o}-C\left(\frac{p}{z*p_o}\right)^{N+1}} \right] \quad (45)$$

Donde:

Π = Variable intermedia

C = Constante relacionada al calor neto de adsorción

P = Presión de yacimiento

Z = Factor z del gas

p_o = Presión de adsorción saturada del gas

N = Numero de capas de adsorción

La porosidad efectiva es:

$$\phi_e = \frac{V_e}{V_b} = \frac{V_o - \rho_r * V_b * V_L * \Pi}{V_b} = \phi_o - \rho_r * V_L * \Pi \quad (46)$$

Donde:

ϕ_e = Porosidad efectiva

ϕ_o = Porosidad intrínseca a condición inicial

V_e = Volumen efectivo de poro a cierta presión

V_b = Volumen de bloque

V_L = Volumen de Langmuir

El efecto de la geomecánica sobre la porosidad puede describirse de la siguiente forma:

$$\phi = \phi_r + (\phi_\infty - \phi_r) e^{-\eta(p_i - p)} \quad (47)$$

Donde:

ϕ = Porosidad a cierta presión

ϕ_r = Porosidad a alto esfuerzo efectivo

ϕ_∞ = Porosidad a la tensión media efectiva ($\sigma_m=0$)

η = Parámetro de dependencia del esfuerzo efectivo para la porosidad

p_i = Presión inicial del yacimiento

p = Presión del yacimiento

Teniendo en cuenta la adsorción/ Desorción del gas más la geomecánica, se halla la porosidad efectiva de la siguiente manera:

$$\phi_e = \phi_r + (\phi_\infty - \phi_r)e^{-\eta(p_i-p)} - \rho_r * V_L * \Pi \quad (48)$$

Donde:

ϕ_e = Porosidad efectiva

ϕ_r = Porosidad a alto esfuerzo efectivo

ϕ_∞ = Porosidad a la tensión media efectiva ($\sigma_m=0$)

η = Parámetro de dependencia del esfuerzo efectivo para la porosidad

p_i = Presión inicial del yacimiento

p = Presión del yacimiento

ρ_r = Densidad de la roca

V_L = Volumen de Langmuir

Π = Variable intermedia

Finalmente, el multiplicador de porosidad está dado por:

$$R_\phi = \frac{\phi_e}{\phi'_t} = \frac{\phi_r + (\phi_\infty - \phi_r)e^{-\eta(p_i-p)} - \rho_r V_L \Pi}{\phi'_t} \quad (49)$$

Estos valores obtenidos se multiplican por cada porosidad en función de la presión arrojada por el simulador, y de esta manera lograr que la porosidad se vea influenciada por la geomecánica y la desorción.

- Formulación de la permeabilidad aparente variable en el tiempo para adsorción/desorción del gas, geomecánica, flujo no Darcy y difusión de la capa de adsorción

La permeabilidad está estrechamente relacionada con el flujo del gas dentro del medio poroso, por lo tanto, la capa de adsorción, la geomecánica, la desorción, el flujo no Darcy y la difusión influyen significativamente en el cambio de permeabilidad en función de la presión. Los tres primeros afectan la permeabilidad intrínseca del flujo de gas a través del cambio de la sección transversal del canal de flujo, y los dos últimos lo hacen mediante el cambio de una permeabilidad aparente del flujo de gas debido a las propiedades especiales de transporte de gas y adsorción en los nano-poros.

Al momento de hallar la permeabilidad intrínseca o absoluta se utiliza la ecuación de Carman-Kozeny relacionándola con el radio de los nanoporos y la tortuosidad:

$$K_o = \frac{\phi_o * R_o^2}{8\tau_m} \quad (50)$$

Donde:

K_o = Permeabilidad intrínseca a condiciones iniciales

ϕ_o = Porosidad intrínseca a condición inicial

R_o = Radio de poro sin gas de adsorción

τ_m = Tortuosidad

Ahora, al incluir el efecto de la geomecánica:

$$K_{sd} = \frac{\phi_o * R_o^2}{8\tau_m} \exp \left[\theta \left(\frac{\phi}{\phi_\infty} - 1 \right) \right] \quad (51)$$

Donde:

K_{sd} = Permeabilidad intrínseca con dependencia al estrés

θ = Parámetro de dependencia al esfuerzo para permeabilidad

Incluyendo el efecto de la adsorción/desorción del gas, la permeabilidad efectiva es:

$$K_e = \frac{\phi_r + (\phi_\infty - \phi_r) e^{-\eta(p_i - p)} - \rho_r * V_L * \Pi}{8\tau_m} \left[(1 - \Pi) \left(\frac{8\tau_m * K_{sd}}{\phi} \right)^{\frac{3}{2}} + \Pi (R_o - \Gamma d_{ch4})^3 \right]^{\frac{2}{3}} \quad (52)$$

Donde:

K_e = Permeabilidad efectiva

Γ = Coeficiente de modificación para la capa de adsorción

d_{ch4} = Radio de la molécula de metano

Incluyendo el efecto del flujo no-Darcy en los nanoporos:

$$K_a = K_o \left[1 + \frac{\alpha(4-b)K_n^2 + (4+\alpha)K_n}{1-b*K_n} \right] \quad (53)$$

$$K_n = \frac{K_B * T * Z}{\sqrt{2} \pi * \delta^2 * p^3 \sqrt{(1-\Pi)R_o^3 + \Pi * R_1^3}} \quad (54)$$

K_a = Permeabilidad aparente

K_o = Permeabilidad intrínseca a condiciones iniciales

R_o = Radio de poro sin gas de adsorción

R_1 = Radio de poro excepto la primera capa de adsorción

K_n = Número Knudsen

K_B = Constante de Boltzmann

T = Temperatura

Z = Factor z del gas

δ = Diámetro de colisión molecular (diámetro efectivo) de las moléculas de gas, m

α = Coeficiente al esfuerzo efectivo

b = Coeficiente slippage

WANG, et al. (2015)⁴⁹ obtuvo una expresión para la permeabilidad aparente en función de la difusión superficial:

$$K_s = \frac{\mu * D_s * \alpha_\rho * \rho_r * V_L}{p_o * Z} \left\{ \frac{C}{(1-x)^2} \frac{1 - (N+1)x^N + N * x^{N+1}}{1 + (C-1)x - C * x^{N+1}} - \frac{C * N(N+1)x^N}{1 + (C-1)x - C * x^{N+1}} - \frac{C * x [C - 1 - C(N+1)x^N] [1 - (N+1)x^N + N * x^{N+1}]}{(1-x) [1 + (C-1)x - C * x^{N+1}]^2} \right\} \left(1 - \frac{R_e^2}{R_o^2} \right) \quad (55)$$

K_s = Permeabilidad equivalente de la difusión superficial

α_ρ = Relación de densidad del gas de adsorción al gas libre

C = Constante relacionada al calor neto de adsorción

N = Numero de capas de adsorción

R_e = Radio de poro efectivo a cierta presión

R_o = Radio de poro sin gas de adsorción

p_o = Presión de adsorción saturada del gas

D_s = Coeficiente de difusión superficial

V_L = Volumen de Langmuir

Donde:

$$x = \frac{p}{Z * p_o} \quad (56)$$

⁴⁹ WANG, J., et al. Apparent permeability for gas transport in nanopores of organic shale reservoirs including multiple effects. En: International Journal of Coal Geology, 152, 50–62. 2015.

$$R_e = \sqrt[3]{(1 - \Pi) R_o^3 + \Pi * R_1^3} \quad (57)$$

R_e = Radio de poro efectivo a cierta presión

R_o = Radio de poro sin gas de adsorción

Π = Variable intermedia

R_1 = Radio de poro excepto la primera capa de adsorción

$\emptyset$ = Porosidad

R = Constante de los gases

T = Temperatura

τ = Tortuosidad

d = Diámetro de la molécula de gas

M = Peso molecular del gas

Entonces la permeabilidad aparente del transporte de gas en los nanoporos que incluye la adsorción/desorción de gas, la geomecánica, el flujo no Darcy y la difusión superficial es:

$$K_a = K_e * f(K_n) + K_s = \frac{\emptyset_e * R_e^2}{8\tau_m} \left[1 + \frac{\alpha(4-b)K_n^2 + (4+\alpha)K_n}{1-b*K_n} \right] + K_s \quad (58)$$

Donde:

K_a = Permeabilidad aparente

R_e = Radio de poro efectivo a cierta presión

$\emptyset_e$ = Porosidad efectiva

τ_m = Tortuosidad

α = Coeficiente al esfuerzo efectivo

b = Coeficiente slippage

K_n = Numero Knudsen

Finalmente se determina el multiplicador de permeabilidad de la siguiente manera:

$$R_k = \frac{K_a}{K_o} = \frac{\phi_e * R_e^2 \left[1 + \frac{\alpha(4-b)K_n^2 + (4+\alpha)K_n}{1-b*K_n} \right] + 8\tau_m * K_s}{\phi_o * R_o^2} \quad (59)$$

Los valores obtenidos de multiplicador deberán ser ingresados al simulador para ser corregidos.

8.1.1. Desarrollo de los multiplicadores. Las anteriores correlaciones nos permiten obtener 4 parámetros principales para la corrección de la saturación, porosidad y permeabilidad:

- Porosidad corregida
- Saturación corregida
- Multiplicador de porosidad
- Multiplicador de permeabilidad

Para una mayor simplicidad, se desarrolló una macro en Excel para la obtención de estos parámetros. Los datos de entrada de la macro con sus respectivas unidades trabajadas se muestran en la **Figura 23 y 24**.

FIGURA 23. DATOS DE ENTRADA DE LA MACRO.

Volumen de Langmuir, V_L	0,00438822	m3/kg
Presión de Langmuir, P_L	6,718046411	Mpa
Presión inicial de yacimiento, p	73,02928825	Mpa
Factor de compresibilidad, z	1,41116461	
Factor volumetrico gas libre inicial, B_{gfi}	0,008405313	
Porosidad total, ϕ_t	0,076	

FIGURA 24.(CONTINUACION). DATOS DE ENTRADA DE LA MACRO

Saturación de agua, S_w	0,35	
Densidad de la roca, ρ_r	2,53	g/cc
Densidad gas de adsorción, ρ_{ga}	0,421	g/cc
Peso molecular, M	0,01604	kg/mol
Densidad gas libre inicial, ρ_{gf}	0,250765055	g/cc
Saturación de agua connata, S_{wc}	0,1526	
Cte relacionada al calor neto de adsorción, Q	40	KJ/mol
Viscosidad del gas, μ	2,00E-05	Pa*s
Coefficiente de difusión, D_s	1,86E-07	m2/seg
Rel. Densidad gas adsorción al gas libre, α_p	0,595641460	adimens
compresibilidad superficie z	0,99803	
T superficie	288,70556	k
P superficie	14,7	psi
Presión de adsorción saturada del gas, p_o	4,48	Mpa
Numero de capas de adsorción, N	1	
Porosidad a alto esfuerzo efectivo, ϕ_r	0,056734	
Porosidad a la tensión media efectiva, ϕ_∞	0,066367	
Parámetro de dependencia del esfuerzo efectivo para la porosidad, η	0,012255684	Mpa^-1
Permeabilidad intrínseca a cond iniciales, K_o	1,3817E-18	m2
Porosidad intrínseca a cond inicial, ϕ_o	0,076	
Radio de poro sin gas de adsorción, R_o	1,435E-08	m
Tortuosidad, τ_m	1,4158E+00	
Coefficiente al esfuerzo efectivo inicial, α	0,595309032	
Coefficiente slippage, b	0,27742	
Constante de Boltzman, K_B	1,38E-23	J/K
Temperatura yacimiento, T	398,15	°K
Radio de poro excepto la primera capa adsorción, R_1	1,396E-08	m
Diámetro de colisión molecular (diámetro efectivo) de las moléculas de gas, δ	4,00E-10	m
$\phi_{gf} + \phi_{wc}$	0,073934495	
ϕ_{ads}	0,002065505	
ϕ_{wc}	0,01160	
ϕ_{gf}	0,06234	

Porosidad corregida

El valor de porosidad corregida a ingresar al simulador es:

$$\begin{aligned}\phi'_t &= \phi_{gf} + \phi_{wc} \\ \phi'_t &= 0,0739\end{aligned}\tag{60}$$

Si se conoce que,

$$\text{Porosidad modelo petrofísico} \rightarrow \phi_t = 0,076$$

Entonces:

$$\begin{aligned}\phi'_t &< \phi_t \\ 0,0739 &< 0,076\end{aligned}$$

Como se observa, la porosidad corregida es menor a la porosidad del modelo petrofísico ya que el volumen ocupado por el gas adsorbido se asume virtualmente, por lo tanto, la porosidad al gas adsorbido debe ignorarse al ingresarse al simulador. Este valor de porosidad debe ser corregido tanto en el modelo del caso base como en el de PDP, ya que de lo contrario el volumen de gas original in situ podría sobreestimarse.

