

IMPACTO DE LAS PROPIEDADES DE FRACTURA INDUCIDA SOBRE LAS
RESERVAS DE TIGHT GAS MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA

JAVIER BAUTISTA RAMÍREZ
MIGUEL ANGEL CEPEDA PULIDO

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

2019

IMPACTO DE LAS PROPIEDADES DE FRACTURA INDUCIDA SOBRE LAS
RESERVAS DE TIGHT GAS MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA

JAVIER BAUTISTA RAMÍREZ
MIGUEL ANGEL CEPEDA PULIDO

Trabajo de grado para optar por el título de ingeniero de petróleos.

Director:
Andrés Felipe Ortiz Meneses
M.Sc. Ingeniería de Hidrocarburos

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

2019

DEDICATORIA

A mis padres, por su constante apoyo durante toda mi carrera universitaria, sus consejos y sus enseñanzas.

A mis hermanos, por su compañía y por el ánimo que siempre han sabido brindarme.

A Dios, porque siempre está en los momentos difíciles para no dejarme desfallecer ante los problemas.

Javier Bautista Ramírez

DEDICATORIA

A mi tía Dora, su esposo y a sus hijos, quienes siempre creyeron en mí, me motivaron y me animaron ante las dificultades a lo largo de estos cinco años. Por sus lecciones, sus oportunos consejos y su apoyo incondicional en todo momento, y en especial por el buen ejemplo que siempre me han dado. Representaron una parte muy importante en esta etapa de mi vida y siempre lo recordaré.

A Dios, por su compañía a lo largo de estos años y por brindarme la fortaleza necesaria para lograr este objetivo y superar los obstáculos que se presentaron en el camino.

A mi madre por apoyarme, educarme y darme el mejor ejemplo que he podido recibir.

Miguel Ángel Cepeda Pulido

AGRADECIMIENTOS

A nuestro director, **M. Sc. Andrés Felipe Ortiz Meneses**, por su colaboración, excelente disposición y sus aportes a nuestra formación académica, además de la confianza depositada en nosotros durante la realización de este proyecto y por todo el tiempo dedicado para hacer posible su planteamiento, desarrollo y culminación.

A nuestra Alma Máter, la **Universidad Industrial de Santander**, por ser la encargada de nuestra formación tanto personal como profesional a lo largo de nuestra estadía como estudiantes de pregrado. También por brindarnos espacios de gran calidad para el desarrollo de las actividades académicas y de investigación.

A nuestro segundo hogar, la **Escuela de Ingeniería de Petróleos**, a todos los docentes, tutores y auxiliares que contribuyeron directa o indirectamente en nuestra formación como profesionales.

Al **Gobierno de Canadá** y al **Departamento de Geociencias de la Universidad de Calgary** por las facilidades ofrecidas para encontrar la información que requerimos para el desarrollo de nuestra investigación.

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

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN.....	19
1. OBJETIVOS	21
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	21
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	21
2. MARCO DE REFERENCIA	22
2.1. DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL TIGHT GAS	22
2.2. RETOS DE LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE TIGHT GAS.....	27
2.3. GEOMECÁNICA DE YACIMIENTOS	30
2.3.1. Módulos elásticos	30
2.3.2. Módulo de Young	31
2.3.3. Relación de Poisson.....	31
2.3.4. Compresibilidad de la roca	33
2.4. CONCEPTOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	35
2.4.1. Fracturamiento hidráulico	35
2.4.2. Fractura hidráulica.....	35
2.4.3. Fracturamiento hidráulico apuntalado.....	36
2.4.4. Presión de fractura	37
2.4.5. Presión de cierre	37
2.4.6. Presión instantánea al detener el bombeo.....	38
2.4.7. Presión neta	38
2.4.8. Presión de fricción total y presión de cercanía al pozo	38
2.4.9. Propagación de la fractura.....	38
2.4.10. Orientación de la fractura	39

2.4.11.	Conductividad de la fractura	39
2.4.12.	Geometría de la fractura.....	40
2.4.13.	Factor de conductividad adimensional.....	41
2.4.14.	Gradiente de fractura.....	41
2.4.15.	Perfil de esfuerzos	42
2.5.	SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	42
2.5.1.	Modelos de simulación	42
3.	DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN	44
3.1.	GENERALIDADES DE LA FORMACIÓN MONTNEY	44
3.1.1.	Geomecánica de la formación Montney.....	47
3.2.	MODELO DE LOS FLUIDOS.....	51
3.3.	DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE YACIMIENTO.....	52
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	65
4.1.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES	65
4.1.1.	Análisis de sensibilidad del tamaño de fractura	66
4.1.2.	Análisis de sensibilidad del número de fractura	68
4.1.3.	Análisis de sensibilidad de la conductividad de fractura.....	70
4.1.4.	Análisis de sensibilidad de la orientación de fractura.....	71
4.1.5.	Análisis de sensibilidad del tamaño y número de fractura.....	74
4.1.6.	Análisis de sensibilidad de la conductividad y número de fractura.....	77
4.1.7.	Análisis de sensibilidad de la conductividad y el tamaño de fractura	78
4.1.8.	Análisis de sensibilidad del espaciamiento entre fracturas	79
4.2.	ANÁLISIS ESTADÍSTICO.....	82
4.2.1.	Tamaño de fractura	83
4.2.2.	Número de fractura.....	86
4.2.3.	Conductividad de fractura.....	89
4.2.4.	Tamaño y número de fractura.....	92
4.2.5.	Número y conductividad de fractura	94

4.2.6.	Conductividad y tamaño de fractura	95
4.2.7.	Espaciamiento entre dos fracturas.....	97
4.2.8.	Espaciamiento entre tres fracturas	100
4.2.9.	Validación.....	103
4.3.	Análisis financiero.....	104
5.	CONCLUSIONES.....	108
6.	RECOMENDACIONES.....	109
	BIBLIOGRAFÍA.....	111

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Esquema de un yacimiento de petróleo	24
Figura 2. Triángulo de recurso para el gas natural	25
Figura 3. Mapa mundial del potencial de yacimientos de gas no convencional	27
Figura 4. Representación de la invasión de fluido en arenas apretadas.....	28
Figura 5. Representación de una fractura hidráulica en pozo horizontal	37
Figura 6. Conductividad de fractura	39
Figura 7. Ubicación de la formación Montney en el subsuelo de las provincias de Alberta y Columbia Británica.....	46
Figura 8. Revisión de la estrategia de completamiento con base en la fragilidad de la formación	48
Figura 9. Sección transversal de la sísmica de la zona	49
Figura 10. Dirección del esfuerzo horizontal mínimo en la formación Montney	49
Figura 11. Mapa de esfuerzos de la provincia de Alberta, Canadá	50
Figura 12. Malla de simulación	53
Figura 13. Porosidad de la matriz	54
Figura 14. Permeabilidad de la matriz	55
Figura 15. Modelo de pozo horizontal.....	55
Figura 16. Curva de permeabilidad relativa de la matriz.....	58
Figura 17. Curva de permeabilidad relativa de la matriz.....	58
Figura 18. Curva de presión capilar de la matriz	59
Figura 19. Curva de permeabilidad relativa de la fractura	59
Figura 20. Curva de permeabilidad relativa de la fractura	60
Figura 21. Tasa de producción de gas para el caso base	61
Figura 22. Tasa de producción de aceite para el caso base.....	61
Figura 23. Tasa de producción de agua para el caso base	62
Figura 24. Producción acumulada de gas para el caso base	62
Figura 25. Producción acumulada de aceite para el caso base.....	63

Figura 26. Producción acumulada de agua para el caso base	63
Figura 27. Comportamiento de la presión del yacimiento para el caso base	64
Figura 28. Comportamiento de la presión del yacimiento para el caso base (malla de simulación)	65
Figura 29. Sensibilidad del tamaño de fractura.....	67
Figura 30. Fractura perpendicular al pozo	68
Figura 31. Sensibilidad del número de fractura.....	69
Figura 32. Sensibilidad de la conductividad de fractura.....	70
Figura 33. Sensibilidad de la orientación de fractura	72
Figura 34. Sensibilidad de la orientación de fractura (segunda parte).....	73
Figura 35. Fractura paralela al pozo	74
Figura 36. Sensibilidad de número y tamaño de fractura.....	76
Figura 37. Modelado de seis fracturas perpendiculares al pozo	76
Figura 38. Sensibilidad de la conductividad y número de fractura	77
Figura 39. Sensibilidad de la conductividad y el tamaño de fractura	79
Figura 40. Sensibilidad del espaciamiento entre dos fracturas	80
Figura 41. Tres fracturas simétricas perpendiculares al pozo.....	81
Figura 42. Sensibilidad del espaciamiento entre tres fracturas.....	82
Figura 43. Modelo de la producción acumulada de gas para la sensibilidad del tamaño de fractura.....	83
Figura 44. Modelo de la producción acumulada de aceite para la sensibilidad del tamaño de fractura	84
Figura 45. Modelo de la producción acumulada de agua para la sensibilidad del tamaño de fractura.....	85
Figura 46. Modelo de la producción acumulada de gas para la sensibilidad del número de fractura.....	86
Figura 47. Modelo de la producción acumulada de aceite para la sensibilidad del número de fractura.....	87
Figura 48. Modelo de la producción acumulada de agua para la sensibilidad del número de fractura.....	88
Figura 49. Modelo de la producción acumulada de gas para la sensibilidad de la conductividad de fractura	89

Figura 50. Modelo de la producción acumulada de aceite para la sensibilidad de la conductividad de fractura	90
Figura 51. Modelo de la producción acumulada de agua para la sensibilidad de la conductividad de fractura	91
Figura 52. Modelo de la producción acumulada de gas para la sensibilidad del espaciamiento entre dos fracturas	97
Figura 53. Modelo de la producción acumulada de aceite para la sensibilidad del espaciamiento entre dos fracturas	98
Figura 54. Modelo de la producción acumulada de agua para la sensibilidad del espaciamiento entre dos fracturas	99
Figura 55. Modelo de la producción acumulada de gas para la sensibilidad del espaciamiento entre tres fracturas.....	100
Figura 56. Modelo de la producción acumulada de aceite para la sensibilidad del espaciamiento entre tres fracturas	101
Figura 57. Modelo de la producción acumulada de agua para la sensibilidad del espaciamiento entre tres fracturas.....	102
Figura 58. Valor presente neto por número de fractura	106

LISTA DE TABLAS.

Pág.

Tabla 1. Valores del Módulo de Young y el coeficiente de Poisson para diferentes tipos de roca.....	32
Tabla 2. Constantes utilizadas en la correlación de Newman.....	34
Tabla 3. Parámetros elásticos bajo condiciones de esfuerzos triaxiales	51
Tabla 4. Composición de los fluidos del yacimiento.....	52
Tabla 5. Datos de entrada del yacimiento.....	56
Tabla 6. Datos de entrada de fractura	57
Tabla 7. Análisis de sensibilidad del tamaño de fractura	66
Tabla 8. Análisis de sensibilidad del número de fractura	68
Tabla 9. Análisis de sensibilidad de la conductividad de fractura	70
Tabla 10. Análisis de sensibilidad de la orientación de fractura.....	71
Tabla 11. Análisis de sensibilidad del número y tamaño de fractura	75
Tabla 12. Análisis de sensibilidad de la conductividad y número de fractura ...	77
Tabla 13. Análisis de sensibilidad de la conductividad y tamaño de fractura....	78
Tabla 14. Análisis de sensibilidad del espaciamiento entre dos fracturas	80
Tabla 15. Análisis de sensibilidad del espaciamiento entre tres fracturas	81
Tabla 16. Validación de resultados	103
Tabla 17. Costos de operación asumidos	105
Tabla 18. Producción anual por número de fractura	105
Tabla 19. VPN por número de fractura	106

RESUMEN

TÍTULO: IMPACTO DE LAS PROPIEDADES DE FRACTURA INDUCIDA SOBRE LAS RESERVAS DE TIGHT GAS MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA*

AUTORES: JAVIER BAUTISTA RAMÍREZ, MIGUEL ANGEL CEPEDA PULIDO

**

PALABRAS CLAVE: Simulación numérica, tight gas, reservas, fracturas inducidas.

DESCRIPCIÓN:

En este trabajo se presentó un estudio enfocado al cálculo de reservas en un yacimiento de tight gas; el planteamiento consistió en estudiar las propiedades de las fracturas inducidas mediante la técnica de fracturamiento hidráulico, debido a que los pozos de este tipo de yacimientos requieren de una estimulación para que su producción se considere económicamente viable.

Se utilizó la simulación de yacimientos para la estimación de reservas puesto que, específicamente para los yacimientos de tight gas es el más adecuado; los métodos más usados como la ecuación de balance de masa o las pruebas de pozo en este caso no son muy útiles ya que alcanzan porcentajes de error muy altos; así, la simulación de yacimientos se considera la principal alternativa. Para el estudio llevado a cabo se recurrió a la simulación numérica.

Para generar un modelo de simulación de un yacimiento de gas en arenas apretadas fracturado hidráulicamente mediante pozos horizontales en el cual se puedan observar los efectos de las propiedades de las fracturas inducidas sobre el cálculo de las reservas se utilizó el simulador GEM de la compañía CMG.

Por medio del presente trabajo se pretendió estudiar la incidencia de la técnica de fracturamiento hidráulico en la estimación de las reservas de un yacimiento de tight gas con base en sus propiedades mediante su modelamiento en un simulador y, posteriormente se realizó un análisis numérico de los resultados para evidenciar, principalmente los cambios en el volumen de reservas.

**Trabajo de Grado*

***Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Ingeniería de Petróleos, Director.*

Andrés Felipe Ortiz Meneses, Ingeniero de petróleo. M.Sc.

ABSTRACT

TITLE: IMPACT OF INDUCED FRACTURE PROPERTIES ON THE TIGHT GAS RESERVES OF A FIELD THROUGH NUMERICAL SIMULATION. *

AUTHORS: JAVIER BAUTISTA RAMÍREZ, MIGUEL ANGEL CEPEDA PULIDO.

**

KEYWORDS: numerical simulation, tight gas, reserves, induced fractures.

DESCRIPTION

In this work, a study on calculation of reserves in a tight gas field was presented; The approach was to study the properties of fractures induced by the technique of hydraulic fracturing, because the wells of this type of reservoirs require a stimulation so their production is considered economically viable.

For estimation of reserves, reservoirs simulation was used since, specifically for tight gas reservoirs, it is the most appropriate option; most used methods such as the mass balance equation or well testing in this case are not very useful as they reach very high error percentages; Thus, reservoirs simulation is considered the main alternative. For the study carried out, numerical simulation was used.

To generate a simulation model of a gas field in a hydraulically fracked tight sand through horizontal wells in which the effects of the induced fracture properties on the calculation of the reserves can be observed, the GEM simulator of the company CMG was used.

By means of the present, the goal was to study the hydraulic fracturing technique from the estimation of the reserves of a tight gas reservoir based on its properties by modeling it in a simulator and, as well as a numerical analysis of the results was made to review, mainly, changes in the volume of reserves.

**Bachelor thesis.*

*** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. Andrés Felipe Ortiz Meneses. M.Sc Ingeniería de Hidrocarburos.*

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de los yacimientos de gas en arenas apretadas tiene un papel fundamental en el presente y futuro de la industria de los hidrocarburos debido a factores como el agotamiento paulatino de los yacimientos convencionales maduros y el constante incremento de la demanda energética mundial. El desarrollo de nuevas tecnologías y la necesidad de impulsar la investigación en la ingeniería de yacimientos ha hecho posible encaminar estudios hacia áreas poco estudiadas o dejadas de lado, como es el caso de los yacimientos con permeabilidades y porosidades bastante bajas, permitiendo agregar nuevas reservas de hidrocarburos a nivel global, así como elevar los niveles de producción.

Los yacimientos de *tight gas* (o gas en arenas apretadas) son muy importantes para los países que buscan incrementar sus reservas gasíferas; por esta razón, uno de los principales enfoques en investigación es la estimación de reservas de hidrocarburos ya que, para poder desarrollar un proyecto de esta clase, debe existir una viabilidad económica en función, principalmente de los costos que implican las técnicas de estimulación y producción llevadas a cabo, puesto que no se caracterizan por su economía.

Los métodos de cálculo de reservas comúnmente usados para yacimientos convencionales como el volumétrico, la ecuación de balance de masa y el uso de las curvas de declinación no son adecuados para los yacimientos de *tight gas* debido a sus particularidades; por lo anterior se debe recurrir a la simulación de yacimientos bien sea semi-analítica o numérica.

La técnica de fracturamiento hidráulico, fundamental en el desarrollo de yacimientos de *tight gas*, no es nueva; sin embargo, su aplicación en esta clase de formaciones representa retos distintos a los usuales en yacimientos convencionales, mayores y desafiantes por lo que los trabajos de investigación orientados a esta área juegan un papel fundamental para el sostenimiento de la

industria de los hidrocarburos. Un aspecto muy importante en el estudio de esta técnica es el efecto de las propiedades de las fracturas inducidas en el cálculo de reservas, mientras mejor se conozca el comportamiento de las fracturas más certera será la predicción y el control del comportamiento de las formaciones estimuladas, haciendo posible llevar a cabo operaciones óptimas, seguras y evitar situaciones indeseables. Con este trabajo se pretende ir más allá de los modelos de yacimientos más comunes integrando el estudio de las propiedades de las fracturas hidráulicas.

1. OBJETIVOS

1. OBJETIVO GENERAL

Estudiar las propiedades de fractura inducida sobre las reservas de *tight gas* mediante simulación numérica.

1.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Establecer las variables que pueden afectar la estimación de reservas en yacimientos de *tight gas* mediante una revisión sobre las particularidades de este tipo de yacimientos, así como las generalidades del fracturamiento hidráulico y las fracturas inducidas para poder llevar a cabo el planteamiento de la simulación.
- Generar un modelo de simulación representativo de un yacimiento de *tight gas* a partir de sus propiedades y teniendo en cuenta las variables establecidas previamente.
- Estudiar el impacto de las propiedades de las fracturas inducidas en yacimientos de *tight gas* sobre la estimación de reservas mediante simulación numérica a partir del modelo generado.
- Llevar a cabo un análisis estadístico del impacto de las propiedades de las fracturas inducidas con base en los resultados obtenidos mediante simulación.

2. MARCO DE REFERENCIA

2.1. DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL TIGHT GAS

El término “*tight gas*” hace referencia a los depósitos de gas encontrados en formaciones con valores de porosidad de matriz menores al 10% y permeabilidades muy bajas (menores a 0.1 mD), es decir, los poros en la formación no se encuentran conectados de la misma forma como sucede en los yacimientos considerados convencionales (con valores de permeabilidad hasta de 5000 mD) por lo tanto, esta clase de yacimientos se caracteriza por la dificultad que tienen los fluidos para moverse a través de la roca que los contiene. Con el objetivo de producir el gas, estas formaciones deben ser estimuladas mediante técnicas de fracturamiento y/o acidificación¹.

Energy Information Administration (EIA), definió *tight gas* basándose en un yacimiento que no puede ser explotado por medio de perforación vertical, debido a la falta de flujo natural en ellos².

Las formaciones de *tight gas* consisten en su mayoría de areniscas y limolitas, aunque también se encuentran en calizas; la técnica de fracturamiento es usual en las formaciones de arenas, mientras que la acidificación es común en las calizas.

En términos generales no existe un yacimiento de *tight gas* típico, aunque se pueden distinguir por presentar las siguientes características³:

- Valores muy bajos de permeabilidad.
- Grandes extensiones.
- Yacimientos aislados.
- No presentan un rango típico de valores de presión.

¹ BLANCO, A. y VIVAS, J. Introducción al tight gas. En Petrotecnia. Junio. 2014. p. 15.

² ÁLVAREZ LOPEZ, BLANCA INGRID. Fracturamiento hidráulico multietapas. Tesis de Ingeniero petrolero. México. Universidad Nacional Autónoma de México. -. p. 10.

³ *Ibíd.* p. 10.

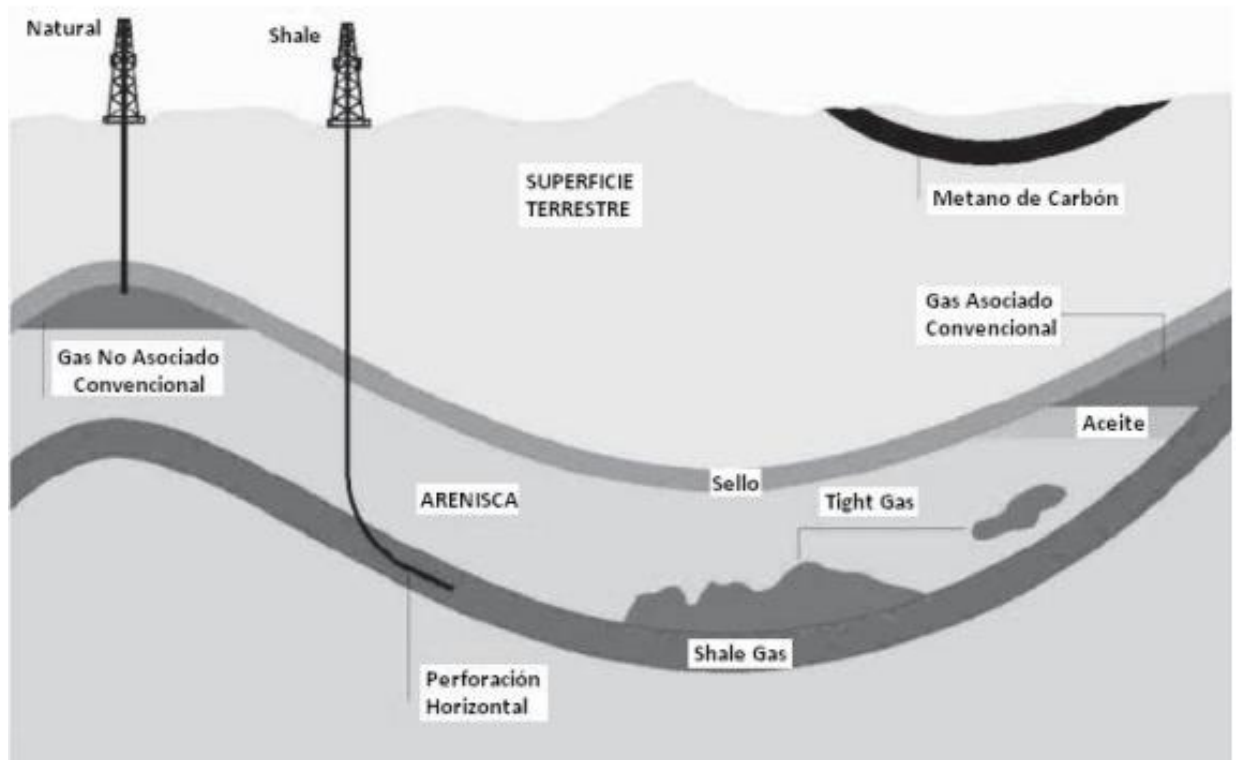
- No presentan un rango típico de valores de temperatura.
- Roca madre muy cercana a la roca almacén.
- No presentan un rango típico de valores de profundidad.
- Pueden ser tanto homogéneos, heterogéneos y naturalmente fracturados.
- Pueden contener una o múltiples capas⁴.

Por otro lado, el gas posee características similares al de yacimientos convencionales, aunque la forma de producirlo es diferente, su extracción suele no ser rentable mediante pozos verticales debido a su flujo débil; generalmente la producción de arenas de gas compactas se realiza por medio de pozos desviados y horizontales mediante fracturamiento hidráulico, de esta manera se busca incrementar el flujo de cada pozo a una tasa útil según propósitos de producción⁵. La Figura 1 muestra un esquema de un yacimiento de petróleo en el que se puede apreciar cómo se dispone el *tight gas* en relación con otros tipos de hidrocarburos.

⁴ Ibíd. p. 11.

⁵ Ibíd. p. 11.

Figura 1. Esquema de un yacimiento de petróleo



Fuente: Energy Information and U.S. Geological Survey (modificado por los autores)

Los yacimientos de gas de mayor calidad son los más atractivos para su explotación, sin embargo, con el paso del tiempo se han ido agotando, y es por esta razón que se ha hecho necesario incursionar en otras clases de yacimientos con el fin de añadir nuevas reservas de este hidrocarburo y satisfacer su demanda. El desarrollo de los yacimientos de *tight gas* incluye nuevos retos ingenieriles por lo cual la investigación en este campo tiene un gran potencial para el presente y el futuro de la industria⁶.

⁶ KULGA, B. y ERTEKIN, T. *Development of a data-driven forecasting tool for hydraulically fractured, horizontal wells in tight-gas sands*. En: *Computers & Geosciences*. 2017. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.cageo.2017.03.009>. p. 2.

Figura 2. Triángulo de recurso para el gas natural



Fuente: Ziff Energy Group, Canadá (modificado por los autores)

En la Figura 2 se puede apreciar cómo la clasificación del gas se encuentra en función de factores petrofísicos (relacionados con la ley de Darcy para flujo radial) y económicos. El concepto de triángulo de recurso fue usado para encontrar un gran campo de gas; este concepto se basa en la manera en que se distribuyen los recursos naturales; si se busca oro, plata, petróleo o cualquier recurso natural, los depósitos de mayor calidad son los de menor tamaño, aunque una vez encontrados son fáciles de extraer⁷.

Para aumentar el flujo de los yacimientos de *tight gas* se suele estimular los pozos y aumentar su número puesto que, estas formaciones se caracterizan por sus grandes extensiones⁸. Es pertinente tener en cuenta que un pozo tendrá una capacidad de flujo mayor en un periodo de tiempo más corto en comparación con otro pozo con permeabilidad menor.

Existen varios métodos para llevar a cabo la estimulación de pozos, el fracturamiento hidráulico se encuentra dentro de los métodos mecánicos junto

⁷ BLANCO, A. y VIVAS, J. Op cit. p. 15.

⁸ ÁLVAREZ LOPEZ, Blanca Ingrid. Op cit. p. 11.

con el recañoneo y el fracturamiento ácido, en este trabajo sólo se profundizará en el método utilizado para el desarrollo del modelo de simulación.

La técnica más usual para llevar a cabo la explotación de las formaciones de *tight gas* consiste en la perforación de pozos horizontales, es decir, perforando de manera paralela al plano de estratificación del yacimiento⁹. El inicio del uso de pozos horizontales data del año de 1929, sin embargo, en las últimas décadas se ha impulsado bastante la explotación por medio de esta clase de pozos (principalmente en países como Canadá y Estados Unidos) debido a las ventajas que ofrecen con respecto a los pozos verticales y los avances tecnológicos tanto en ingeniería como en geología de yacimientos. A continuación, se especifican sus principales beneficios¹⁰:

- Ofrecen una mayor zona de contacto y barrido.
- Brindan la posibilidad de llegar a yacimientos de difícil acceso.
- En yacimientos naturalmente fracturados permiten interceptar un mayor número de fracturas.
- Facilitan la producción de hidrocarburos en yacimientos de gran extensión y muchas veces poco espesor.