Saturación de agua connata y gas libre corregida

Basados en la isoterma de Langmuir, el valor obtenido para la capacidad de almacenamiento de gas libre y gas adsorbido a presión inicial de yacimiento es:

$$\begin{aligned}G_a &= 0,003884 \text{ kg/m}^3 \\ G_f &= 74,42206 \text{ kg/m}^3\end{aligned}$$

Una vez determinados las capacidades del almacenamiento, se calcula la saturación de agua connata y de gas libre corregida a presión inicial:

$$S'_{gf} = 0,87105$$

$$S'_{wc} = 0,15686$$

Y si sabemos que

$$S_{gf} = 0,8474$$

$$S_{wc} = 0,1526$$

Entonces las saturaciones corregidas son mayores a las del modelo petrofísico

$$S'_{gf} > S_{gf}$$

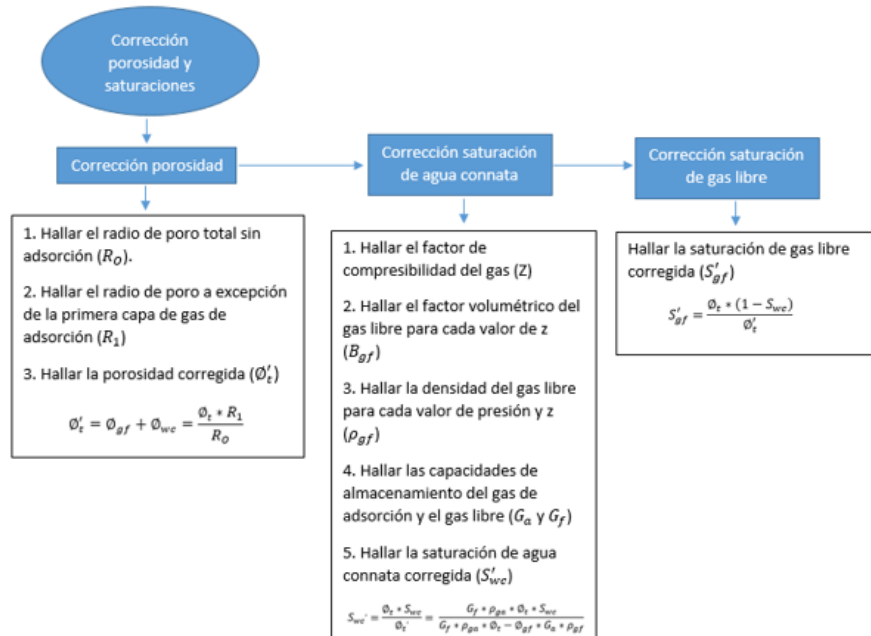
$$0,87105 > 0,8474$$

$$S'_{wc} > S_{wc}$$

$$0,15686 > 0,1526$$

La **Figura 25** muestra un diagrama que describe el procedimiento a llevar a cabo para corregir la porosidad y la saturación por efectos de adsorción.

FIGURA 25. DIAGRAMA DE PROCEDIMIENTO PARA CORRECCIÓN DE POROSIDAD Y SATURACION



Multiplicador de porosidad

Los valores de porosidad efectiva en función de la presión, con los respectivos multiplicadores se muestran en la **Tabla 2, 3 y 4**.

TABLA 2. MULTIPLICADORES DE POROSIDAD.

Presión (Mpa)	Porosidad efectiva	Multiplicadores de porosidad
73,02914	0,056107	1
69,63692	0,055732	0,993311
68,94745	0,055658	0,991990
67,56850	0,055512	0,989385
66,18955	0,055368	0,986830
64,81060	0,055228	0,984326
63,43165	0,055090	0,981872
62,05270	0,054955	0,979467
60,67375	0,054823	0,977112
59,29481	0,054694	0,974806
57,91586	0,054567	0,972549
56,53691	0,054443	0,970343
55,15796	0,054322	0,968185
53,77901	0,054204	0,966078
52,40006	0,054089	0,964022
51,02111	0,053976	0,962016
49,64216	0,053866	0,960062
48,26321	0,053760	0,958161
46,88426	0,053656	0,956314
45,50532	0,053556	0,954523
44,12637	0,053458	0,952788
42,74742	0,053364	0,951113

TABLA 3. MULTIPLICADORES DE POROSIDAD (CONTINUACION)

Presión (Mpa)	Porosidad efectiva	Multiplicadores de porosidad
41,36847	0,053274	0,949500
39,98952	0,053187	0,947951
38,61057	0,053104	0,946470
37,23162	0,053025	0,945062
35,85267	0,052950	0,943732
34,47372	0,052880	0,942485
33,09478	0,052815	0,941329
31,71583	0,052756	0,940272
30,33688	0,052703	0,939326
28,95793	0,052657	0,938503
27,57898	0,052618	0,937819
26,20003	0,052589	0,937292
24,82108	0,052570	0,936948
23,44213	0,052562	0,936817
22,06318	0,052569	0,936937
20,68423	0,052593	0,937357
19,30529	0,052637	0,938141
17,92634	0,052706	0,939376
16,54739	0,052807	0,941176
15,16844	0,052949	0,943702
13,78949	0,053144	0,947182
12,41054	0,053412	0,951954

TABLA 4. MULTIPLICADORES DE POROSIDAD (CONTINUACION)

Presión (Mpa)	Porosidad efectiva	Multiplicadores de porosidad
11,03159	0,053781	0,958539
9,65264	0,054300	0,967785
8,27369	0,055051	0,981169
6,89474	0,056193	1,001528
5,51580	0,058076	1,035094
4,13685	0,061653	1,098832
2,75790	0,070787	1,261639

En la **Figura 26** se muestran los multiplicadores de la porosidad en función de la presión. A presión inicial, el multiplicador de la porosidad es igual a 1 ya que representa el valor de la porosidad total del modelo petrofísico, sin embargo, a medida que la presión disminuye se observa una caída en el multiplicador por debajo de 1, reflejando que la geo mecánica es el factor dominante a altas presiones. Para presiones menores a 23 MPa o 3400 psi, el multiplicador empieza a aumentar rápidamente debido al efecto de la desorción del gas. Esto demuestra que los procesos de geo mecánica y desorción del gas son inversos.

Teniendo en cuenta lo anteriormente dicho, entonces:

73,02914 psi – 23 psi → Geomecánica > Desorción

23 psi – 2,7579 psi → Desorción > Geomecánica

FIGURA 26. MULTIPLICADOR DE POROSIDAD VS PRESIÓN.

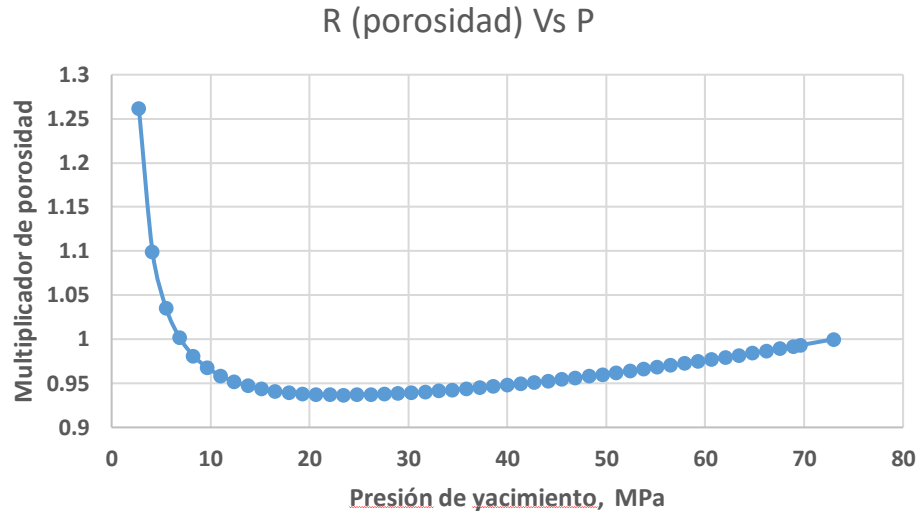
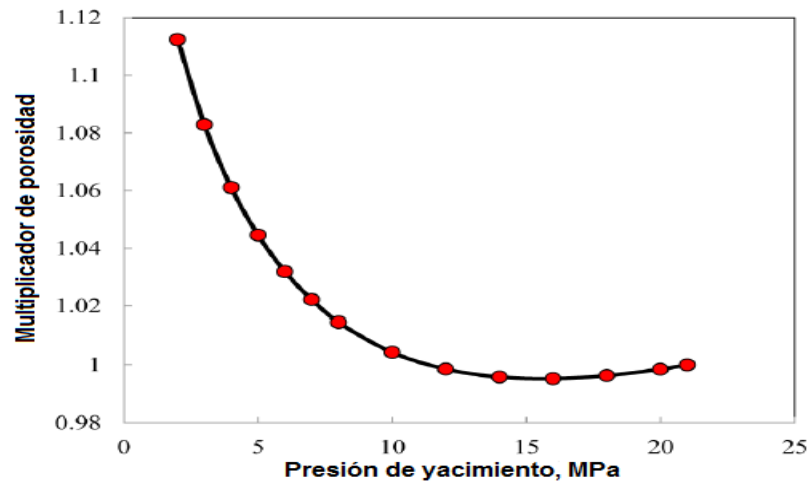


FIGURA 27. MULTIPLICADOR DE POROSIDAD VS PRESIÓN PARA FORMACIÓN BARNETT SHALE.



Fuente. Wang, Jing, et al. How to correct the petrophysical properties for simulating shale gas production using current commercial simulators. En: SPE. Septiembre. 2016

La Figura 27 muestra los multiplicadores de la porosidad en función de la presión para la formación Barnett Shale, según Wang, Jing, et al. (2016)⁵⁰, donde se comprueba una tendencia similar de la gráfica que para la formación Tablazo.

⁵⁰ WANG, Jing, et al. How to correct the petrophysical properties for simulating shale gas production using current commercial simulators. En: SPE. Septiembre. 2016

Multiplicador de permeabilidad

Los multiplicadores de la permeabilidad en función del número de Knudsen, la permeabilidad aparente y presiones se muestran en la **Tabla 5, 6 y 7**.

TABLA 5. MULTIPLICADORES DE PERMEABILIDAD

Presión (Mpa)	Número Knudsen, Kn	Permeabilidad aparente fase libre y de adsorción (m2)	Multiplicador de la permeabilidad
73,02914	0,010679	1,0176E-18	1,0000
69,63692	0,010936	1,0120E-18	0,9946
68,94745	0,010990	1,0110E-18	0,9935
67,56850	0,011103	1,0089E-18	0,9915
66,18955	0,011219	1,0068E-18	0,9895
64,81060	0,011340	1,0049E-18	0,9875
63,43165	0,011465	1,0030E-18	0,9857
62,05270	0,011596	1,0012E-18	0,9839
60,67375	0,011732	9,9946E-19	0,9822
59,29481	0,011875	9,9780E-19	0,9806
57,91586	0,012024	9,9623E-19	0,9790
56,53691	0,012181	9,9474E-19	0,9776
55,15796	0,012345	9,9333E-19	0,9762
53,77901	0,012519	9,9202E-19	0,9749
52,40006	0,012702	9,9081E-19	0,9737
51,02111	0,012895	9,8969E-19	0,9726
49,64216	0,013101	9,8869E-19	0,9716

TABLA 6. MULTIPLICADORES DE PERMEABILIDAD (CONTINUACIÓN)

Presión (Mpa)	Número Knudsen, Kn	Permeabilidad aparente fase libre y de adsorción (m2)	Multiplicador de la permeabilidad
48,26321	0,013319	9,8779E-19	0,9708
46,88426	0,013551	9,8702E-19	0,9700
45,50532	0,013799	9,8638E-19	0,9694
44,12637	0,014064	9,8589E-19	0,9689
42,74742	0,014348	9,8554E-19	0,9685
41,36847	0,014654	9,8536E-19	0,9684
39,98952	0,014985	9,8536E-19	0,9684
38,61057	0,015342	9,8557E-19	0,9686
37,23162	0,015730	9,8600E-19	0,9690
35,85267	0,016152	9,8668E-19	0,9697
34,47372	0,016614	9,8763E-19	0,9706
33,09478	0,017121	9,8890E-19	0,9718
31,71583	0,017679	9,9053E-19	0,9734
30,33688	0,018296	9,9257E-19	0,9754
28,95793	0,018981	9,9507E-19	0,9779
27,57898	0,019746	9,9813E-19	0,9809
26,20003	0,020605	1,0018E-18	0,9845
24,82108	0,021573	1,0063E-18	0,9889
23,44213	0,022671	1,0116E-18	0,9942
22,06318	0,023926	1,0181E-18	1,0005
20,68423	0,025370	1,0258E-18	1,0081
19,30529	0,027046	1,0352E-18	1,0173
17,92634	0,029007	1,0466E-18	1,0286
16,54739	0,031329	1,0607E-18	1,0424
15,16844	0,034110	1,0782E-18	1,0595
13,78949	0,037489	1,1001E-18	1,0812

TABLA 7. MULTIPLICADORES DE PERMEABILIDAD (CONTINUACIÓN)

Presión (Mpa)	Número Knudsen, Kn	Permeabilidad aparente fase libre y de adsorción (m2)	Multiplicador de la permeabilidad
12,41054	0,041667	1,1284E-18	1,1089
11,03159	0,046940	1,1655E-18	1,1454
9,65264	0,053773	1,2159E-18	1,1950
8,27369	0,062932	1,2874E-18	1,2652
6,89474	0,075778	1,3952E-18	1,3711
5,51580	0,094982	1,5737E-18	1,5466

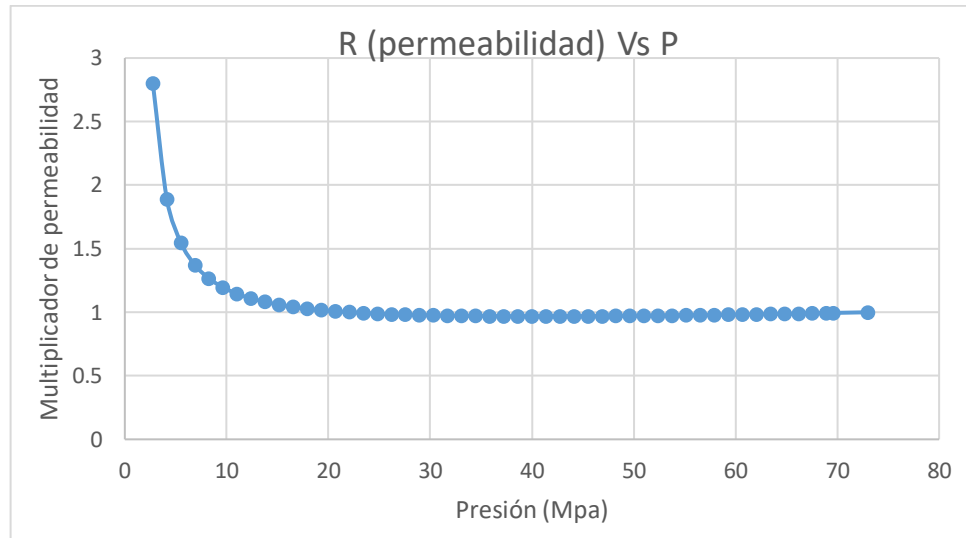
Conocer el número de Knudsen en función de la presión, permite determinar el mecanismo de flujo del gas dentro del medio poroso. A una presión inicial, el número de Knudsen tiene un valor de 0,01068, lo que indica un tipo de flujo slippage o deslizamiento.

La **Figura 28** permite apreciar gráficamente el comportamiento y la tendencia de los multiplicadores de la permeabilidad en función de la presión. Se observa que, para altas y medianas presiones, el multiplicador de permeabilidad disminuye muy levemente, debido a una sumatoria de los efectos provocados por la geomecánica, el flujo no darcy, la desorción del gas y la difusión. A bajas presiones, el flujo no Darcy y la desorción del gas domina sobre el efecto de la geomecánica, ocasionando un aumento de la permeabilidad aparente, y por consiguiente del multiplicador de la permeabilidad.

73,02914 MPa - 40 MPa → Geomecánica $\approx$ Flujo no Darcy, Desorción

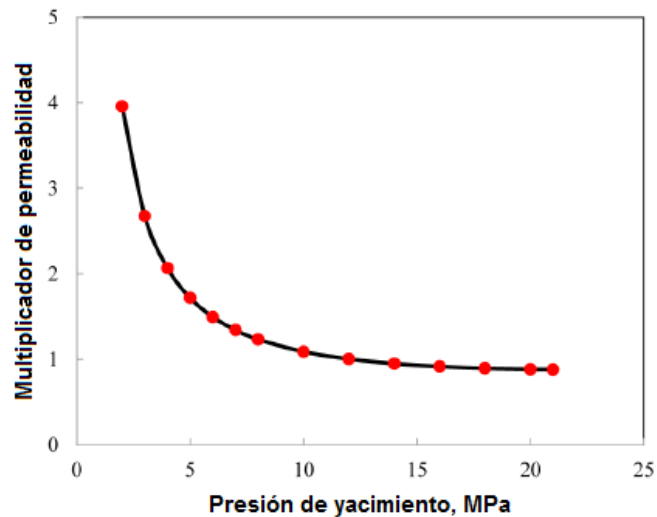
40 MPa - 2,75790 MPa → Flujo no Darcy, Desorción > Geomecánica

FIGURA 28. MULTIPLICADOR DE PERMEABILIDAD VS PRESIÓN



Wang, Jing, et al. (2016)⁵¹ obtuvo una tendencia muy similar para la formación Barnett Shale, en la cual el multiplicador de permeabilidad aumenta a medida que disminuye la presión del yacimiento, **Figura 29**.

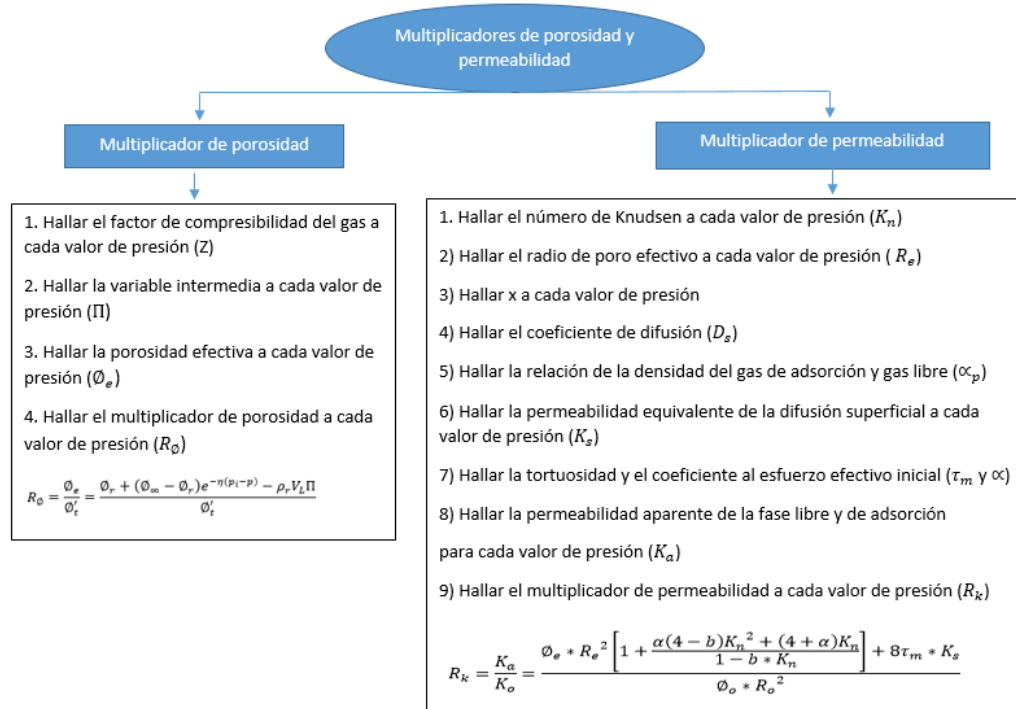
FIGURA 29. MULTIPLICADOR DE PERMEABILIDAD VS PRESIÓN EN FORMACIÓN BARNETT SHALE.



Fuente. WANG, Jing, et al. How to correct the petrophysical properties for simulating shale gas production using current commercial simulators. En: SPE. Septiembre. 2016.

⁵¹ WANG, Jing, et al. How to correct the petrophysical properties for simulating shale gas production using current commercial simulators. En: SPE. Septiembre. 2016

Figura 30. Diagrama del procedimiento para los multiplicadores de porosidad y permeabilidad.



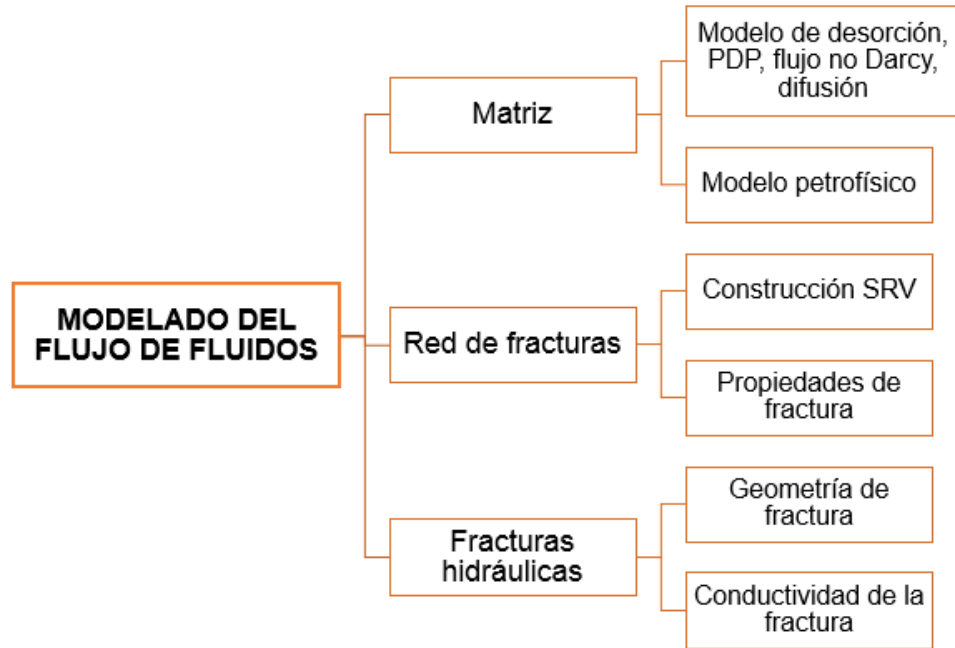
En la **Figura 30** se esquematiza el procedimiento para desarrollar los multiplicadores de porosidad y permeabilidad.

8.2. DESCRIPCION MODELO CASO BASE

La **Figura 31** muestra un diagrama del modelado de flujo de fluidos para un yacimiento de shale gas y los parámetros a tener en cuenta.

Utilizando el simulador IMEX, se partió de un modelo de doble permeabilidad que permite el flujo de fluidos entre matriz-matriz, matriz-fractura, y fractura-fractura.

FIGURA 31. DIAGRAMA DEL MODELADO DE FLUJO DE FLUIDOS EN YACIMIENTO SHALE.



Fuente. Modificado de PACHON, Yessica, et al. "Estimación del potencial de producción de un pozo horizontal posfracturado hidráulicamente en una formación de shale gas con aplicación geo-mecánica". En: Revista de investigación, Fundación Universidad de América. 2015. p. 7-20.

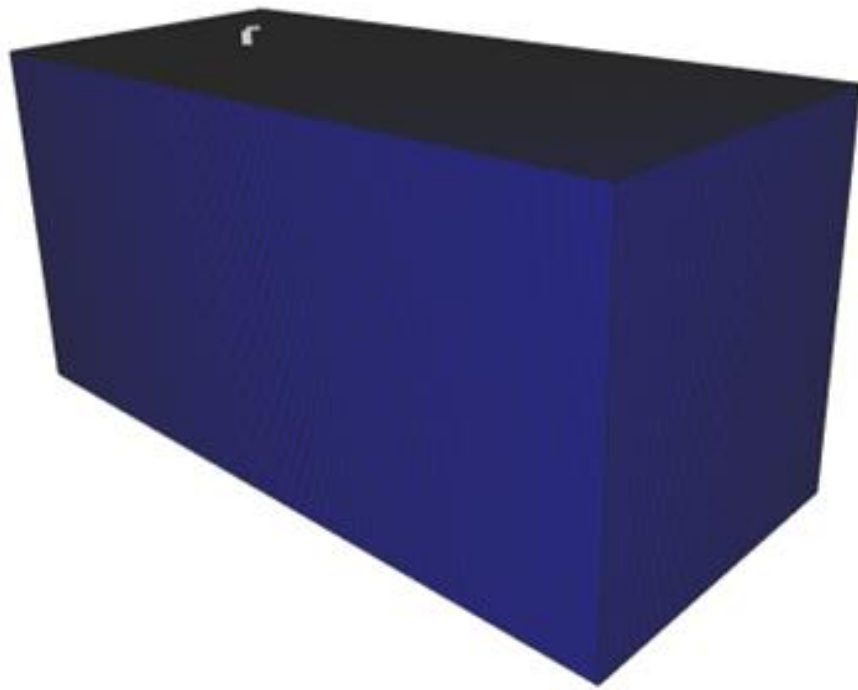
8.2.1. Enmallado de simulación. La **Figura 32 y 33** muestra la malla de simulación generada tipo cartesiano con las siguientes dimensiones.