La clave de la implementación de pozos horizontales es la relación entre su costo y el aumento de los volúmenes de producción y reservas. Los avances tecnológicos han sido fundamentales en el uso de la perforación horizontal, puesto que por mucho tiempo esta técnica fue dejada de lado por la falta de conocimientos especializados en el área.

La explotación de formaciones de arenas apretadas fue el primer acercamiento a los yacimientos de gas no convencionales, hasta el día de hoy se han descubierto setenta cuencas alrededor del mundo con recursos calculados de

⁹ GARAVITO MUÑOZ, Jessica Yurley y CÁRDENAS DURÁN, Óscar Sebastián. Análisis de sensibilidad de parámetros geomecánicos en un yacimiento de shale oil hidráulicamente fracturado usando un simulador numérico. Tesis de Ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. 2014. p. 21.

¹⁰ Ibíd. p. 23

7,401,961*10⁹ ft³ (terapias cúbicos) siendo Norteamérica la región pionera en el desarrollo de esta clase de yacimientos, en la Figura 3 se puede apreciar el potencial de *tight gas* a nivel mundial y su contraste con otros tipos de gas no convencional.

Figura 3. Mapa mundial del potencial de yacimientos de gas no convencional



Fuente: Sanjeev Rajput, Naresh Kumar Thakur, in Geological Controls for Gas Hydrate Formations and Unconventionals, 2016. (modificado por los autores).

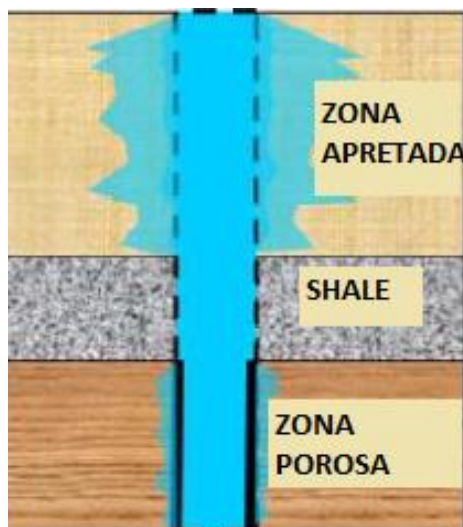
2.2. RETOS DE LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE TIGHT GAS

Esta parte se incluyó con el objetivo de brindar un panorama más amplio al lector en torno a los obstáculos con que se enfrentan las compañías al llevar a cabo proyectos de fracturamiento hidráulico en arenas apretadas.

La explotación de estas formaciones suele implicar problemas operacionales adicionales con respecto a los yacimientos convencionales, desde los posibles daños a la formación durante las etapas de perforación y completamiento hasta

los retos representados por las operaciones de estimulación y producción¹¹. Por ejemplo, debido a los bajos valores de porosidad de la matriz la presión capilar es bastante alta y se suelen formar tortas de lodo débiles e inseguras, las cuales a su vez ocasionan una zona de invasión más profunda que la esperada, en la Figura 4 se puede apreciar con más claridad esta situación.

Figura 4. Representación de la invasión de fluido en arenas apretadas



Fuente: OSTOJIC, Darov en Hydraulic Fracture Productivity Performance in Tight Gas Sands, A Numerical Simulation Approach, 2013. (modificado por los autores)

A continuación, se listan algunos de los principales problemas operacionales relacionados con las arenas apretadas¹²:

- La productividad de la formación puede verse afectada por efectos de la permeabilidad relativa desfavorable, bloqueo por agua y atrapamiento de fases.

¹¹ OSTOJIC, Jakov. Hydraulic fracture productivity performance in tight gas sands, a numerical simulation approach. Tesis de Magister de filosofía. Bentley. Universidad de tecnología de Curtin. Facultad de ciencia e ingeniería. 2013. p. 16.

¹² GARAVITO MUÑOZ, Jessica Yurley y CÁRDENAS DURÁN, Óscar Sebastián. Análisis de sensibilidad de parámetros geomecánicos en un yacimiento de shale oil hidráulicamente fracturado usando un simulador numérico. Tesis de Ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. 2014. p. 17.

- La invasión del fluido de perforación puede conducir a una reducción de la permeabilidad de la roca alrededor de las fracturas debido a la formación de tortas débiles.
- La anisotropía de esfuerzos a lo ancho y profundo de la formación puede ocasionar *breakouts* en la dirección del mínimo esfuerzo y propagarse en la dirección del máximo esfuerzo principal.
- La invasión de partículas sólidas hacia la formación puede provocar obstrucciones en los poros y bloqueo impactando la permeabilidad relativa al gas y la saturación de agua.
- Como suele haber locaciones a tensión y compresión, el estudio de un pozo en una zona específica puede no representar satisfactoriamente una formación, por lo cual se torna más compleja la caracterización de los yacimientos.
- Los pozos verticales dificultan la creación de fracturas largas, en especial en yacimientos rodeados por capas débiles, además es probable que se presente propagación de fracturas en zonas improductivas.
- Pozos verticales perforados cerca a fallas generan pérdida de fluido disminuyendo la penetración de la fractura en la formación.
- Los gradientes de presión entre las arenas apretadas dificultan bastante las pruebas de pozos usadas comúnmente en los yacimientos convencionales, lo cual afecta en gran medida las estimaciones de reservas.

Además de los retos operacionales, la técnica del fracturamiento hidráulico implica importantes desafíos económicos, su implementación eleva el costo de producción de los hidrocarburos incluso por encima de los 40 dólares por barril de crudo, lo cual convierte a los campos puestos en producción bajo esta práctica en unos de los más costosos a nivel mundial; a pesar de que con los avances tecnológicos de las últimas décadas se ha hecho mucho más rentable la técnica, no deja de representar una seria dificultad para la industria de los hidrocarburos especialmente en los tiempos de precios bajos.

Las grandes compañías petroleras que fracturan las arenas apretadas también deben enfrentarse a regulaciones ambientales y a barreras políticas bastante

marcadas debido a las malas prácticas que se han hecho en el pasado por falta de conocimiento y a que varios de los países con potencial para la explotación de yacimientos en roca generadora no cuentan con una política petrolera adecuada para reglamentar de manera correcta la técnica del fracturamiento hidráulico.

2.3. GEOMECAÁNICA DE YACIMIENTOS

Como se explicó en la sección anterior, los yacimientos de arenas apretadas poseen un comportamiento diferente a los convencionales, por lo cual es necesario usar técnicas de estimulación y explotación distintas por medio de tecnologías más costosas y más difíciles de implementar. Continuando con la delimitación que se ha hecho en este trabajo, una de las implicaciones del desarrollo de los depósitos de *tight gas* es la vinculación de la geomecánica a los modelos físicos y numéricos utilizados en la simulación de los yacimientos.

A través de la simulación de yacimientos, se ha observado que las características mecánicas de las rocas tienen una incidencia importante en el cálculo de reservas de hidrocarburos; principalmente la dureza de la roca, el módulo de Young y el coeficiente de Poisson, estos son parámetros fundamentales para el modelamiento de un yacimiento (aunque no tienen la misma incidencia que otros parámetros como su espesor, por ejemplo).

2.3.1. Módulos elásticos: Las rocas en el subsuelo se encuentran sometidas a diferentes cargas, los ingenieros deben conocer y monitorear las formaciones con el fin de definir las causas de las deformaciones que puedan 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. Un material se comporta elásticamente cuando presenta linealidad entre los esfuerzos aplicados y la deformación resultante, dependiendo de la magnitud del esfuerzo esta relación podría cambiar a otro tipo de comportamiento; para el caso de las rocas, ninguna deformación resulta de los esfuerzos aplicados y se asume una linealidad proporcional entre el esfuerzo

y la deformación según lo establece la ley de Hooke, a continuación, se explican los módulos elásticos más importantes en el estudio de los yacimientos¹³.

2.3.2. Módulo de Young: El módulo de Young representa la relación entre un esfuerzo compresivo axial y la deformación en esa dirección. Es una medida de la propiedad que tiene la roca para resistir la deformación. Los valores del módulo de Young se expresan en 10^9 Pascales, a mayor magnitud de este módulo la roca se comporta de manera más rígida y frágil¹⁴.

El módulo de Young se expresa como:

$$E = \sigma / \epsilon \quad (1)$$

Donde,

E es el módulo de Young

σ es el esfuerzo aplicado

ϵ es la deformación producida

2.3.3. Relación de Poisson: Esta 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 compresible¹⁵.

La relación de Poisson se expresa como:

$$\nu = \epsilon_y / \epsilon_x \quad (2)$$

Donde

ν es la relación de Poisson

ϵ_y es la deformación lateral

ϵ_x es la deformación longitudinal

¹³ Ibíd. p. 29

¹⁴ Ibíd. p. 31

¹⁵ Ibíd. p. 33

Tabla 1. Valores del Módulo de Young y el coeficiente de Poisson para diferentes tipos de roca

TIPO DE ROCA	MODULO DE YOUNG (106 psi)	RELACIÓN DE POISSON
Caliza	5-13	0.3-0.35
Arenisca no consolidada	0.2-1.3	0.25-0.35
Arenisca consolidada	1-8	0.15-0.3
Limo	4-8	0.2-0.3
Lutita	1-5	0.25-0.45
Carbón	0.1-1.0	0.35-0.45

Fuente: GARAVITO, Jesica. CÁRDENAS, Óscar. Análisis de sensibilidad de parámetros geomecánicos en un yacimiento de shale oil hidráulicamente fracturado usando un simulador numérico. Tesis de Ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. 2014. (modificado por los autores)

Para el desarrollo del presente trabajo no se tomaron explícitamente las propiedades geomecánicas del yacimiento estudiado como valores de entrada para el simulador; sin embargo, en las heterogeneidades de la formación fueron tenidas en cuenta las principales características de la mecánica de las rocas. Se buscó, con base en cambios de permeabilidad, porosidad y presión capilar recrear las condiciones mecánicas del yacimiento, en especial los esfuerzos in situ. Con base en los autores referenciados, se puede afirmar que no es relevante involucrar la geomecánica en la simulación de yacimientos sino los cambios en la permeabilidad de la formación.

2.3.4. Compresibilidad de la roca: Se entiende por compresibilidad de la roca al cambio en el volumen del material sólido de la roca por unidad de volumen inicial causado por las variaciones de presión en la formación¹⁶.

$$C = - \frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dP} \right) \quad (3)$$

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

Tanto la compresibilidad de la roca como la de los fluidos se pueden ver como mecanismos de expulsión de los hidrocarburos de un yacimiento ya que, cuando cae su presión ambos se expanden provocando una disminución en el espacio poroso interconectado, para propósitos de la ingeniería de yacimientos se diferencian la compresibilidad de los poros, de la matriz y de la roca, mientras mayor subsidencia presente una formación, más importante será el cambio en el volumen total.

2.3.4.1. Correlaciones de Compresibilidad de la Roca: La compresibilidad de la roca es uno de los parámetros más difíciles de obtener, además es muy raro encontrar valores de compresibilidad medidos por lo que en la literatura se encuentran distintas correlaciones según el tipo de roca.

- *Correlación de Hall:* Esta correlación es una de las más utilizadas, se observa disminución en la compresibilidad de los poros con el aumento de la porosidad¹⁷.

$$Cr = \left(\frac{1.782}{\phi^{0.438}} \right) * 10^6 \quad (4)$$

¹⁶ PORTAL DEL PETRÓLEO. La compresibilidad de la roca. [En línea] recuperado en 13 de diciembre de 2018. Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com/2009/02/la-compresibilidad-de-la-roca-cr.html>

¹⁷ Ibíd.

Donde

Cr es la compresibilidad de la roca (1/psi)

Ø es la porosidad de la roca

- *Correlación de Newman:* Se basa en el principio que la compresibilidad de los poros depende principalmente del tipo de roca y su forma¹⁸.

$$Cr = \frac{a}{(1 + c * b * \emptyset)} \quad (5)$$

Donde

Cr es la compresibilidad de la roca (1/psi)

Ø es la porosidad de la roca

Las constantes a, b y c dependen del tipo de roca

Tabla 2. Constantes utilizadas en la correlación de Newman

	Formaciones consolidadas	Calizas
a	97.3200 ⁶	0.8585
b	0.6999	1.0750
c	79.8181	20202.0000 ⁶

Fuente: Madrid, Miguel. La Compresibilidad de la roca (Cr) en Portaldelpetroleo.com, 2009. (modificado por los autores)

- *Correlación de Yale y Nabor:* Esta ecuación se utiliza para calcular la compresibilidad de formaciones de rocas clásticas como areniscas consolidadas con alto y bajo encogimiento cuando no hay disponibilidad de datos de núcleos, el propósito de la correlación es permitir la observación de la variación de la compresibilidad de la formación a lo largo de la vida del yacimiento¹⁹.

$$Cr = A * (\Sigma - B)^C + D \quad (6)$$

¹⁸ Ibíd.

¹⁹ Ibíd.

Donde

C_r es la compresibilidad de la formación (1/psi)

Σ es el esfuerzo aplicado sobre la formación de interés (psi)

P_i es la presión inicial (psi)

P es la presión actual (psi)

A, B, C y D son parámetros de ajustes según el tipo de formación

2.4. CONCEPTOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

En esta sección se presentan las principales definiciones para la comprensión de la técnica de fracturamiento hidráulico.

2.4.1. Fracturamiento hidráulico: La técnica conocida como fracturamiento hidráulico o fracking consiste en el bombeo de un fluido viscoso a un alto gasto y a una presión mayor a la presión de fractura de la formación dando lugar a una fractura inducida (también llamada fractura hidráulica), la cual puede mantenerse abierta una vez que se libera la presión de bombeo mediante el uso de agentes apuntalantes (en el caso de la arena) o la adición de sistemas ácidos que graban las paredes de la fractura de manera heterogénea, por la disolución del material de la roca al contacto con el ácido²⁰. En general, los tratamientos de fracturamiento hidráulico son usados para incrementar el índice de productividad de un pozo productor, así como el índice de inyectividad en un pozo inyector.

2.4.2. Fractura hidráulica: Una fractura hidráulica es una fractura inducida por presión causada por la inyección de fluido en una formación objetivo. El fluido se bombea hacia la formación a presiones mayores a la presión de fractura. Para acceder a la zona que se desee estimular, se posiciona la tubería de revestimiento a través del intervalo de interés y se utilizan tapones recuperables para aislar dicho intervalo de otras zonas abiertas; luego, este intervalo se presuriza hasta alcanzar la presión de ruptura de la formación, o presión de iniciación de la fractura, punto en el cual la roca se rompe y se forma una fractura.

²⁰ ÁLVAREZ LOPEZ, BLANCA INGRID. Op cit. p. 17.

2.4.3. Fracturamiento hidráulico apuntalado: Esta técnica consiste en bombear fluido de alta viscosidad con el objetivo de producir una ruptura en la formación y extenderla más allá del punto de falla, permitiendo la colocación del apuntalante para mantener abierta la fractura creada una vez que se libere la presión de bombeo, la misma que rompe la formación y logra al mismo tiempo propagar la fractura a lo largo de la roca. En el caso de las formaciones de arenas se lleva a cabo el procedimiento en yacimientos con valores de permeabilidad considerablemente bajos²¹.

Es importante tener en cuenta que independientemente del tipo de fracturamiento que se aplique y la inclinación del pozo a estimular, el objetivo siempre es el mismo, aumentar la permeabilidad de la vecindad del pozo con el fin de facilitar el flujo de fluidos hacia el mismo como se observa en la Figura 5.

2.4.3.1. Material propante: Es la sustancia que se utiliza para mantener abiertas las fracturas generadas luego de la acción de la presión neta, también se conoce como material o agente apuntalante. El material se usa como soporte de la fractura y debe oponerse a los esfuerzos horizontales²². Usualmente se presenta en dos tipos:

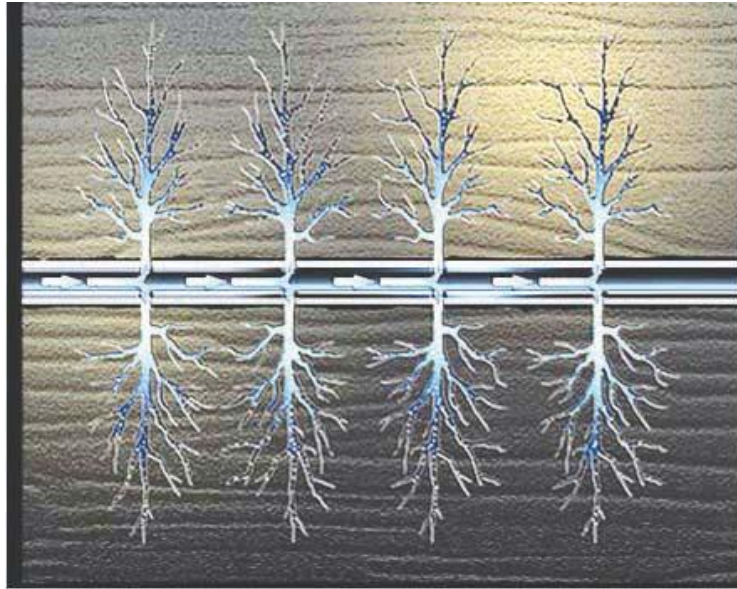
- *Arena angular:* Frecuentemente natural, se usa en formaciones con bajos valores de esfuerzo de cierre.
- *Partículas de cerámica esféricas:* Se utiliza en formaciones caracterizadas por presentar valores de esfuerzo altos a causa de una resistencia al aplastamiento y generación de finos.

El material propante es fundamental en el proceso del fracturamiento puesto que debe permanecer en la fractura de tal manera que forme y sostenga un canal para el flujo de los fluidos desde la formación.

²¹ Ibíd. p. 18.

²² Ibíd. p. 19.

Figura 5. Representación de una fractura hidráulica en pozo horizontal



Fuente: NAUMAN, Talli. en Native Sun News, 2012.

2.4.4. Presión de fractura: Es la presión necesaria para mantener abierta la fractura y propagarla más allá del punto de ruptura²³.

2.4.5. Presión de cierre: Es la presión de fondo a la cual la fractura no apuntalada se cierra. Hace referencia a un esfuerzo global, promedio de la formación y es diferente al esfuerzo mínimo, el cual es un dato local y varía para toda la zona de interés²⁴.

²³ Ibíd. p. 20.

²⁴ Ibíd. p. 20.

2.4.6. Presión instantánea al detener el bombeo: Es la presión de fondo correspondiente al gasto de inyección cero²⁵.

2.4.7. Presión neta: Se entiende por presión neta a la diferencia entre la presión en cualquier punto en la fractura y la presión a la cual se cierra; esta se genera por la caída de presión debajo de la fractura a causa del flujo de un fluido viscoso. El perfil de distribución neta controla la distribución tanto de la altura como del ancho a lo largo de la fractura.

2.4.8. Presión de fricción total y presión de cercanía al pozo: La presión de fricción se refiere a la porción de las pérdidas de presión mientras los fluidos se encuentran en movimiento a través de la tubería; la presión de fricción total es calculada con las mediciones de presión en superficie, mientras que la presión de fricción en la cercanía del pozo es calculada con las mediciones de presión de fondo.

2.4.9. Propagación de la fractura: La fractura se propaga perpendicularmente al esfuerzo mínimo principal ejercido sobre el yacimiento. Para que se inicie la fractura, la presión de bombeo del fluido en la cara de la formación debe ser mayor a este esfuerzo mínimo. En algunas formaciones someras, el menor esfuerzo principal es el esfuerzo de sobrecarga provocando una fractura horizontal²⁶.

²⁵ Ibíd. p. 20.

²⁶ Ibíd. p. 22.

2.4.10. Orientación de la fractura: Las fracturas hidráulicas se extienden por un plano preferencial de fracturamiento, su orientación está ligada al estado de esfuerzos in-situ y al mecanismo que la genera, esta propiedad es afectada principalmente por los esfuerzos locales, la presión de poro, el módulo de Poisson, el módulo de Young y la compresibilidad de la roca.

2.4.11. Conductividad de la fractura: La conductividad de la fractura es el producto del ancho de la fractura apuntalada y de la permeabilidad del agente apuntalante (como se observa en la **Figura 6**). Esta propiedad indica la capacidad de la fractura para transportar el fluido del yacimiento hacia el pozo²⁷. La conductividad de la fractura se expresa como:

$$Fc = Kf * W \quad (7)$$

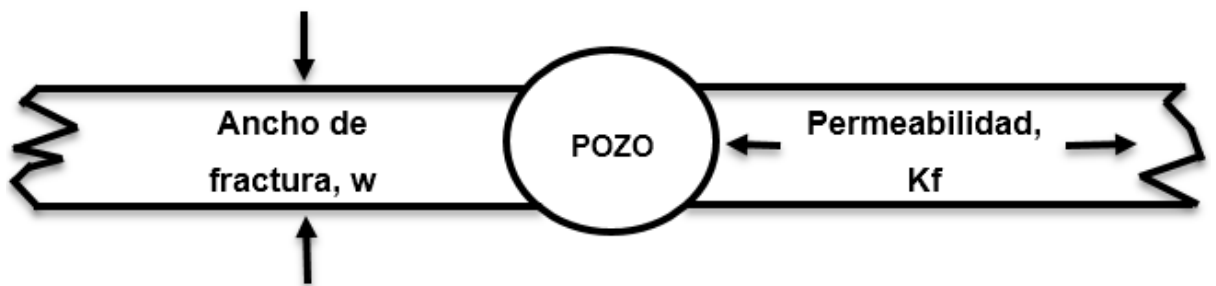
Donde:

Fc es la conductividad de la fractura (mD * ft)

Kf es la permeabilidad del agente apuntalante (mD)

W es el ancho de la fractura (ft)

Figura 6. Conductividad de fractura



Fuente: ÁLVAREZ, Blanca. Fracturamiento Hidráulico Multietapas. Tesis de Ingeniero Petrolero. México, D.F., Ciudad Universitaria. (Modificado por los autores)

²⁷ Ibíd. p. 23

2.4.12. Geometría de la fractura: El objetivo principal de esta área es conocer las características y dimensiones correctas de la fractura para optimizar la operación. La geometría de la fractura puede aproximarse por medio de modelos que tienen en cuenta las propiedades mecánicas de la roca, del fluido fracturante, condiciones de inyección del fluido y los esfuerzos y su distribución en el medio poroso²⁸.

Para lograr una propagación adecuada de la fractura se deben entender las leyes de momento, masa y energía. De igual manera se deben tener en cuenta los factores que causan el avance de la fractura; dentro de las que se incluyen las interacciones con la roca, el fluido y la distribución de la energía.

La geomecánica permite el diseño de la fractura y la predicción de su comportamiento controlando los siguientes aspectos:

- El proceso de bombeo
- Los tres esfuerzos principales que definen la mecánica de la fractura
- El módulo de Young y el coeficiente de Poisson que definen el esfuerzo horizontal mínimo
- La presión neta que controla la geometría de la fractura
-

2.4.12.1. Tamaño de la fractura: El tamaño de la fractura efectiva es aquella de la fractura abierta al flujo una vez que es liberada la presión de bombeo. La longitud es controlada por los esfuerzos in-situ de la formación y la presión neta. A medida que aumenta la diferencia entre el perfil de esfuerzos de los estratos de la formación, la altura de la fractura disminuye mientras que su longitud aumenta²⁹.

2.4.12.2. Optimización del tamaño de la fractura: Al utilizar la técnica de fracturamiento hidráulico se desea obtener una fractura óptima con la que sea

²⁸ Lbíd. p. 24

²⁹ Ibíd. p. 25

posible crear canales altamente conductivos controlando su propagación. A continuación, se presentan algunas de sus observaciones más importantes:

- A medida que aumente la longitud de la fractura, la producción aumentará.
- A medida que aumente el volumen de tratamiento, la longitud de la fractura también lo hará.
- A medida que aumente la longitud de la fractura, el costo incremental por cada pie aumentará.
- Cuando el costo incremental del tratamiento se compara con el beneficio incremental, se evidencia un aumento del volumen del tratamiento.

2.4.12.3. Ancho de la fractura: Es la amplitud de la fractura formada a lo largo de la longitud y altura creada abierta al flujo luego de que la presión de bombeo sea liberada.

2.4.13. Factor de conductividad adimensional: Hace referencia a la capacidad de la fractura para transportar el fluido recibido de la formación hacia el pozo; este factor relaciona la conductividad de la fractura y el producto de la permeabilidad de la formación y la longitud de la fractura. Un factor de conductividad adimensional mayor a uno indica que la conductividad de la fractura es mayor a la de la formación, lo cual es necesario en las operaciones de fracturamiento hidráulico³⁰.

2.4.14. Gradiente de fractura: Es la relación entre la presión de fractura y la profundidad de la formación, los valores del gradiente de fractura aplicados en las fracturas verticales son característicos para cada formación y se encuentran en función de la presión de poro. Es posible determinar la orientación de la fractura a partir del gradiente de fractura puesto que, si este valor es menor a 1 psi/ft, la fractura puede ser vertical, de lo contrario puede ser horizontal.

³⁰ Ibíd. p. 31

2.4.15. Perfil de esfuerzos: Los esfuerzos locales controlan tanto la orientación como la dirección de propagación de las fracturas inducidas ya que estas se abren en la dirección que ofrezca menor resistencia. En caso de que el esfuerzo de compresión principal máximo sea el esfuerzo de sobrecarga las fracturas son verticales y se propagan paralelamente al esfuerzo horizontal máximo cuando el esfuerzo horizontal mínimo es excedido por la presión de fractura. Los tres esfuerzos principales se incrementan con la profundidad, la tasa a la que se da este incremento define el gradiente vertical³¹.

2.5. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Se entiende por simulación de yacimientos al proceso mediante el cual se busca caracterizar un yacimiento real a partir de la generación de un modelo; con el fin de hacer posible que la ingeniería de yacimientos cumpla los siguientes propósitos:

- Estimar las reservas recuperables.
- Definir el sistema de explotación más óptimo permitiendo la recuperación de la mayor cantidad de hidrocarburos posible.
- Predecir acertadamente el comportamiento del yacimiento en el futuro.

2.5.1. Modelos de simulación: Por medio de los modelos de simulación se busca 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.

³¹ Ibíd. p. 32

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 espacio³². Cuando se habla de modelo numérico se hace referencia a la forma como se soluciona el modelo diferencial; generalmente, este modelo se plantea mediante diferencias finitas, aunque también se pueden utilizar elementos finitos y elementos de volumen de control³³.