TABLA 8. DIMENSIONES MALLA DE SIMULACIÓN.

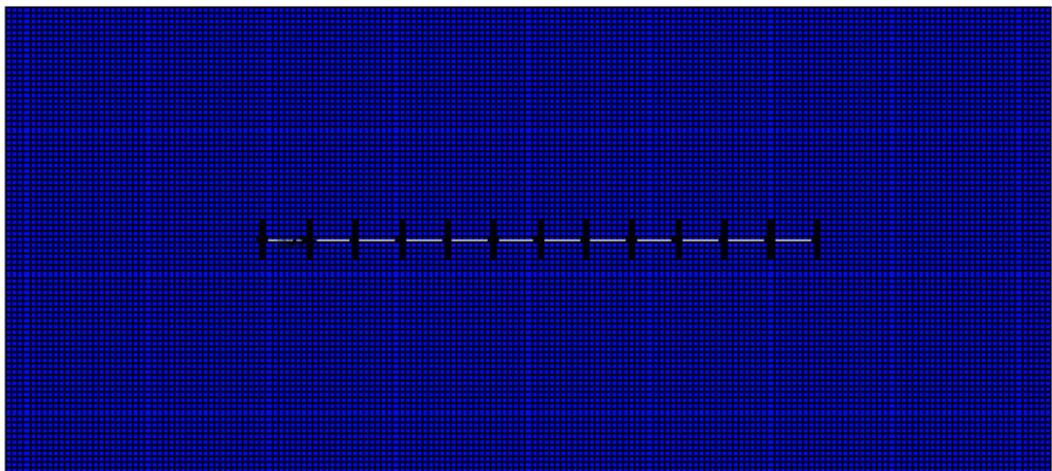
Número de celdas	i, j, k	181, 81, 1
Tamaño de celdas	i, j, k (ft)	100, 100, 120

Se observa una sola capa en el eje k, que representa todo el espesor de la formación. Esto es debido a que se priorizó el flujo de fluidos horizontal, es decir el plano i, j, sobre el flujo vertical.

FIGURA 32. MALLA DE SIMULACIÓN.

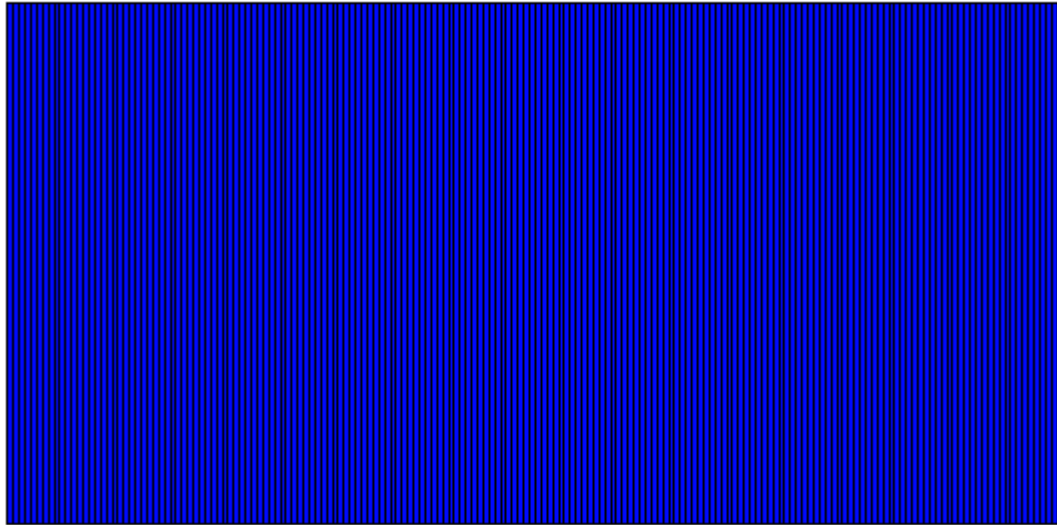


(a) Vista 3D



(b) Vista plano i, j

FIGURA 33. MALLA DE SIMULACIÓN.



(c) Vista plano i, k

Fuente. Computer Modeling Group (CMG, 2015)

8.2.2. Condiciones de yacimiento. Las condiciones iniciales del yacimiento se muestran en la Tabla 9.

TABLA 9. CONDICIONES INICIALES DE YACIMIENTO.

Presión	10592	Psi
Temperatura	257	°F
Profundidad	14761	ft
Espesor formación	120	ft

Las propiedades de matriz y fractura ingresadas al simulador se muestran en las **Tablas 10 y 11** respectivamente.

TABLA 10. PROPIEDADES DE ENTRADA DE MATRIZ.

Propiedad	Valor	Unidad
Porosidad	0,0739	-
Permeabilidad (i)	0,0014	mD
Permeabilidad (j)	0,0014	mD
Permeabilidad (k)	0,0014	mD
Densidad de la roca	157,9428	lb/ft ³
Compresibilidad de la roca	8,45e-5	1/psi
Constante gas adsorbido (Langmuir)	0,0010263	1/psi
Maximo volumen gas adsorbido (Langmuir)	0,0702932	ft ³ /lb

Se observa que la porosidad ingresada es la corregida por efectos de adsorción, ya que como se mencionó anteriormente el simulador asume el volumen de gas adsorbido como virtual, por lo tanto, la porosidad al gas adsorbido debe ignorarse al ser ingresada al simulador.

TABLA 11. PROPIEDADES DE ENTRADA DE FRACTURA.

Propiedad	Valor	Unidad
Compresibilidad de fractura	8,45e-4	1/psi
Conductividad	0,125	mD/ft
Espesor fractura	0,0083	mD
Porosidad	1,66e-4	-
Permeabilidad (i)	1,038e-5	mD
Permeabilidad (j)	1,038e-5	mD
Permeabilidad (k)	8,646e-6	mD
Espaciamento entre fractura (i)	30	ft
Espaciamento entre fractura (j)	30	ft
Espaciamento entre fractura (k)	30	ft

En cuanto a las propiedades del fluido se muestran a continuación en la **Tabla 12**

TABLA 12. PROPIEDADES DEL FLUIDO.

Tipo de fluido	Gas seco
Gravedad específica	0,7

8.2.3. Generación de curvas de permeabilidad. Las curvas de permeabilidades relativas fueron generadas a partir de las tablas de saturación vs permeabilidad relativa proporcionados por Alkouh, Ahmad, et al. (2013)⁵² para yacimientos de shale gas.

Se crearon dos tipos de roca. La **Tabla 13 y 14** muestran las saturaciones y permeabilidades para la matriz (roca 1), y para la fractura hidráulica (roca 2) respectivamente.

TABLA 13. SATURACIONES Y PERMEABILIDADES RELATIVAS.

Matriz y fracturas naturales		
Sw	Krw	Krg
0,00	0,00	1,00
0,15	0,00	1,00
0,30	0,00	1,00
0,31	0,00	0,93
0,32	0,00	0,80
0,33	0,00	0,72
0,35	0,00	0,55
0,36	0,00	0,42
0,38	0,00	0,30

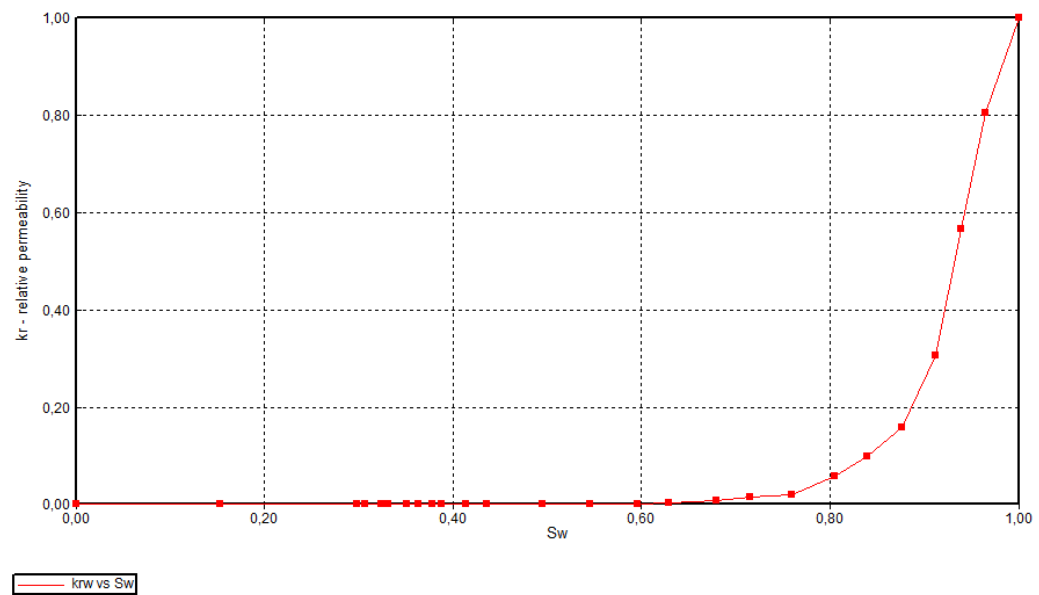
⁵² ALKOUH, Ahmad, WATTENBARGER, Robert. "New Advances in Shale Reservoir Analysis Using Flowback Data". En: SPE. Agosto. 2013.

TABLA 14. SATURACIONES Y PERMEABILIDADES RELATIVAS.(CONTINUACION)

Matriz y fracturas naturales		
Sw	Krw	Krg
0,39	0,00	0,21
0,41	0,00	0,10
0,44	0,00	0,06
0,49	0,00	0,02
0,55	0,00	0,01
0,60	0,00	0,01
0,63	0,00	0,00
0,68	0,01	0,00
0,72	0,02	0,00
0,76	0,02	0,00
0,81	0,06	0,00
0,84	0,10	0,00
0,88	0,16	0,00
0,91	0,31	0,00
0,94	0,57	0,00
0,97	0,81	0,00
1,00	1,00	0,00

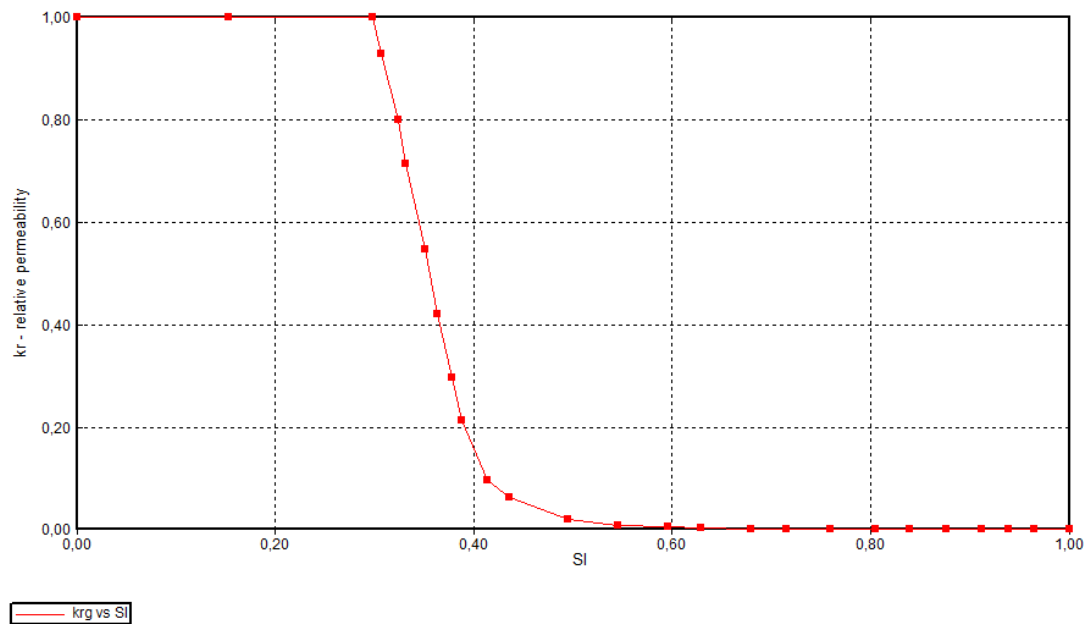
Fuente. Modificado de ALKOUH, Ahmad, WATTENBARGER, Robert. "New Advances in Shale Reservoir Analysis Using Flowback Data". En: SPE. Agosto. 2013.