El simulador necesita un conjunto de datos para ejecutar el modelo de computador, los cuales se resumen a continuación³⁴:

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

Con el paso de los años, las aplicaciones de la simulación de yacimientos han crecido y se han desarrollado simuladores muy eficientes y útiles para el área de la ingeniería de yacimientos; así, la reproducción del fracturamiento hidráulico se ha constituido como una herramienta primordial para el estudio de las formaciones de *tight gas*. Es importante aclarar que la simulación de yacimientos se utiliza en conjunto con otras técnicas de estudio con el fin de aproximarse a las heterogeneidades de los yacimientos. La geoquímica, el corazonamiento de las formaciones y el estudio de los fluidos de retorno se encuentran dentro de las técnicas a las que se hace referencia.

³² Ibíd. p. 3.

³³ OSORIO, Gildardo. Simulación de yacimientos. Medellín. 2002. p.2.

³⁴ Ibíd. p. 3.

3. DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN

Este trabajo presenta los resultados de varias simulaciones llevadas a cabo con un enfoque al análisis de la sensibilidad de las propiedades de fractura más importantes, estos resultados incluyen las gráficas pertinentes, un análisis estadístico, así como las correspondientes interpretaciones de los resultados y conclusiones.

El simulador GEM del software comercial CMG se utilizó para generar un modelo 3-D con características propias de un yacimiento de *tight gas*. Se tomó como base un estudio realizado en la Universidad de Calgary acerca de la formación Montney situada en la provincia de Alberta, Canadá. No se utilizó toda la información, se tomaron los datos pertinentes al presente trabajo y se complementaron con otros estudios llevados a cabo sobre la misma zona, formaciones cercanas y también yacimientos con propiedades muy similares.

El trabajo realizado por Clarkson et. al se basa en una recolección de datos muy completa puesto que se trata de una combinación de un modelo geológico detallado, un estudio de la geoquímica de la zona de interés, el estudio de los fluidos de retorno de los pozos y la simulación numérica orientada al estudio del comportamiento de las fracturas inducidas³⁵.

3.1. GENERALIDADES DE LA FORMACIÓN MONTNEY

La formación Montney se sitúa entre las provincias de Columbia Británica y Alberta en territorio canadiense. Según publicaciones hechas por la Junta Nacional de Energía (NEB por sus siglas en inglés), se calcula que las limolitas de esta formación contienen 449 TCF de gas natural, 14,521 millones de barriles de NGL y 1,125 millones de barriles cuya producción es rentable³⁶. La formación

³⁵ CLARKSON, R.; *Et al. Estimation of fracture height growth in layered tight/shale gas reservoirs using flowback gas rates and compositions-Part II: Field application in a liquid-rich tight reservoir.* En *Journal of natural gas science and engineering*. 2006. Vol 36. pp. 1031-1049.

³⁶ NATIONAL ENERGY BOARD; ALBERTA ENERGY REGULATOR; BRITISH COLUMBIA OIL & GAS COMMISSION y BRITISH COLUMBIA MINISTRY OF NATURAL GAS DEVELOPMENT. *Energy British note. The ultimate potential for unconventional petroleum from the Montney*

data del periodo triásico inferior, cuenta con una extensión de 3,212,399.6 acres y espesores entre los 328 y 985 pies, esta se divide en dos niveles principales (para el presente estudio). En el nivel inferior se observa un *Shale* que presenta un cambio lateral de facies heterogéneos en algunos sectores a limolita, se interpreta como ambiente de deposición marino de plataforma proximal (PSE). En el nivel superior se observan secuencias rítmicas de capas de limolitas y areniscas con cambios laterales de facies predominantemente a areniscas y en algunos sectores gradan a limolitas, a partir de la interpretación de Clarkson et. al se le asigna un ambiente de deposición marino de plataforma distal (DSE)³⁷.

Tanto la profundidad como el espesor de la formación aumentan desde el noreste hacia el suroeste con la presión del yacimiento en contraste con la disminución en el volumen de condensados y aceite. Al tratarse de una formación bastante heterogénea, sus características varían notoriamente por lo ancho de toda su extensión (mostrada en la Figura 7)³⁸.

Desde su primer día de producción en el año 1961, la formación Montney ha sido fundamental para la industria de los hidrocarburos en territorio canadiense, a lo largo de los años con ayuda de los avances tecnológicos se han desarrollado bastante las operaciones en este yacimiento con la implementación de técnicas de perforación y producción innovadoras, así como la construcción de grandes facilidades de superficie. En los últimos años han incrementado bastante las reservas de hidrocarburos en esta locación debido al auge de los pozos horizontales y el fracturamiento hidráulico en la roca generadora, varios autores

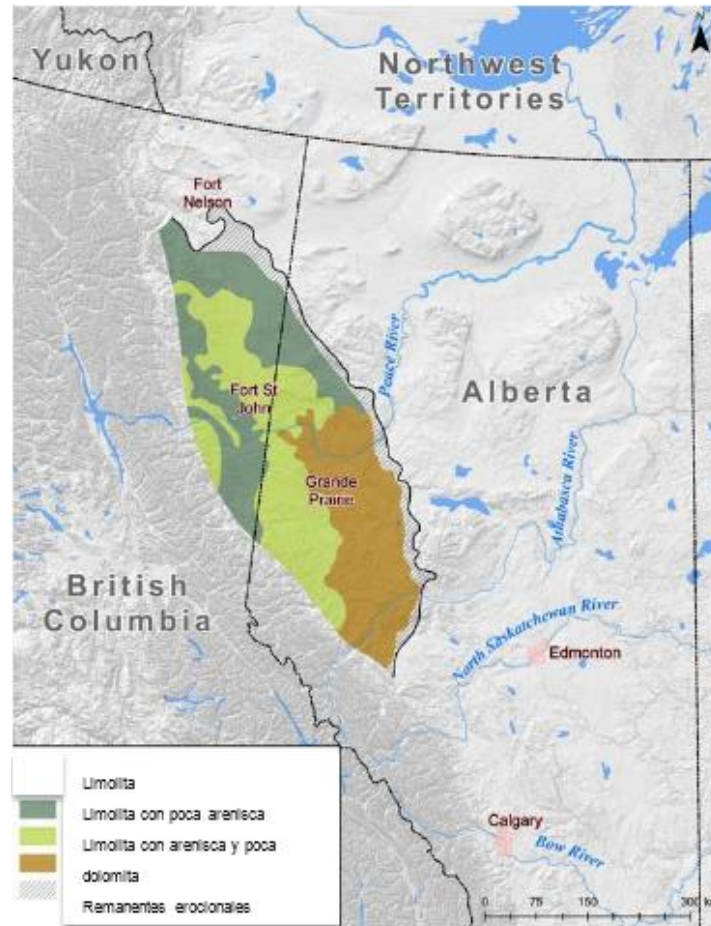
formation of British Columbia and Alberta. [En línea] noviembre de 2013. (Recuperado 24 de enero de 2019). Disponible en: <https://www.neb.gc.ca/nrg/ststc/ntrlgs/rprt/lmtptntlmntnyfrmtn2013/lmtptntlmntnyfrmtn2013-eng.html?=&wbdisable=false>

³⁷ [CLARKSON, R.; Et al. Estimation of fracture height growth in layered tight/shale gas reservoirs using flowback gas rates and compositions-Part I: Model Development. En *Journal of natural gas science and engineering*. 2016. pp. 7.

³⁸ NATIONAL ENERGY BOARD; ALBERTA ENERGY REGULATOR; BRITISH COLUMBIA OIL & GAS COMMISSION y BRITISH COLUMBIA MINISTRY OF NATURAL GAS DEVELOPMENT. Op cit.

estiman que esta formación cuenta con importancia y potencial como la histórica formación Marcellus en Estados Unidos³⁹.

Figura 7. Ubicación de la formación Montney en el subsuelo de las provincias de Alberta y Columbia Británica



Fuente: NATIONAL ENERGY BOARD; ALBERTA ENERGY REGULATOR; BRITISH COLUMBIA OIL & GAS COMMISSION y BRITISH COLUMBIA MINISTRY OF NATURAL GAS DEVELOPMENT. Energy British note. The ultimate potential for unconventional petroleum from the Montney formation of British Columbia and Alberta, 2013. (Modificado por los autores)

³⁹ TAK, H et al. (2017). Stress anisotropy analysis and its effect on unconventional resource development in Montney play, Kakwa, Canada. [En línea]. Recuperado de www.sciencedirect.com/science/article/pii/S092698511730160X

3.1.1. Geomecánica de la formación Montney: En el estudio publicado por Clarkson et. al⁴⁰, para el desarrollo del modelo geológico se obtuvo un rango de valores de permeabilidad y porosidad calculados teniendo en cuenta la geomecánica de la sección estudiada (en especial los esfuerzos in situ), de esta manera, no se hace necesario tomar las propiedades geomecánicas de la formación como parámetros de entrada del simulador debido a que se incluyeron en el planteamiento del modelo; sin embargo, se describirá brevemente la geomecánica de la formación en cuestión para brindarle al lector una descripción aún más completa.

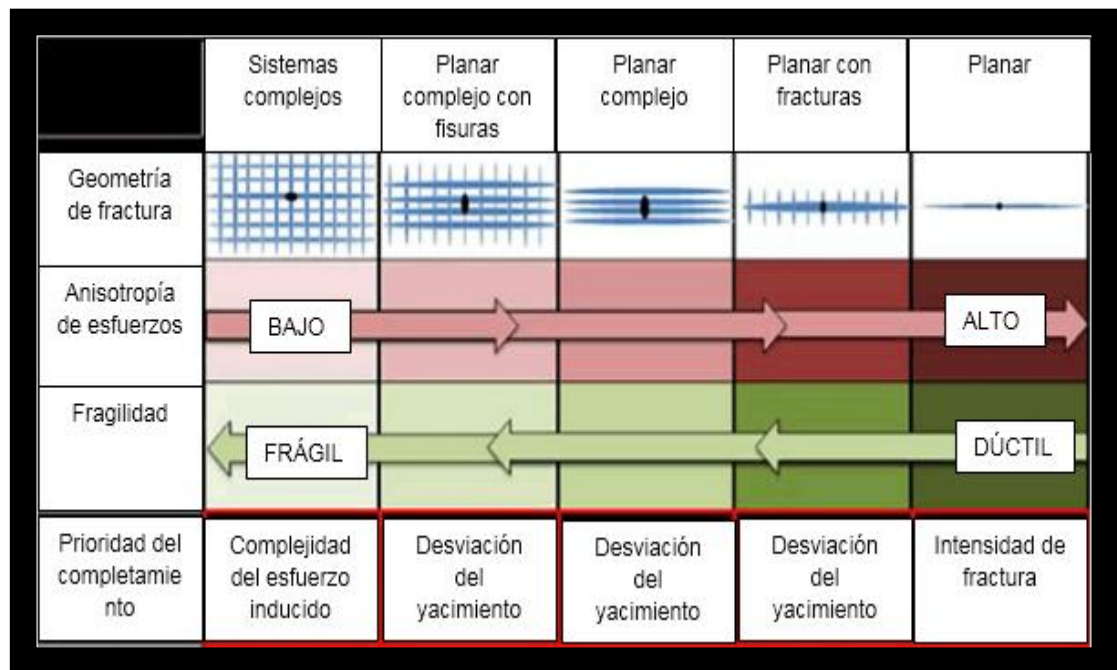
Las rocas canadienses son conocidas por poseer valores altos de esfuerzos, mayores que en las formaciones estadounidenses Barnett y Marcellus, lo cual se asocia con la tectónica regional que afecta estas formaciones. Además, la formación Montney se considera en gran parte como un *shale* dúctil. Se puede decir que existe una alta anisotropía de esfuerzos horizontales en los límites entre las provincias de Columbia Británica y Alberta, es importante enfatizar en el hecho de que esta anisotropía puede tener diferentes valores dependiendo de la ubicación debido a lo variable que es la geología y la tectónica de la locación, con base en estudios sísmicos se puede afirmar que las zonas más cercanas a las montañas rocosas canadienses presentarán mayor anisotropía debido a la deformación del cinturón de Laramide⁴¹.

De acuerdo con la Figura 8, en la formación estudiada tienden a generarse fracturas planares debido a su heterogeneidad y ductilidad lo cual se tomó como un lineamiento para el modelado del yacimiento.

⁴⁰ CLARKSON, R.; Et al. Op cit. pp. 1031-1049.

⁴¹ CHOI, J.; HWANG, S. y TAK, H. *Stress anisotropy analysis and its effect on unconventional resource development in Montney play, kakwa, Canada*. En *Journal of applied geophysics*. 2017. Vol 139. pp. 177-187.

Figura 8. Revisión de la estrategia de completamiento con base en la fragilidad de la formación

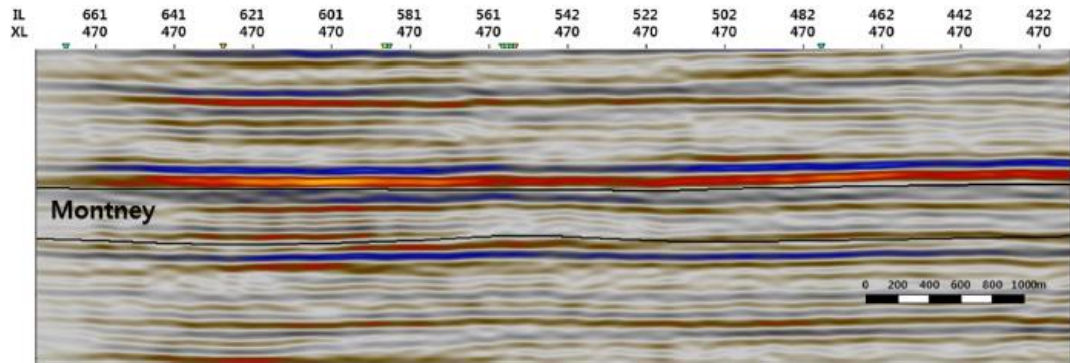


Fuente: TAK, Heewon et al. Stress anisotropy analysis and its effect on unconventional resource development in Montney play, Kakwa, Canada, 2017. (Modificado por los autores)

Para el caso de estudio, el régimen de esfuerzos se caracteriza porque el mayor esfuerzo es el horizontal máximo, seguido por el esfuerzo vertical y el de menor magnitud es el esfuerzo horizontal mínimo, lo anterior estimado con base en la profundidad del yacimiento; se puede afirmar que las fracturas inducidas en la zona tienden a crecer en la dirección del esfuerzo horizontal máximo⁴². En la Figura 9 se puede apreciar que en la formación no se encuentran fallas representativas ni estructuras geológicas complejas, tampoco se encontraron fracturas naturales ni problemas asociados a *breakouts*.