FIGURA 34. SATURACIÓN DE AGUA VS PERMEABILIDAD RELATIVA AL AGUA (MATRIZ).



Fuente. Computer Modeling Group (CMG, 2015)

FIGURA 35. SATURACIÓN DE LÍQUIDO VS PERMEABILIDAD RELATIVA AL GAS (MATRIZ).



Fuente. Computer Modeling Group (CMG, 2015)

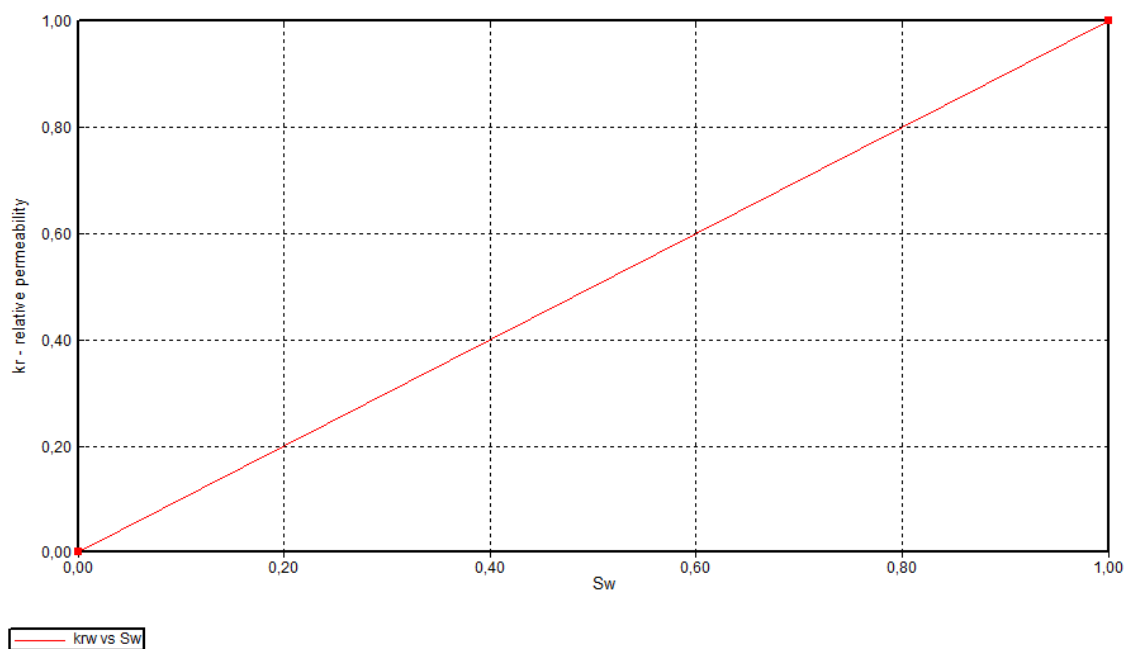
A continuación, las curvas de permeabilidades relativas para la fractura hidráulica.

TABLA 15. SATURACIÓN DE AGUA Y PERMEABILIDADES RELATIVAS DE LA FRACTURA.

Fractura hidráulica		
Sw	Krw	Krg
0,00	0,00	1,00
1,00	1,00	0,00

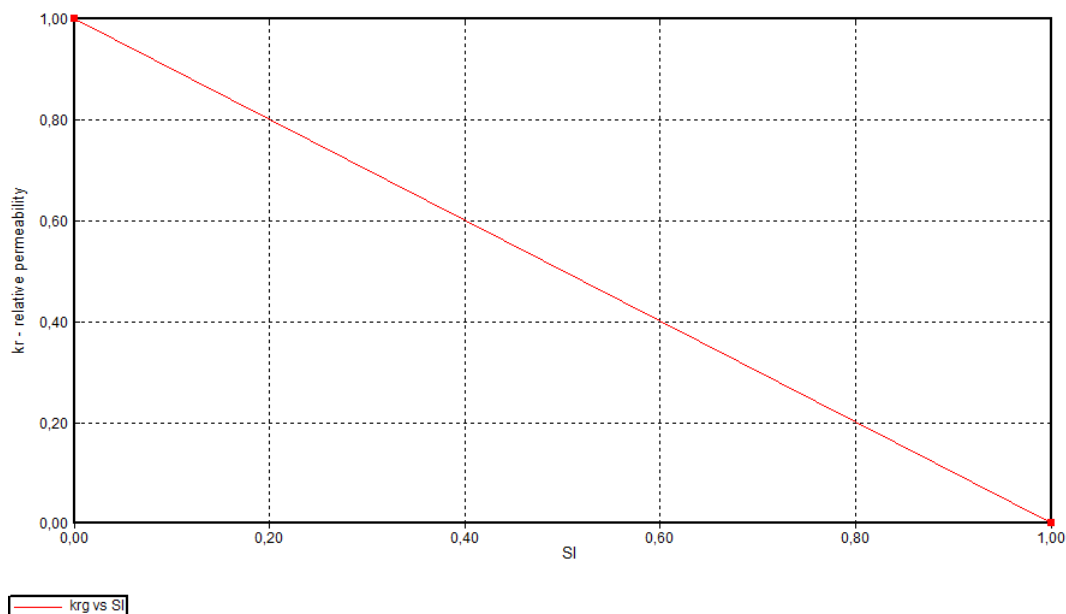
Fuente. ALKOUH, Ahmad, WATTENBARGER, Robert. "New Advances in Shale Reservoir Analysis Using Flowback Data". En: SPE. Agosto. 2013.

FIGURA 36. SATURACIÓN VS PERMEABILIDAD RELATIVA AL AGUA (FRACTURA HIDRÁULICA)



Fuente. Computer Modeling Group (CMG, 2015)

FIGURA 37. SATURACIÓN VS PERMEABILIDAD RELATIVA AL GAS (FRACTURA HIDRÁULICA)



Fuente. Computer Modeling Group (CMG, 2015)

8.2.4. Configuración de las perforaciones. Después de ingresar los datos correspondientes a la malla de simulación, yacimiento, fluidos y su interacción, se procede a realizar el arreglo de los pozos, así como las fechas a simular, las perforaciones, y el fracturamiento hidráulico.

Se perfora un único pozo totalmente horizontal en el centro de la malla de simulación con el objetivo de obtener una mayor área de drenaje horizontal. La **Tabla 16 y 17** muestra las principales características del pozo.

TABLA 16. CARACTERÍSTICAS DEL POZO.

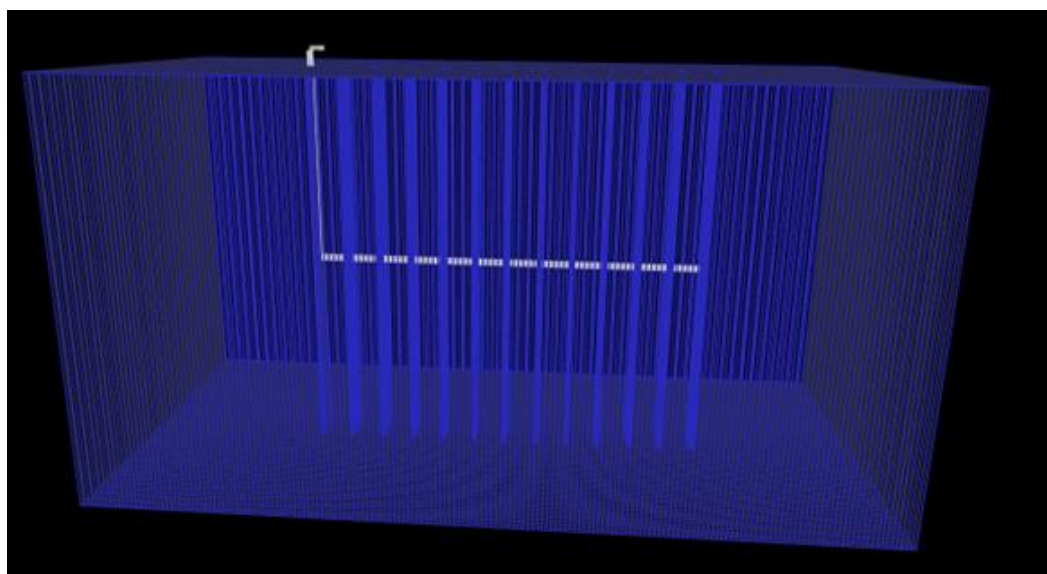
DrawDown	30	%
Presión de fondo	7415	psi
Tiempo de producción	30	años
Dirección pozo	Horizontal	Axis (i)
Radio	0,25	ft

TABLA 17. CARACTERÍSTICAS DEL POZO (CONTINUACION).

Ubicación (i)	41-141	Celdas
Ubicación (j)	41	Celdas
Ubicación (k)	1	Celdas

La **Figura 38** muestra la dirección de las fracturas hidráulicas generadas en el modelo de simulación.

FIGURA 38. MODELO POZO HORIZONTAL CON LAS FRACTURAS.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG, 2015)

Posteriormente se ingresaron las especificaciones del fracturamiento hidráulico realizado en el eje j con un refinamiento de 9 9 1, mostrados en la **Tabla 18**.

TABLA 18. ESPECIFICACIONES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Dirección	(i)	
Refinamiento (i, j, k)	9 9 1	
Ancho fractura	1	ft
Longitud media	350	ft

8.3. DESCRIPCION MODELO CON PDP

Partiendo del modelo del caso base, se ingresan los valores de multiplicadores de porosidad y permeabilidad obtenidos a través de correlaciones, **Figura 39**, los cuales permiten la corrección del modelo para incluir los efectos de geomecánica, desorción y flujo no Darcy.

Figura 39. Multiplicadores de porosidad y permeabilidad ingresados al simulador.

	press	por_mult	hor_perm_mult	ver_perm_mult
	psi			
1	5000	0.942484972404471	0.971311563796717	0.971311563796717
2	5200	0.943731905111892	0.970304777487005	0.970304777487005
3	5400	0.945062426848948	0.969579538266613	0.969579538266613
4	5600	0.946470482840175	0.969105053019343	0.969105053019343
5	5800	0.947951013889917	0.968855270850526	0.968855270850526
6	6000	0.949499784553116	0.968808044303083	0.968808044303083
7	6200	0.951113245278684	0.968944459752685	0.968944459752685
8	6400	0.952788421028457	0.96924829880063	0.96924829880063
9	6600	0.954522820707378	0.969705602018157	0.969705602018157
10	6800	0.956314363081795	0.970304313324943	0.970304313324943
11	7000	0.958161315855415	0.97103398837894	0.97103398837894
12	7200	0.960062245315123	0.971885554140131	0.971885554140131
13	7400	0.962015974519875	0.972851109612452	0.972851109612452
14	7600	0.964021548433703	0.97392375992104	0.97392375992104
15	7800	0.966078204732813	0.975097477527919	0.975097477527919
16	8000	0.968185349271786	0.97636698565728	0.97636698565728
17	8200	0.970342535393028	0.977727659986204	0.977727659986204
18	8400	0.972549446420127	0.979175445426787	0.979175445426787
19	8600	0.974805880799696	0.980706785431665	0.980706785431665
20	8800	0.977111739454795	0.982318561735134	0.982318561735134
21	9000	0.979467014991957	0.984008042824118	0.984008042824118
22	9200	0.981871782467246	0.985772839739944	0.985772839739944
23	9400	0.984326191468067	0.987610868057943	0.987610868057943
24	9600	0.986830459309059	0.98952031509154	0.98952031509154
25	9800	0.989384865174328	0.991499611529449	0.991499611529449
26	10000	0.991989745066038	0.993547406846594	0.993547406846594
27	10100	0.993311232222665	0.994596624053641	0.994596624053641
28	10592	1	1	1

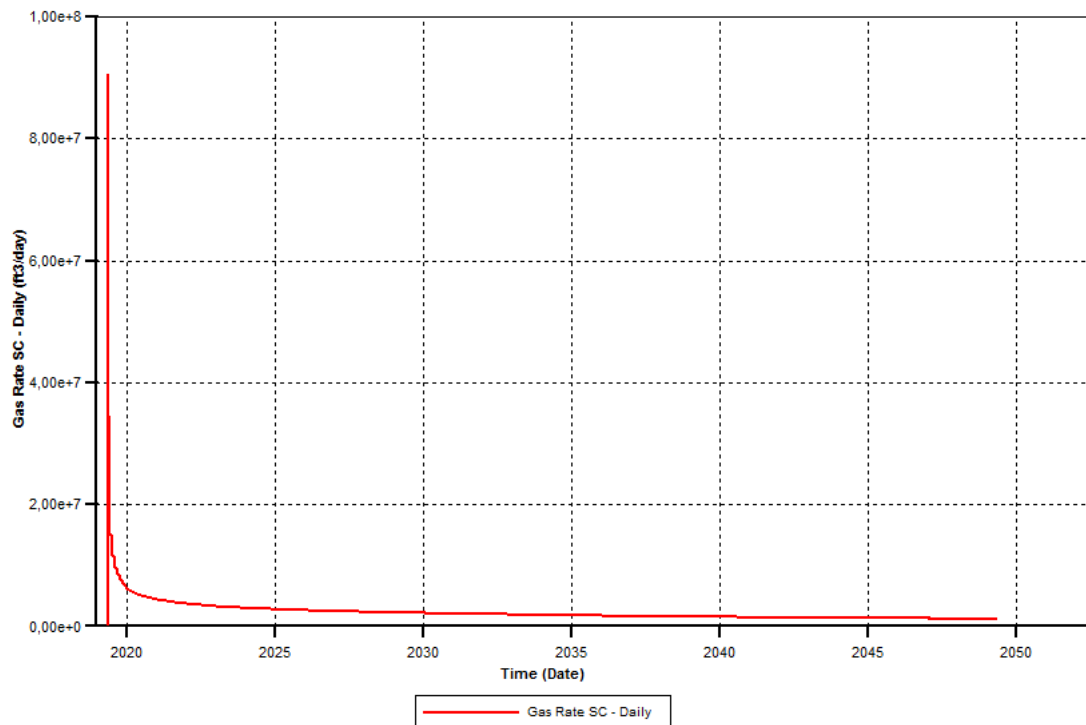
Fuente. Computer Modeling Group, CMG (Modificado por autores)

Para presiones mayores a la BHP, los multiplicadores muestran una reducción a medida que disminuye la presión del yacimiento, por lo que se puede inferir que la geomecánica va a tener un efecto más significativo que la adsorción y el flujo no Darcy en toda la etapa de producción del yacimiento.

9. RESULTADOS

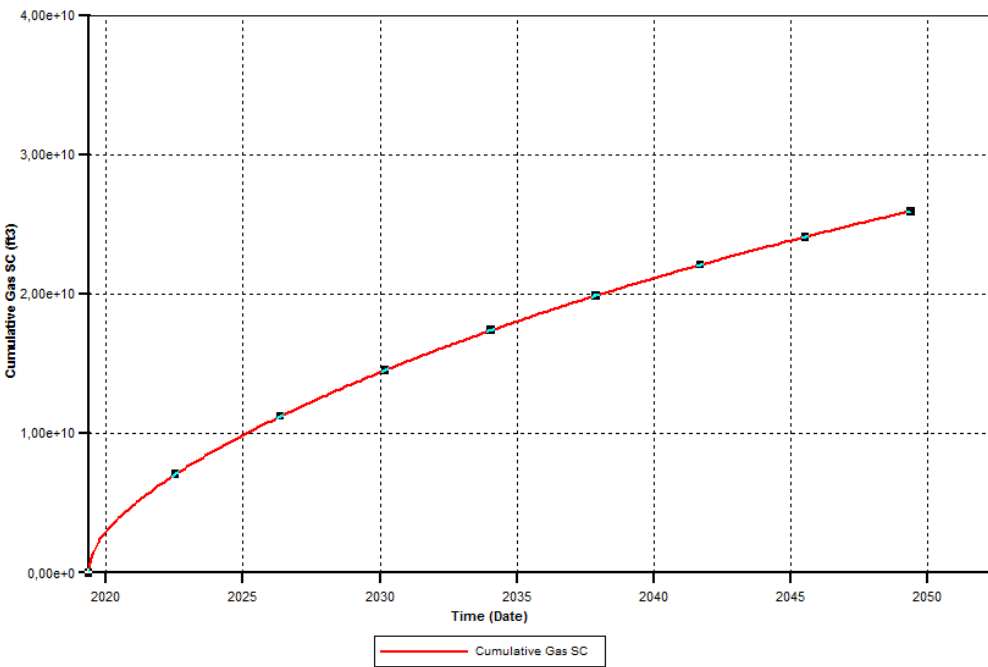
Las **Figuras 40 y 41** muestran los resultados correspondientes a producción de gas diaria y acumulada para el caso base respectivamente, y las **Figuras 42 y 43** a los resultados del caso con PDP.

FIGURA 40. TASA DE PRODUCCIÓN DE GAS PARA EL CASO BASE.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG, 2015)

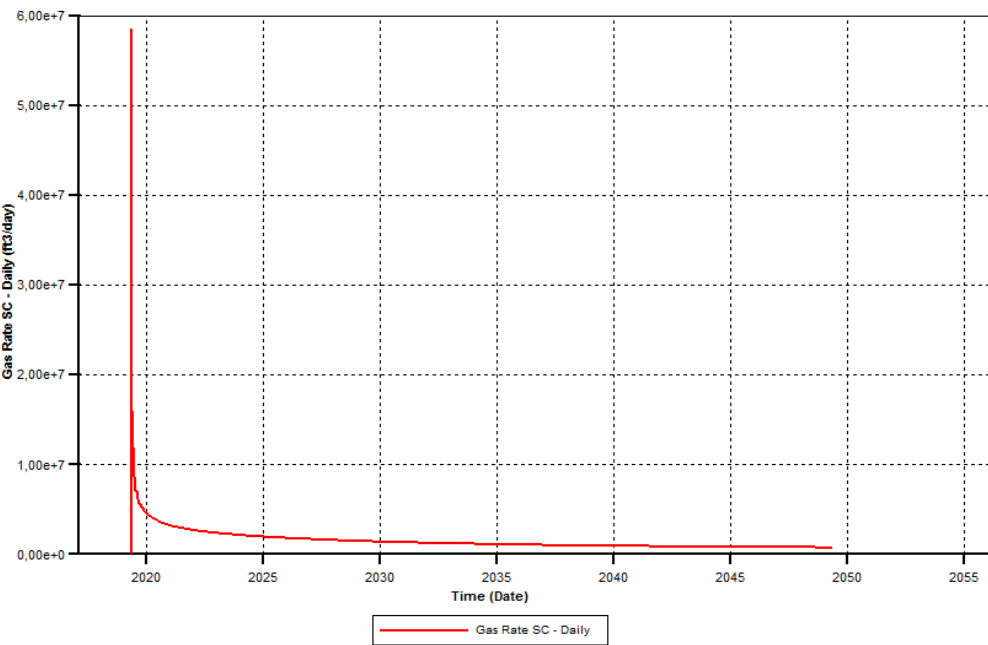
FIGURA 41. PRODUCCIÓN ACUMULATIVA DE GAS PARA EL CASO BASE.



Fuente.

Computer Modeling Group (CMG, 2015)

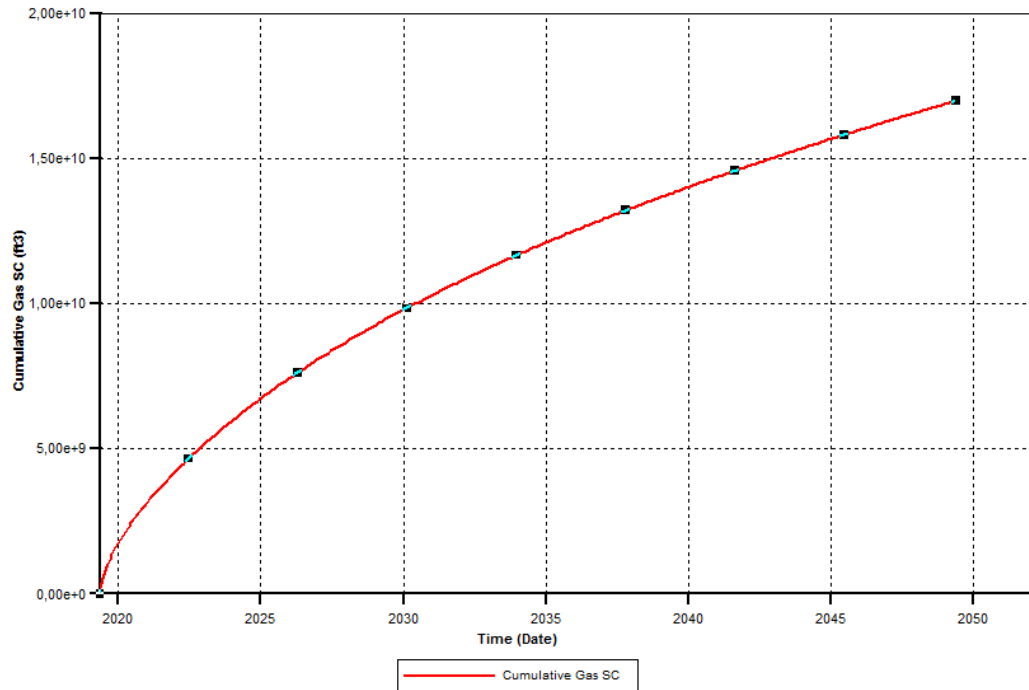
FIGURA 42. TASA DE PRODUCCIÓN DE GAS PARA EL CASO CON PDP.



Fuente.

Computer Modeling Group (CMG, 2015)

FIGURA 43. PRODUCCIÓN ACUMULATIVA DE GAS PARA EL CASO CON PDP.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG, 2015)

Para ambos casos la producción acumulada a 30 años se muestra a continuación:

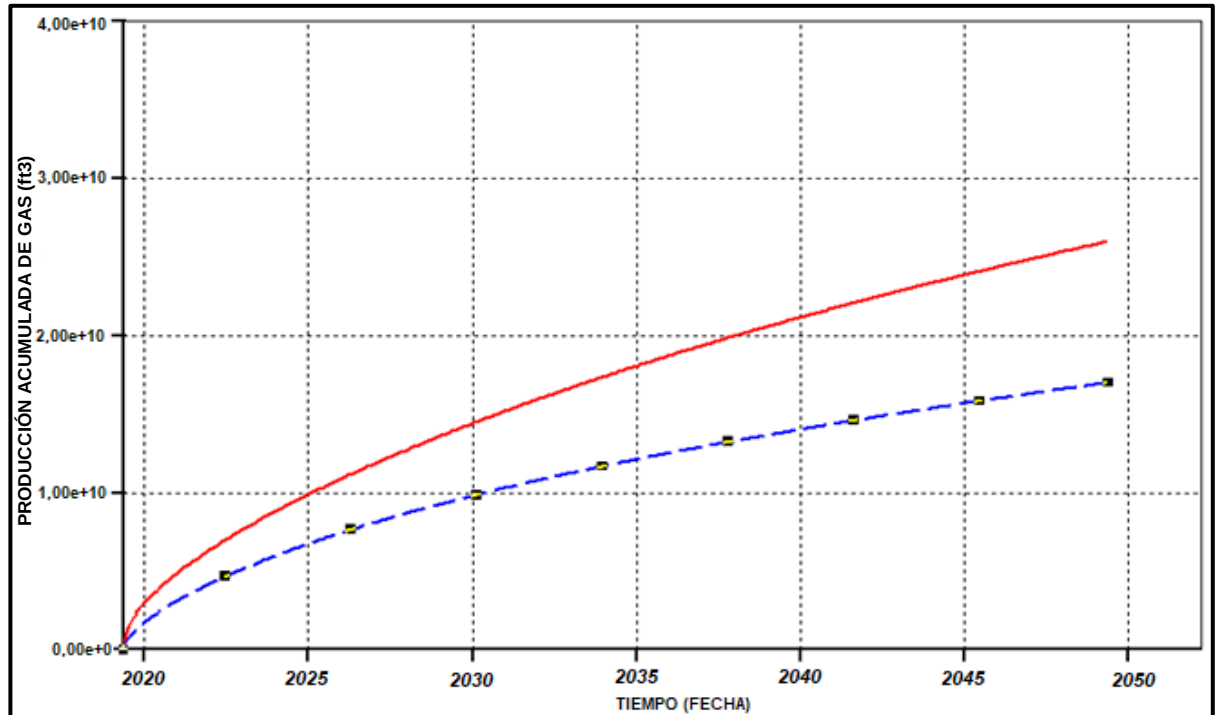
Q acum (Caso base) = 26 BSCF

Q acum (Caso PDP) = 17 BSCF

La producción diaria de gas para el caso base y caso con PDP muestran una tendencia muy similar, sin embargo, en el caso base la producción en cualquier instante de tiempo es mayor a la del caso con PDP, debido principalmente a que en el primero se ignora el efecto de la geo mecánica que ocasiona una reducción de la permeabilidad y la porosidad, afectando el flujo de gas en el medio poroso.