⁴² Ibíd. pp. 177-187.

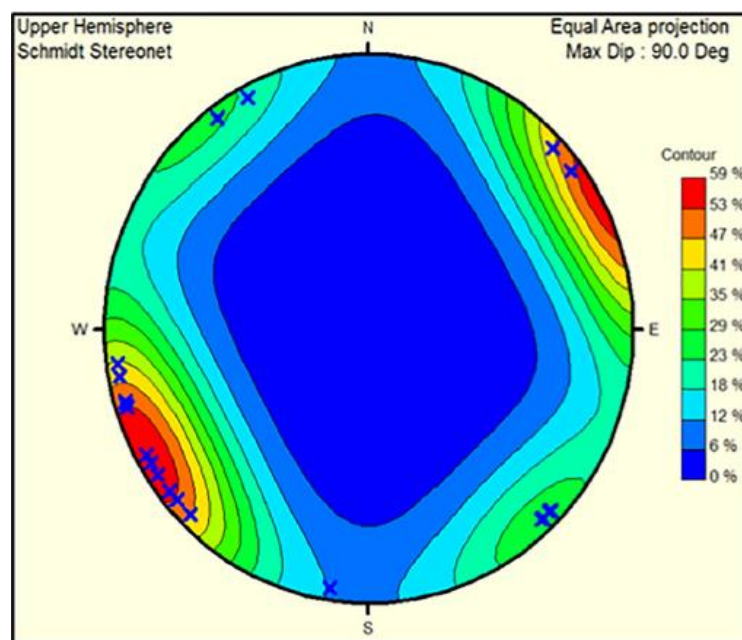
Figura 9. Sección transversal de la sísmica de la zona



Fuente: TAK, Heewon et al. Stress anisotropy analysis and its effect on unconventional resource development in Montney play, Kakwa, Canada, 2017.

La Figura 10 muestra la dirección del esfuerzo horizontal máximo de la formación como resultado de los estudios llevados a cabo por Tak et. al, con la cual se puede pronosticar en qué dirección se formarán las fracturas inducidas⁴³

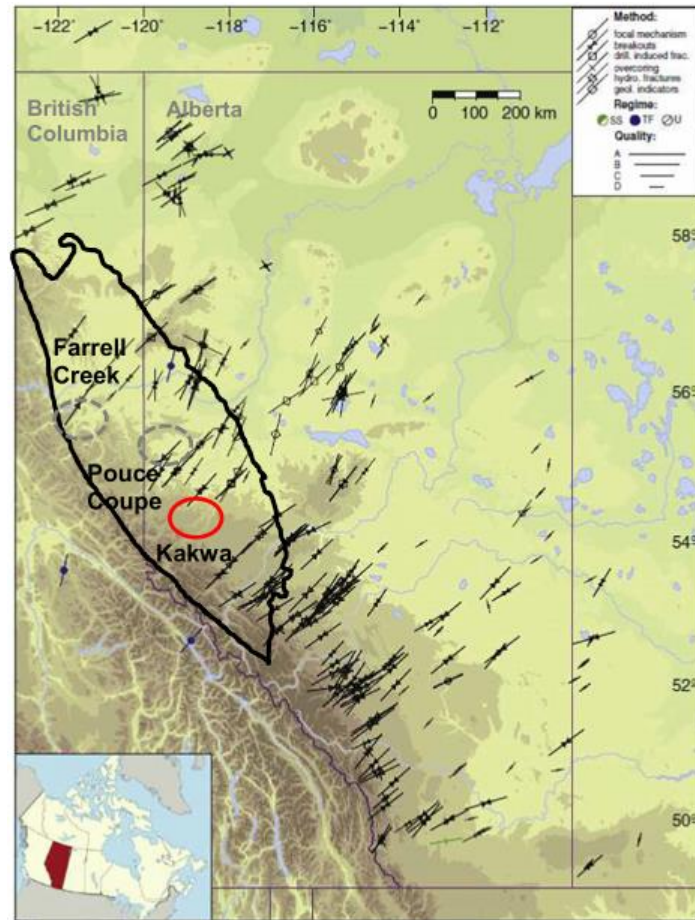
Figura 10. Dirección del esfuerzo horizontal mínimo en la formación Montney



Fuente: TAK, Heewon et al. Stress anisotropy analysis and its effect on unconventional resource development in Montney play, Kakwa, Canada, 2017.

⁴³TAK, H et al. (2017). Stress anisotropy analysis and its effect on unconventional resource development in Montney play, Kakwa, Canada. [En línea]. Recuperado de www.sciencedirect.com/science/article/pii/S092698511730160X

Figura 11. Mapa de esfuerzos de la provincia de Alberta, Canadá



Fuente: TAK, Heewon et al. Stress anisotropy analysis and its effect on unconventional resource development in Montney play, Kakwa, Canada, 2017.

En la Figura **11** se muestran los esfuerzos presentes en la zona donde se encuentra la formación estudiada, se puede apreciar que existen un gran número de esfuerzos en múltiples direcciones, lo cual explica la alta heterogeneidad del yacimiento modelado.

Tabla 3. Parámetros elásticos bajo condiciones de esfuerzos triaxiales

Presión de confinamiento (psi)	Densidad Bulk (gm/cm ³)	Módulo de Young Estático (*10 ⁶ psi)	Relación de Poisson estática	Módulo de Young Dinámico (*10 ⁶ psi)	Relación de Poisson dinámica
2570	2.617	9	0.267	10.738	0.277

Fuente: TAK, Heewon et al. Stress anisotropy analysis and its effect on unconventional resource development in Montney play, Kakwa, Canada, 2017. (Modificado por los autores)

Con base en análisis de núcleos y una prueba triaxial, se puede afirmar que el área geográfica en cuestión se caracteriza por poseer valores de Modulo de Young altos y también gran fragilidad (observados en la Tabla 3), lo cual puede explicar la forma en que varía la anisotropía horizontal⁴⁴. A partir de las investigaciones tomadas en cuenta por los autores sobre las características geomecánicas de las rocas y en especial de las rocas canadienses, se puede afirmar que los estudios en este campo son fundamentales para la caracterización de los yacimientos.

3.2. MODELO DE LOS FLUIDOS

Para incluir la composición de los fluidos del yacimiento, se utilizó la herramienta WINPROP mediante la cual se ingresaron los componentes al simulador. Esta composición fue presentada por Hamdi et Al. ⁴⁵ Como producto de una recombinación entre los fluidos presentes en el separador y los fluidos de retorno del pozo. La Tabla 4 corresponde a un gas producido en la formación Montney y en una ubicación cercana al pozo modelado por Clarkson et. Al⁴⁶. El fluido modelado se trata de un gas condensado a las condiciones iniciales del yacimiento. Es importante aclarar que sin pruebas PVT rigurosas es muy fácil confundir gas condensado con aceite volátil.

⁴⁴ CHOI, J.; HWANG, S. y TAK, H. Ibíd. pp. 177-187.

⁴⁵ HAMDI, H; Et al. Using differential evolution for compositional history-matching of a tight gas condensate well in the Montney Formation in western Canada. En Journal of natural gas science and engineering. 2015. Vol 26. Pp. 1317-1331

⁴⁶ CLARKSON, R.; Et al. Op cit. pp. 1031-1049

Se utilizó como agente fracturante nitrógeno espumoso, por lo cual se incluyó N₂ en el modelo de fluidos; en condiciones iniciales se asume que la fractura se encuentra llena de agua y nitrógeno.

Tabla 4. Composición de los fluidos del yacimiento

Componente	Fracción
N ₂	0.001044337
CO ₂	0.001913976
C ₁	0.811300240
C ₂	0.083156145
C ₃	0.030813735
i-C ₄	0.008003373
n-C ₄	0.011720482
i-C ₅	0.006000000
n-C ₅	0.005180964
C ₆	0.008998795
C ₇₊	0.031867952
MW	140
SG	0.9

Fuente: Computer Modeling Group, (CMG)

3.3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE YACIMIENTO

Se generó un modelo de doble porosidad⁴⁷, tomando una porosidad para la matriz y otra para las fracturas hidráulicas, lo cual incide tanto en el cálculo de reservas como en los caudales de producción⁴⁸.

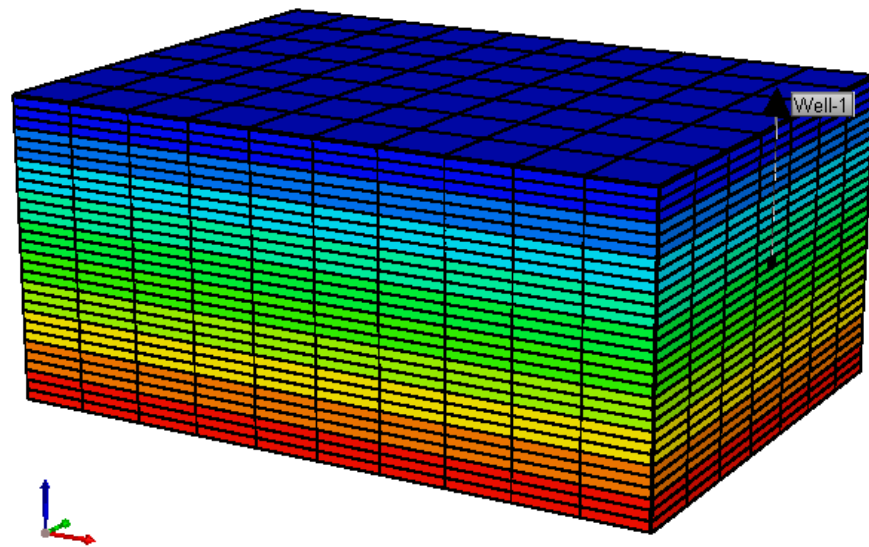
Se elaboró una malla cartesiana como se observa en la Figura 12, en la cual se pueden apreciar las dos secciones en las que se divide la formación. La parte correspondiente a *shale* comprende las capas 15 a 30, las capas restantes constituyen una limolita, es importante resaltar que ambas secciones contienen arenisca en pequeñas cantidades, lo cual, es en parte causa de su gran heterogeneidad.

⁴⁷ CLARKSON, R.; Et al. Op cit. pp. 1031-1049.

⁴⁸ GARAVITO MUÑOZ, Jessica Yurley y CÁRDENAS DURÁN. Op cit. p. 25

La caracterización que se tuvo en cuenta, se basó en una pequeña área de la formación puesto que su estudio se enfocó apenas en las vecindades del pozo diseñado, fue de esta manera que se manejó el asunto de la gran heterogeneidad de la formación para llevar a cabo su estudio y modelado.⁴⁹ Al igual que en el estudio citado se diseñó una sola etapa de fracturamiento

Figura 12. Malla de simulación



Fuente: Computer Modeling Group, (CMG)

Los esfuerzos in-situ y los demás parámetros geomecánicos de la formación representaron una gran tarea en los estudios geológicos publicados por Clarkson et. al⁵⁰ usados como base para la caracterización del yacimiento (en dichos estudios se utilizó el software Petrel), la cual se representó mediante la variación de los valores de porosidad y permeabilidad asignados al modelo⁵¹⁻⁵² De esta manera, se modeló el yacimiento constando de 30 capas horizontales con

⁴⁹ CLARKSON, R.; Et al. Estimation of fracture height growth in layered tight/shale gas reservoirs using flowback gas rates and compositions-Part II: Field application in a liquid-rich tight reservoir. *End Journal of natural gas science and engineering*. 2016. Vol 36. pp. 1031-1049.