La **Figura 44** muestra una comparación del comportamiento de la producción de gas acumulada obtenido sin PDP y con PDP.

FIGURA 44. COMPARACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS CON PDP Y SIN PDP.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG)

Se observa una reducción de la producción acumulada del 34,6% cuando se tiene en cuenta el efecto del PDP, lo que indica que la geomecánica tuvo un efecto mucho más significativo que la desorción, y esto se puede comprobar con los multiplicadores obtenidos, que ocasionan una disminución de la permeabilidad y porosidad. Esto se debe a que el efecto de desorción solo cobra importancia para valores de presiones muy bajos, muy difíciles de alcanzar por la presión de yacimiento, la cual se encuentra limitada por la BHP. Por lo tanto, el fenómeno de la desorción no es apreciable para nuestro modelo.

10. ANALISIS DE SENSIBILIDAD

En el análisis de sensibilidad se tuvieron en cuenta las propiedades más críticas que afectan el flujo y almacenamiento de fluidos, como lo son la permeabilidad y la porosidad. Sumado a esto la presión de fondo de pozo es un factor clave a sensibilizar, ya que nos determinará la presión mínima a la cual podrá llegar el yacimiento y de esta manera poder proporcionar un mayor rango de presiones donde sea posible apreciar de mejor forma el comportamiento de los fenómenos estudiados.

La sensibilización se realizará partiendo del modelo con el efecto PDP, para luego variar los valores de cada propiedad, los cuales son ingresados a la macro de Excel para así generar los nuevos multiplicadores de porosidad y permeabilidad correspondientes con el fin de determinar el impacto de cada uno de éstos en la producción acumulada.

10.1. ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LA PERMEABILIDAD

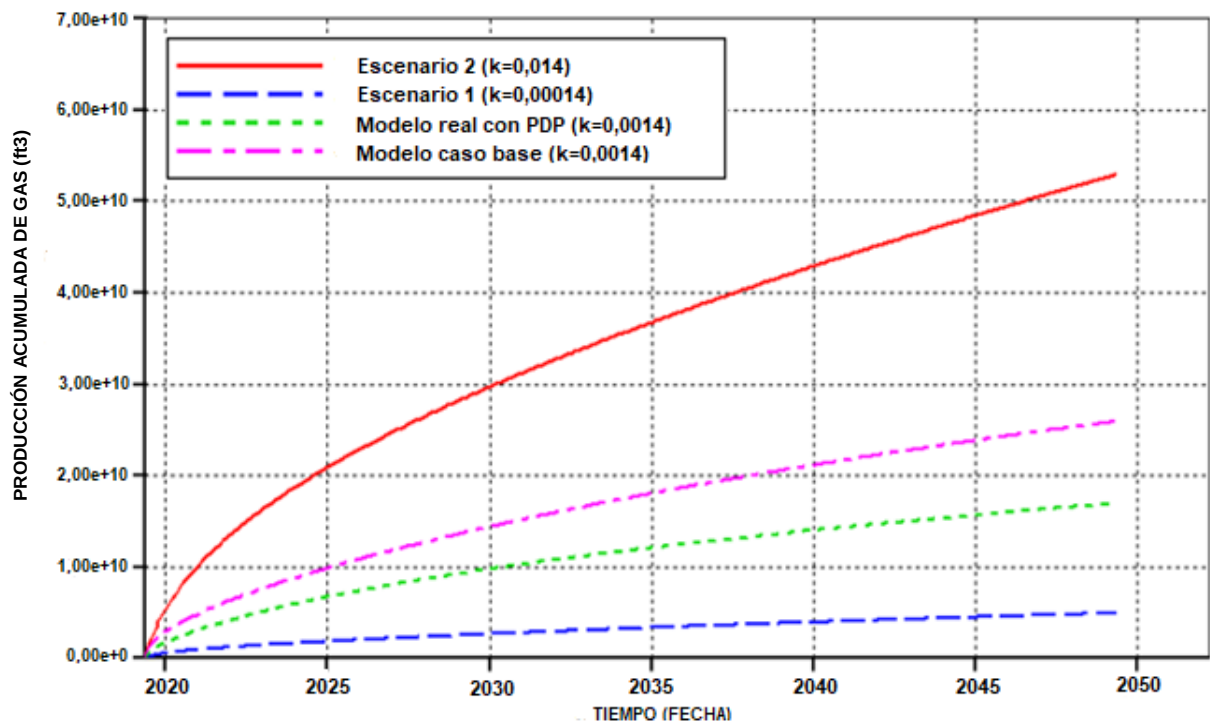
La sensibilidad de la permeabilidad se realizó variando dicha propiedad en todas las direcciones (i, j, k) al mismo tiempo. Las demás propiedades se mantienen constantes para analizar aisladamente cada parámetro.

Una vez realizada la simulación se obtuvieron los siguientes resultados, **Tabla 19**.

TABLA 19. RESULTADOS DE LA SENSIBILIDAD DE LA PERMEABILIDAD.

	Permeabilidad(mD) (i, j, k)	Producción acumulada a 30 años (BSCF)
Escenario real	K = 0,0014	17
Escenario 1	K = 0,00014	4,97
Escenario 2	K = 0,014	52,9

Figura 45. Sensibilidad de la permeabilidad.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG)

La **Figura 45** muestra gráficamente la producción acumulada a 30 años, comparando el escenario del modelo base con PDP (línea punteada verde) y el modelo sin PDP (línea punteada rosada) con los 2 escenarios propuestos: el primer escenario con una permeabilidad de 0,00014 mD (línea punteada azul), y el segundo escenario con una permeabilidad de 0,014 mD (línea roja). Como era de esperarse, un mayor valor de permeabilidad, genera un aumento de la producción acumulada.

Al comparar el caso base sin PDP, con el escenario 2 (permeabilidad mayor) se observa que este último logra una mayor producción acumulada a los 30 años a pesar de tener en cuenta el efecto de PDP, el cual se supondría que reduciría su permeabilidad en función de la presión y por consiguiente la producción. Lo cual indica que el efecto de la geomecánica en el escenario 2 no logra impactar lo suficiente la permeabilidad como para reducir su producción acumulada. Es decir

que el aumento de la permeabilidad en el escenario 2 tuvo más influencia sobre la producción acumulada que el mismo efecto de la geomecánica. A diferencia del caso del modelo real en el cual se tiene en cuenta PDP, y su permeabilidad es la misma que para el caso base sin PDP, en donde se aprecia que la geomecánica si provocó una reducción de la producción acumulada a largo plazo.

10.2. ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LA POROSIDAD

Para sensibilizar la porosidad, se plantearon 2 escenarios, en el cual se aumenta y se reduce la porosidad teniendo en cuenta los valores máximos y mínimos de la formación Tablazo según la literatura encontrada, mientras las demás propiedades se mantienen constantes.

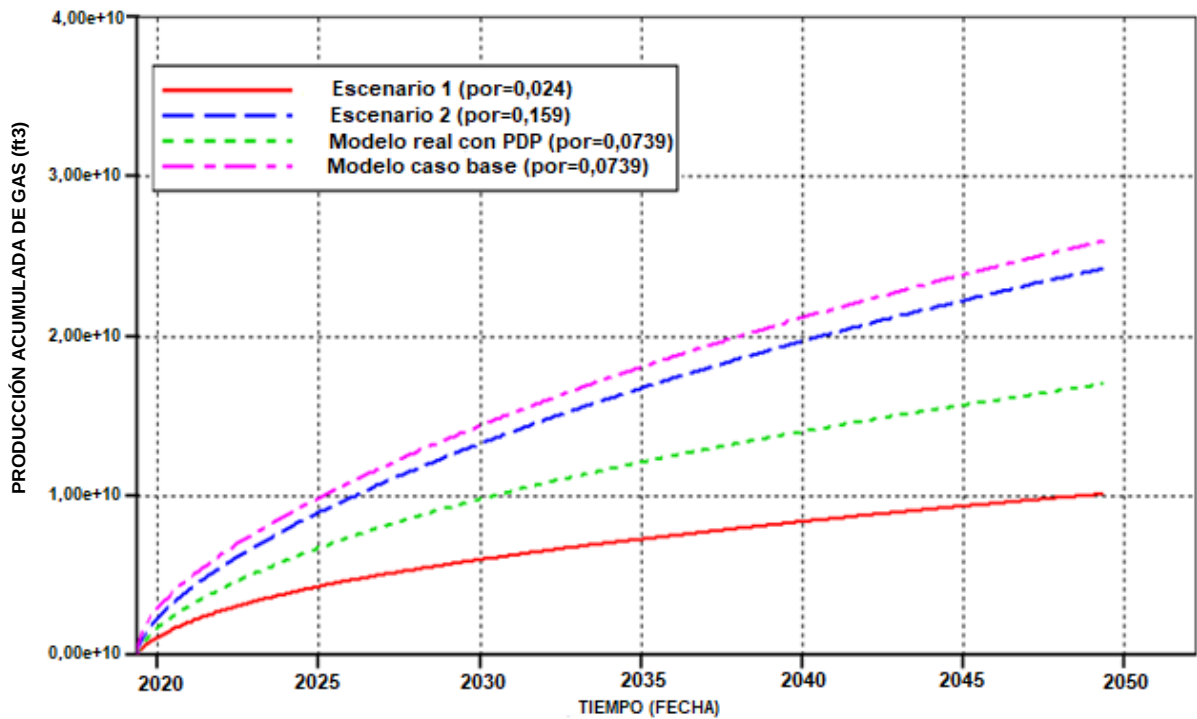
Una vez realizada la simulación se obtuvieron los siguientes resultados, **Tabla 20**.

TABLA 20. RESULTADOS DE LA SENSIBILIDAD DE LA POROSIDAD.

	Porosidad	Producción acumulada a 30 años (BSCF)
Escenario real	$\varnothing = 0,0739$	17
Escenario 1	$\varnothing = 0,024$	10,1
Escenario 2	$\varnothing = 0,159$	24,2

En la **Figura 46** se observa que al igual que sucede con la permeabilidad, un mayor valor de porosidad genera un aumento de la producción acumulada a 30 años. Sin embargo, a diferencia de la sensibilización de la permeabilidad, la producción acumulada del caso base (sin PDP) es mayor que para el escenario 2 en el cual se aumenta la porosidad, por lo que se puede inferir que el efecto de la geomecánica en el escenario 2 es más influyente sobre la producción acumulada que el aumento de porosidad.

FIGURA 46. SENSIBILIDAD DE LA POROSIDAD.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG)

El análisis gráfico de estas dos sensibilizaciones realizadas nos proporciona una pauta del comportamiento de la producción en función de estas variables, sin embargo, no es totalmente concluyente, por lo cual se hace necesario agregar sensibilización de dos parámetros al tiempo.

10.3. ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

Esta sensibilización se realizó variando los dos parámetros al tiempo mediante dos escenarios propuestos para ser comparados con el caso base sin PDP y el caso del modelo real con PDP, **Tabla 21**.

Escenario 1: Tomando el valor mínimo de permeabilidad y el valor máximo de porosidad.

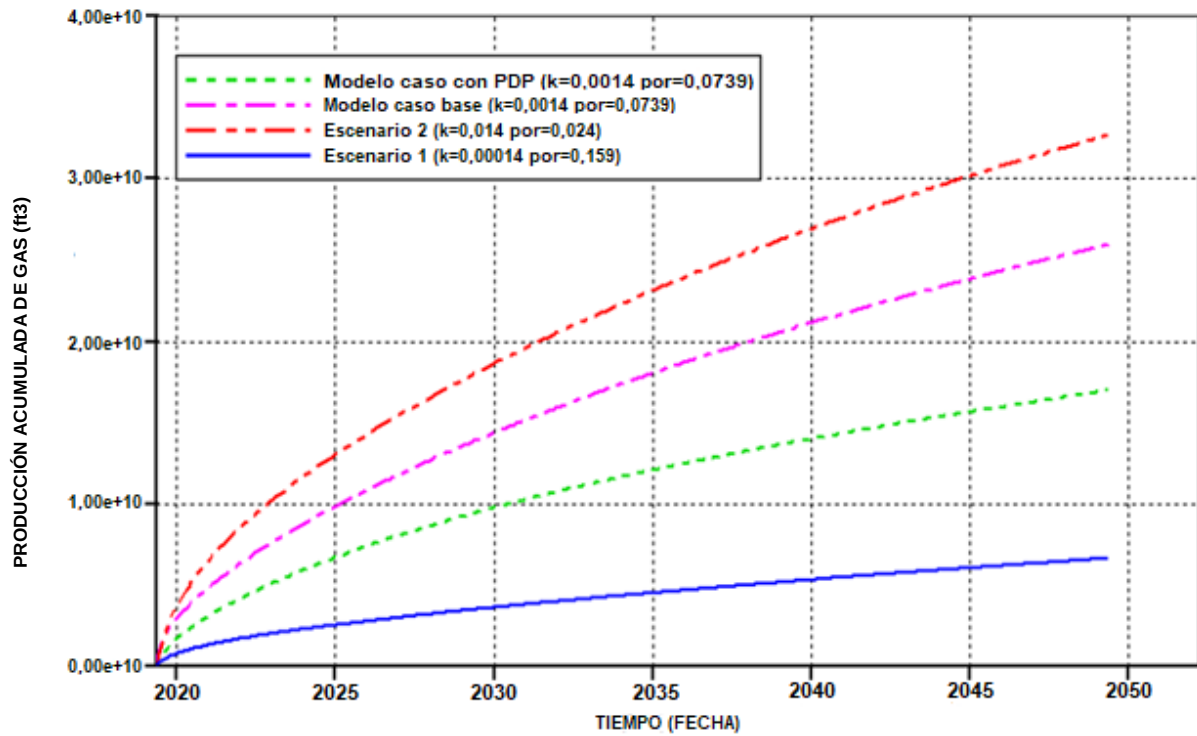
Escenario 2: Tomando el valor máximo de permeabilidad y el valor mínimo de porosidad.

TABLA 21.RESULTADOS DE LA SENSIBILIDAD DE LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD.

	Porosidad	Permeabilidad (mD)	Producción acumulada a 30 años (BSCF)
Escenario real	0,0739	0,0014	17
Escenario 1	0,159	0,00014	32,6
Escenario 2	0,024	0,014	6,68

Al comparar los diferentes escenarios en la **Figura 47**, en donde se varían ambas propiedades al tiempo, se observa que independientemente del valor de la porosidad, la producción acumulada se ve altamente influenciada por la permeabilidad, ya que para una alta permeabilidad y baja porosidad se observa la mayor producción; mientras que, para una baja permeabilidad y una alta porosidad, la producción se ve reducida en gran medida. Esto demuestra que la permeabilidad es el factor más crítico, provocando ya sea el aumento o una reducción de la producción.

FIGURA 47. SENSIBILIDAD DE LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG)

10.4. ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE PRESIÓN DE FONDO

Esta sensibilización se realizó disminuyendo la presión de fondo a 5000 psi para observar de manera más completa el comportamiento de la producción.

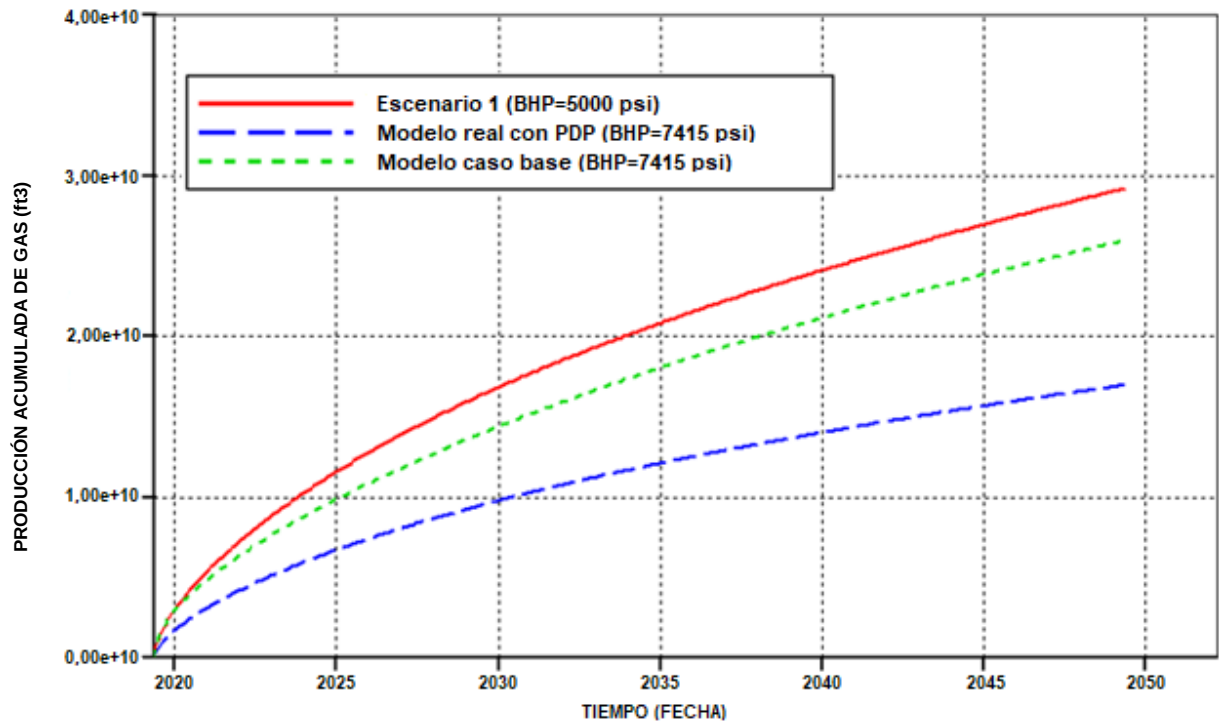
Una vez realizada la simulación se obtuvieron los siguientes resultados, **Tabla 22**.

TABLA 22. RESULTADO DE LA SENSIBILIDAD DE LA PRESIÓN DE FONDO.

	Presión de fondo (psi)	Producción acumulada a 30 años (BSCF)
Escenario real	7415	17
Escenario 1	5000	29,2

La **Figura 48** muestra gráficamente la producción acumulada a 30 años, comparando el escenario del modelo base con PDP (línea punteada azul) y el modelo sin PDP (línea punteada verde) con el escenario en donde la presión de fondo se bajó a 5000 psi (línea roja). Como se esperaba, a una menor presión de fondo se genera una mayor producción acumulada, a pesar de que el efecto de la desorción y el flujo no Darcy no se alcancen a apreciar para esta presión. Para observar el efecto de la desorción sería necesario un drawdown de 81% aproximadamente, algo técnicamente imposible de alcanzar ya que provocaría una caída de producción excesiva a etapas tempranas.

FIGURA 48. SENSIBILIDAD DE LA PRESIÓN DE FONDO.



Fuente. Computer Modeling Group (CMG)

11. CONCLUSIONES

- Se generó un modelo base representativo de una formación de shale gas sin considerar el efecto de PDP, y a su vez un segundo modelo que representara la misma formación, pero incluyendo este efecto.
- Se concluye que, al incluir los efectos de PDP, la producción acumulada al final de 30 años se redujo un 34,6% con respecto al caso base por consecuencia de la geomecánica la cual, ocasiona una reducción del canal de flujo.
- Al realizar un análisis de sensibilidades de los factores más críticos en la perdida de producción debido a la presión, se comprobó que la permeabilidad es la variable más importante en la predicción de la curva de producción.
- El simulador proporciona una excelente herramienta para el cálculo de la producción, sin embargo, si no se realizan las correcciones respectivas para un yacimiento de shale gas, puede generar una mayor incertidumbre.

12. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un modelo de simulación teniendo en cuenta la adsorción multicapa (Isotermas BET).
- Realizar la sensibilización de la compresibilidad de la roca para observar su influencia sobre la producción.
- Se recomienda realizar un modelo representativo de un yacimiento no convencional a partir de otras correlaciones de corrección más actualizadas que permitan comprobar la validez de las mismas.

BIBLIOGRAFIA

ADDIS, T.; AHMED, U.; AKKUTLU, I.; BOUZIAT, A.; BRATOVICH, M. & BURTON, W. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development Baker Hughes, CRC Press, 2016.

ALEXANDER, Tom, et al. Shale Gas Revolution. En: Oilfield Review, 2011. Vol. 23, no. 3.

AMBROSE, R.J., et al. New pore-scale considerations for shale gas in place calculations. En: SPE Unconventional Gas Conference. 2010

ARÉVALO VILLAGRÁN, J.A., et al. Caracterización Dinámica de Yacimientos No Convencionales de Gas. Casos de Campo. Junio 2014.

BRUNAUER, S., EMMETT, P.H., TELLER, E. Adsorption of gases in multimolecular layers. En: J. Am. Chem. Soc. 1938.

EVANS, R.D., CIVAN, F. Characterization of non-Darcy multiphase flow in petroleum bearing formations. En: School of Petroleum and Geological Engineering, University of Oklahoma. 1994.

EZEKWE, Nnaemeka. Petroleum Reservoir Engineering Practice. Chapter 3. Prentice Hall (2010)

FORCHHEIMER, P.H. Wasserbewegung durch boden [Movement of water through soil]. 1901.

FREEMAN, CM, et al (2012). Measurement, modeling, and diagnostics of flowing gas composition changes in shale gas wells. En: SPE, Mexico City, Mexico, 16–18 April 2012.

GALLEGOS, E. ¿Qué son los yacimientos No convencionales? Independencia energética. YP. 2014. Disponible en web: www.ypf.com/energiaypf/Novedades/Paginas/Que-son-los-yacimientos-no-convencionales.aspx.

GAO, C, et al (1994). Modeling multilayer gas reservoirs Including sorption effects. En: SPE. Charleston, West Virginia, 8–10 Nov 1994.

GARAVITO MUÑOZ, Jessica Yurley y CÁRDENAS DURÁN, Oscar Sebastián. Análisis de sensibilidad de parámetros geomecánicos en un yacimiento de shale oil hidráulicamente fracturado usando un simulador numérico. Tesis de Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. 2014.

GLORIOSO, Juan C., et al. Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. En: SPE, Austria. Marzo, 2012.

LANGMUIR, I. The adsorption of gases on plane surfaces of glass, mica and platinum. En: J. Am.Chem. Soc. 1918.

LEE, Kun Sang, KIM, Tae Hong. Integrative Understanding of Shale Gas Reservoirs. En Springer briefs in applied sciences and technology.

LU, XC., et al. Adsorption measurements in Devonian shales. En: FUEL. 1995.

MISKIMINS, J.L., et al. Non-Darcy Flow in Hydraulic Fractures: Does It Really Matter? En SPE Technical Conference. 9–12 October. 2005

MOGHADDAM, Rasoul, AGHABOZORGI, Shokoufeh, FOROOZESH, Jalal, Numerical Simulation of Gas Production from Tight, Ultratight and Shale Gas Reservoirs: Flow Regimenenes and Geomechanical Effects. En Society of Petroleum Engineers. Vol 2 (2015)

NAVARRO. Closure of natural fractures caused by increased effective stress, a case study: Reservoir Robore III, Bulo Bulo Field, Bolivia. En: SPE. 2012.

OSORIO, Gildardo. Simulación de yacimientos. Medellin. 2002.

SANG, Kun, HONG, Tae. Integrative Understanding of Shale Gas Reservoirs. SPRINGER. 2016.

TAO, et al. Investigation of Stress-Dependent Fracture Permeability in Naturally Fractured Reservoirs Using a Fully Coupled Poroelastic Displacement Discontinuity Model. En: SPE. Texas A&M University. Octubre, 2009.

VAIROGS, Juris, et al. Effect of rocks stress on gas production from low permeability reservoirs. En: SPE-AIME. Septiembre, 1971.

WANG, J., et al. Apparent permeability for gas transport in nanopores of organic shale reservoirs including multiple effects. En: International Journal of Coal Geology, 152, 50–62. 2015.

WANG, Jing, et al. How to correct the petrophysical properties for simulating shale gas production using current commercial simulators. En: SPE. Septiembre. 2016.

WILEY, John. Fundamentals of gas shale reservoirs. Hoboken, New Jersey: REZA REZAEE (2015)

YU, W, et al. Modeling gas adsorption in Marcellus Shale with Langmuir and BET isotherms. En: SPE. 2015.

YU, W., SEPEHRNOORI, K. Sensitivity study and history matching and economic optimization for Marcellus shale. En: SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado. 2014.

ZHANG, Liehui, et al. Well Production Performance Analysis for Shale Gas Reservoirs. Elsevier. 2019. Chapter 1.

ZHANG, T., et al. Effect of organic-matter type and termal maturity on methane adsorption in shale gas systems. En: Organic Geochemistry. 2012.