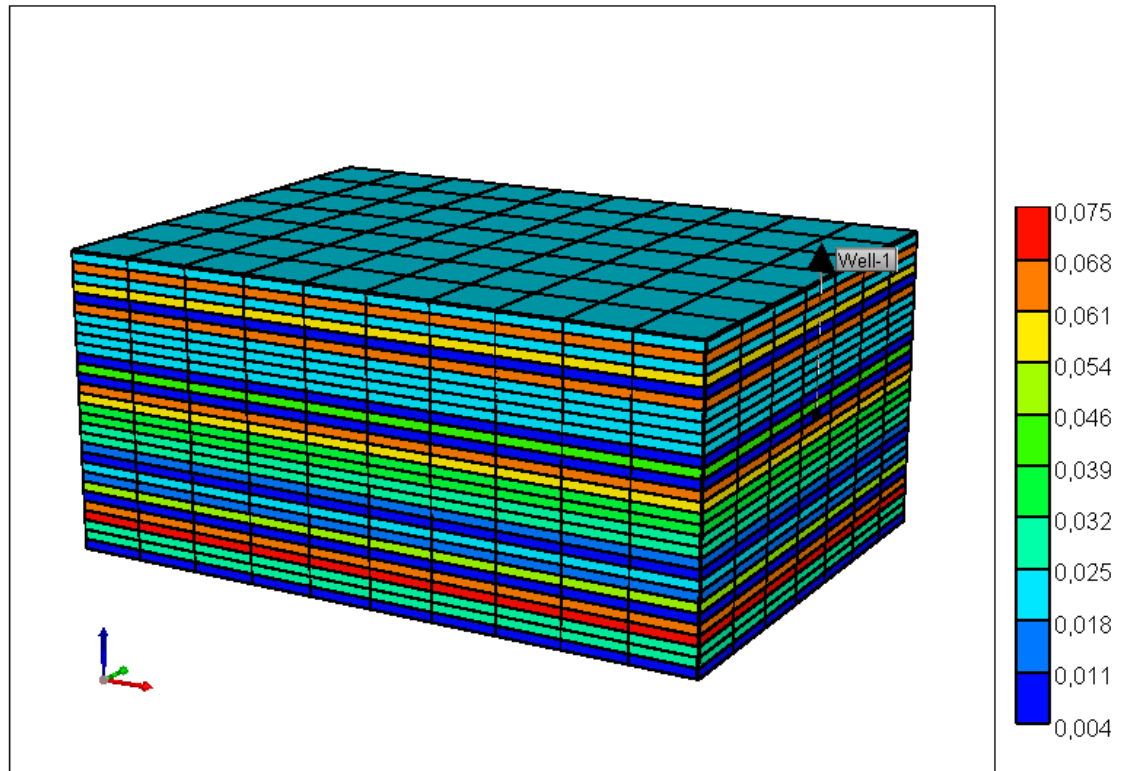
⁵⁰ *Ibíd*

⁵¹ CLARKSON, R.; Et al. Estimation of fracture height growth in layered tight/shale gas reservoirs using flowback gas rates and compositions-Part I: Model Development. *En Journal of natural gas science and engineering*. 2006. pp. 1-13.

⁵² CLARKSON, R.; Et al. Estimation of fracture height growth in layered tight/shale gas reservoirs using flowback gas rates and compositions-Part II: Field application in a liquid-rich tight reservoir. *En Journal of natural gas science and engineering*. 2006. Vol 36. pp. 1031-1049.

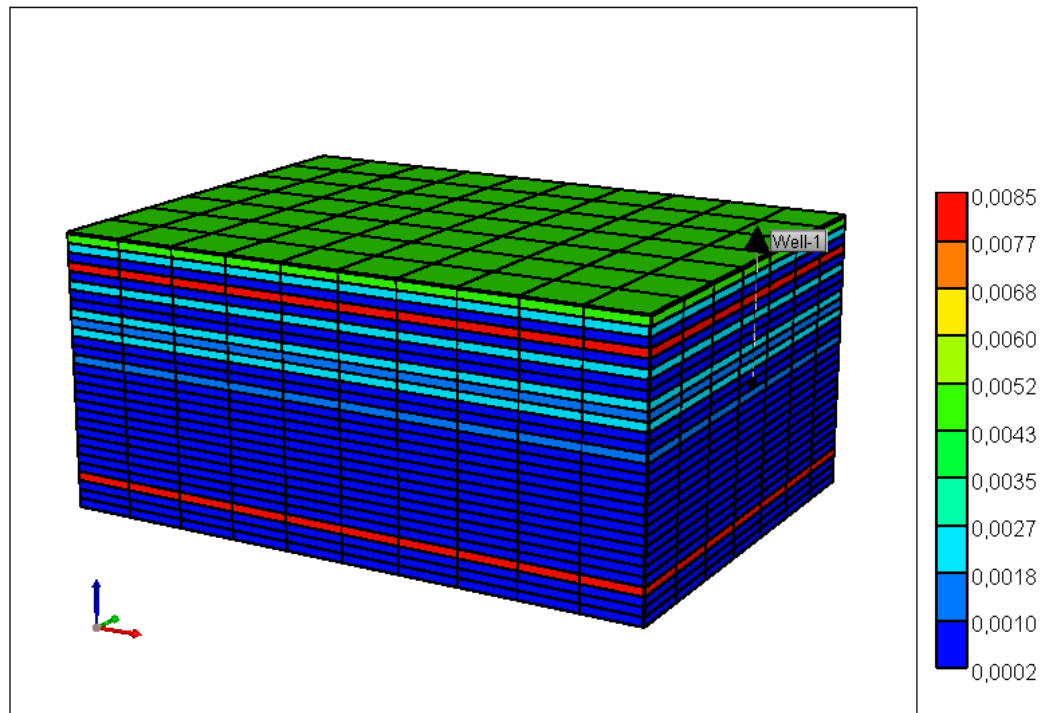
diferentes valores de porosidad y permeabilidad como se observa en la Figura **13** y en la Figura **14** respectivamente, el objetivo de este particular modelado es representar de la mejor manera posible las heterogeneidades del yacimiento para lograr una simulación ajustada a la realidad.

Figura 13. Porosidad de la matriz



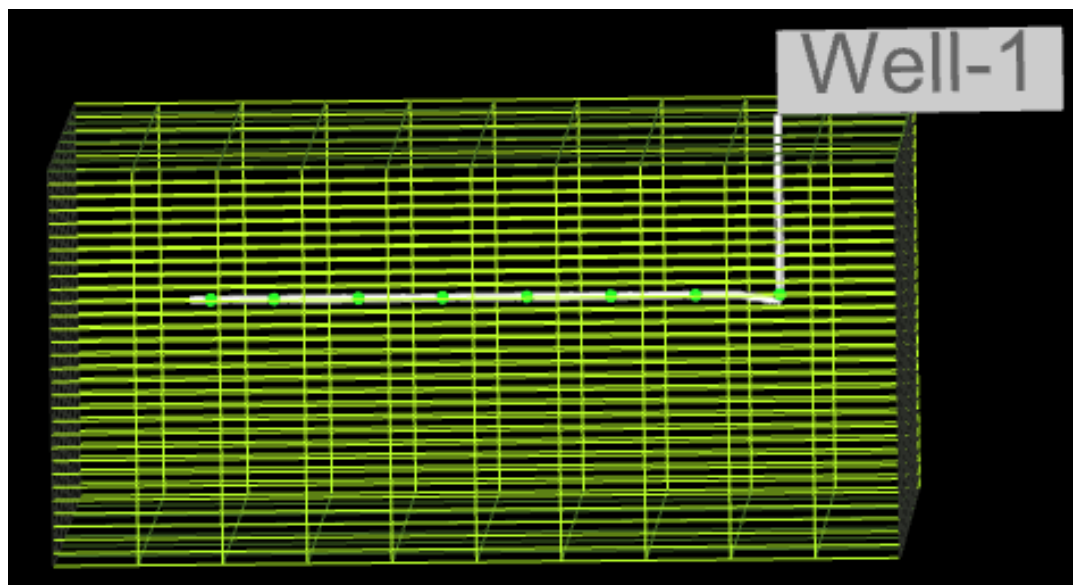
Fuente: Computer Modeling Group, (CMG)

Figura 14. Permeabilidad de la matriz



Fuente: Computer Modeling Group, (CMG)

Figura 15. Modelo de pozo horizontal



Fuente: Computer Modeling Group, (CMG)

La herramienta Builder del software CMG se utilizó para generar un modelo de yacimiento 3-D con las propiedades de la formación Montney descrita en

secciones anteriores. Un único pozo horizontal es simulado desde el costado derecho del yacimiento extendiéndose a lo ancho como se observa en la Figura 15, con el propósito de cubrir la mayor extensión horizontal posible por medio del parámetro de entrada: longitud media de fractura. En la Tabla 5 y la

Tabla 6 y la se muestran los datos de entrada ingresados en Builder:

Tabla 5. Datos de entrada del yacimiento

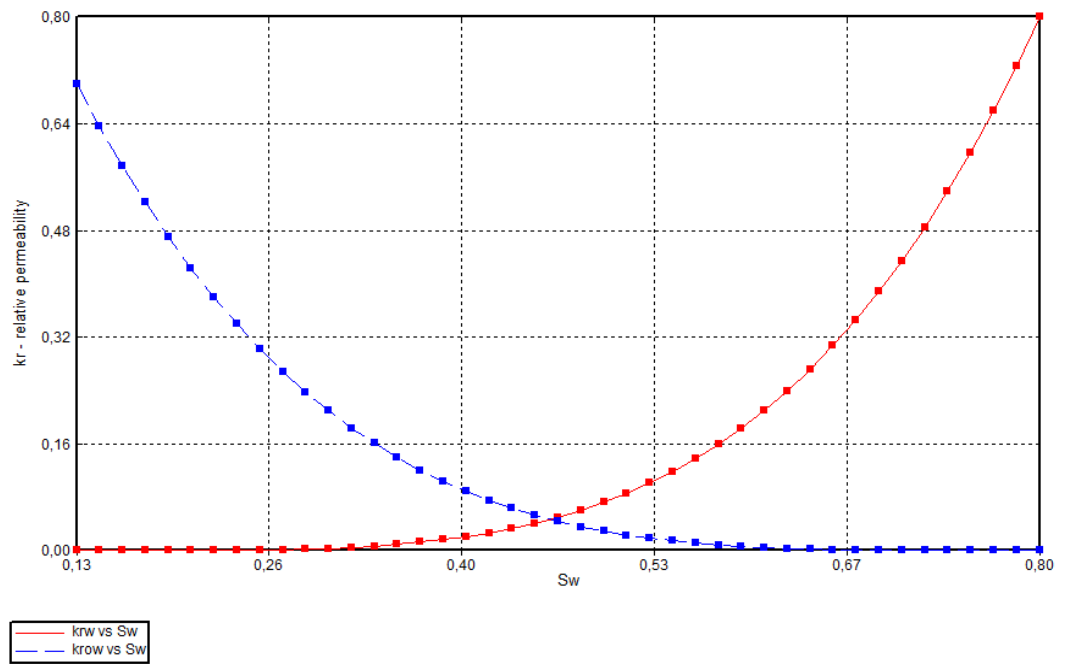
	Unidad	Valores		Unidades	Valores
Número de celdas	i, j, k	10, 7, 30	Tipo de pozo	-	Horizontal, pozo único
Tamaño de celdas	i, j, k (ft)	160, 165, 2.5	Tope del yacimiento	ft	7,242.5
Porosidad de matriz	-	0.0036-0.0821	Restricciones del pozo	Psi / MMSCFD	Presión en fondo de pozo/ caudal de gas
Permeabilidad de Matriz	nd	100-2540	Compresibilidad de Matriz	1/psi	0.00000844 02523
Presión inicial del yacimiento	psi	4,850	Base del yacimiento	ft	7,317.5
Tiempo de simulación	años	7	Saturación inicial de agua	-	0.31
Espesor del yacimiento	ft	75	Temperatura del yacimiento	°F	195.8

Tabla 6. Datos de entrada de fractura

	Unidades	Valores		Unidades	Valores
Porosidad de Fractura	-	0.42	Compresibilidad de Fractura	1/psi	0.0000012302687
Permeabilidad de Fractura	md	46500 - 75600	Conductividad de fractura	mD*ft	1,395 – 2,268
Espaciamiento entre fracturas	ft	160 – 1120	Longitud media de fractura	ft	340 – 750
Número de fracturas hidráulicas	-	1 – 6	Ancho de fractura (caso base)	ft	0.03
Altura de la fractura sobre el pozo	-capas	11	Altura de la fractura bajo el pozo	-capas	11
Refinamiento de las celdas fracturadas	i,j,k	5,5,1	Factor Forchheimer	-	1.6
Correlación para flujo No-Darcy	-	Correlación general	Arreglo de fractura	-	Planar

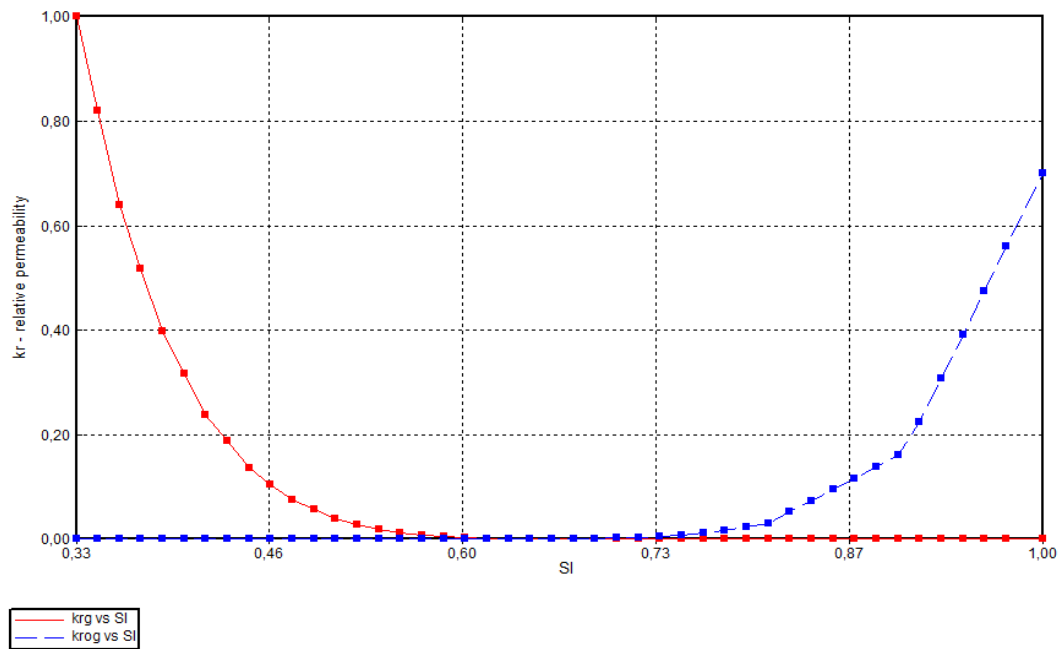
En la Figura **16** y la Figura **17** se muestran las curvas de permeabilidad relativa de la matriz; y en la Figura **19** y la Figura **20** las de la fractura. Asimismo, se puede observar la curva de presión capilar de la matriz en la Figura **18**.

Figura 16. Curva de permeabilidad relativa de la matriz



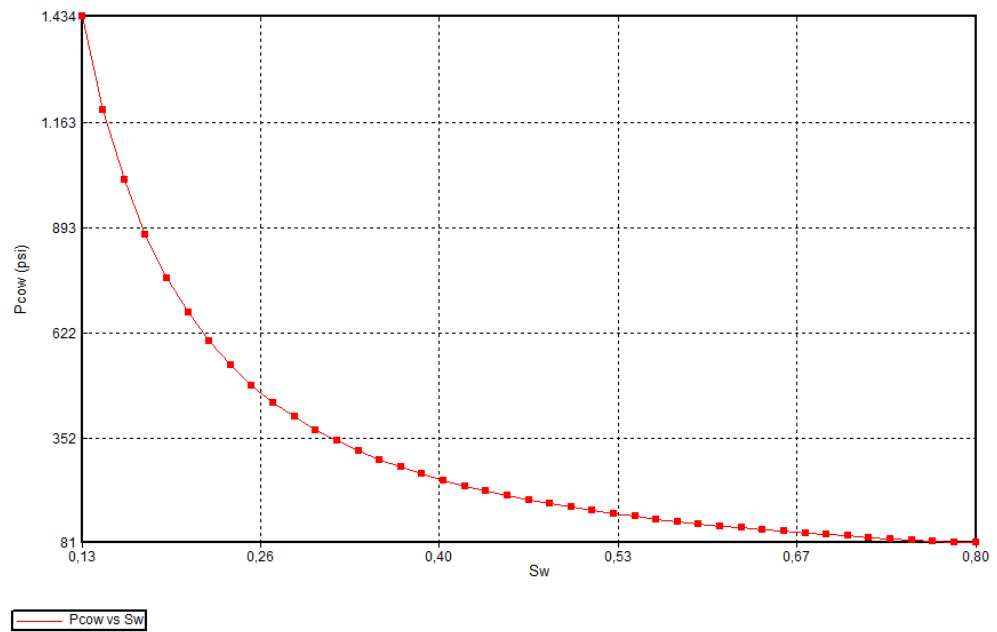
Fuente: Computer Modeling Group, (CMG)

Figura 17. Curva de permeabilidad relativa de la matriz



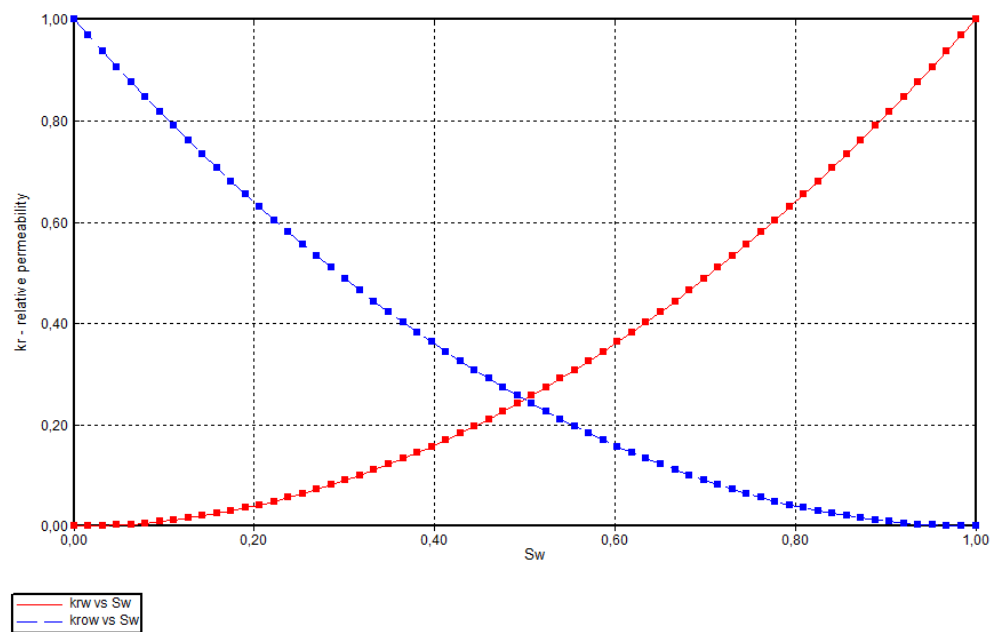
Fuente: Computer Modeling Group, (CMG)

Figura 18. Curva de presión capilar de la matriz



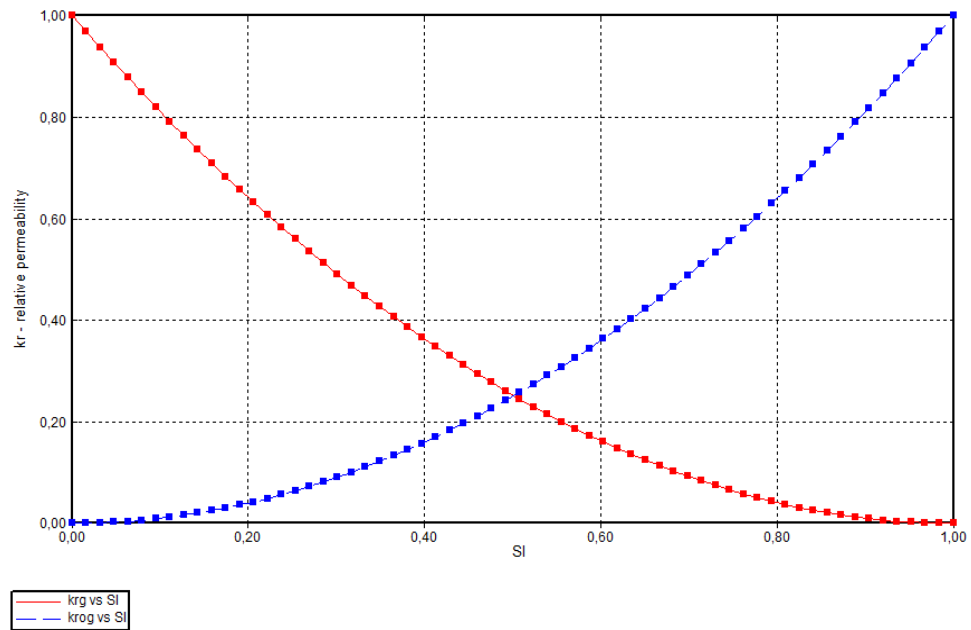
Fuente: Computer Modeling Group, (CMG)

Figura 19. Curva de permeabilidad relativa de la fractura



Fuente: Computer Modeling Group, (CMG)

Figura 20. Curva de permeabilidad relativa de la fractura



Fuente: Computer Modeling Group, (CMG)

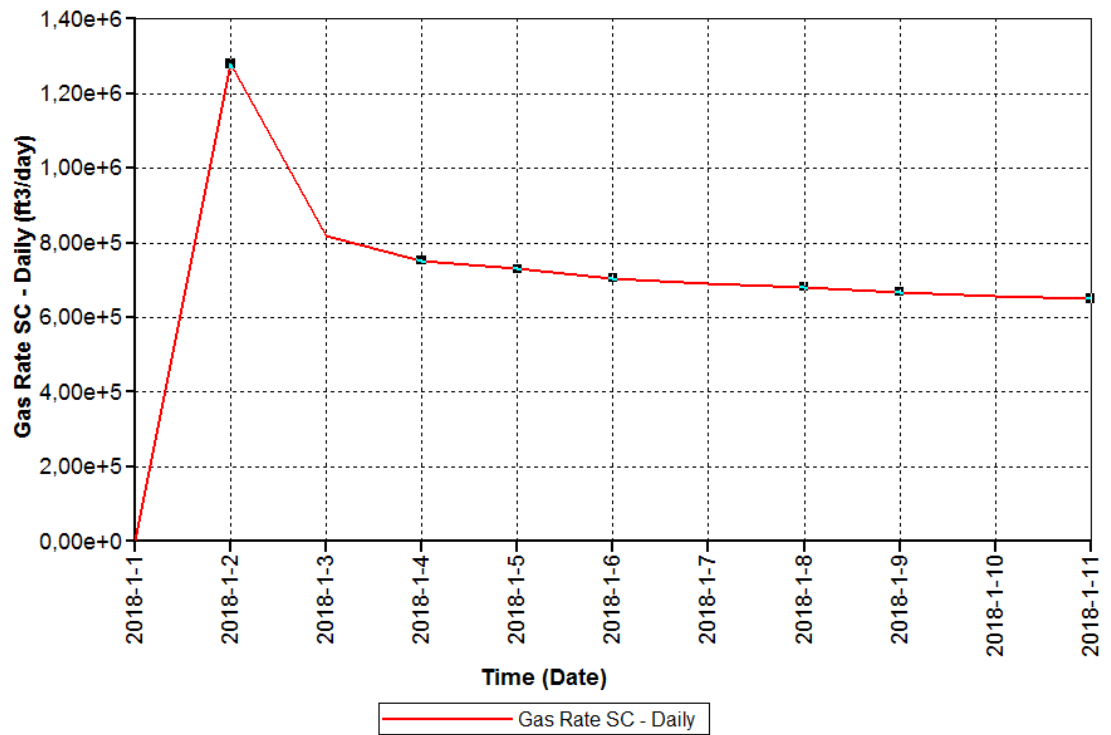
De la Figura 21 a la

Figura **26** se pueden apreciar las gráficas de producción del caso base establecido por los autores (en el que se realizó una sola fractura), cuyo comportamiento coincide en gran medida con las gráficas encontradas en los artículos de Clarkson et.⁵³ Al y Hamdi et. Al⁵⁴. Este caso fue tomado como punto de partida para el desarrollo de las secciones posteriores.

⁵³ CLARKSON, R.; Et al. *Estimation of fracture height growth in layered tight/shale gas reservoirs using flowback gas rates and compositions-Part II: Field application in a liquid-rich tight reservoir*. En *Journal of natural gas science and engineering*. 2006. Vol 36. pp. 1031-1049.

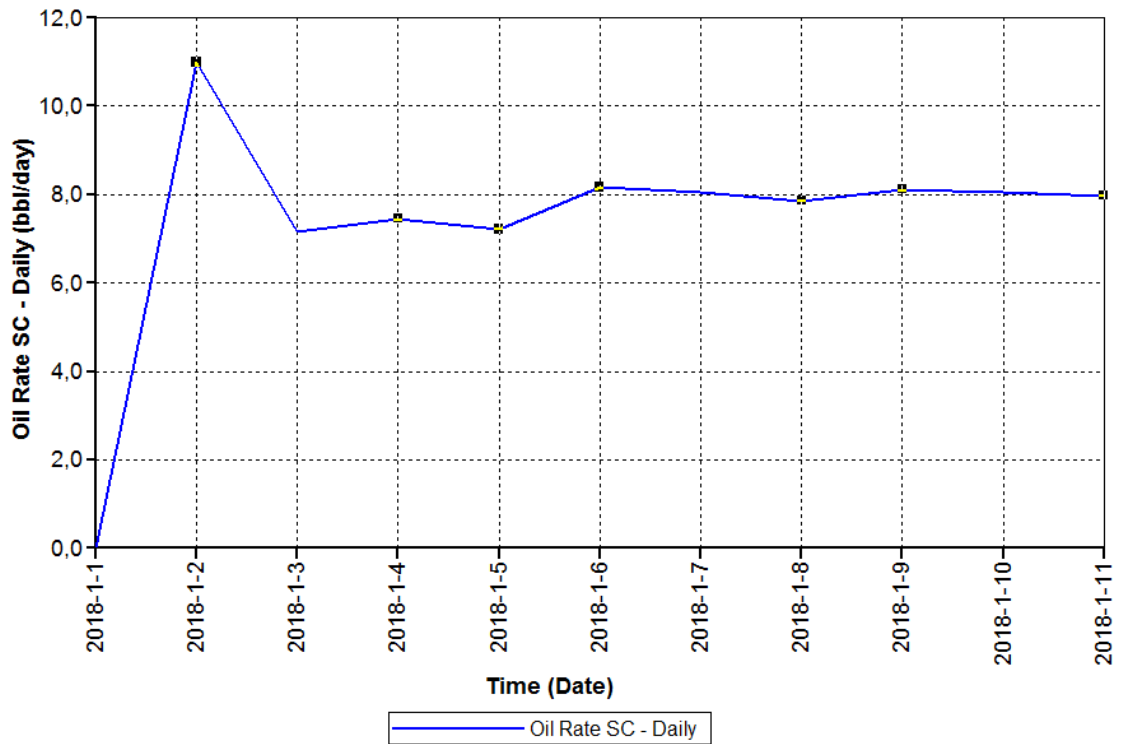
⁵⁴ HAMDÍ, H; Et al. Using differential evolution for compositional history-matching of a tight gas condensate well in the Montney Formation in western Canada. En *Journal of natural gas science and engineering*. 2015. Vol 26. Pp. 1317-1331

Figura 21. Tasa de producción de gas para el caso base



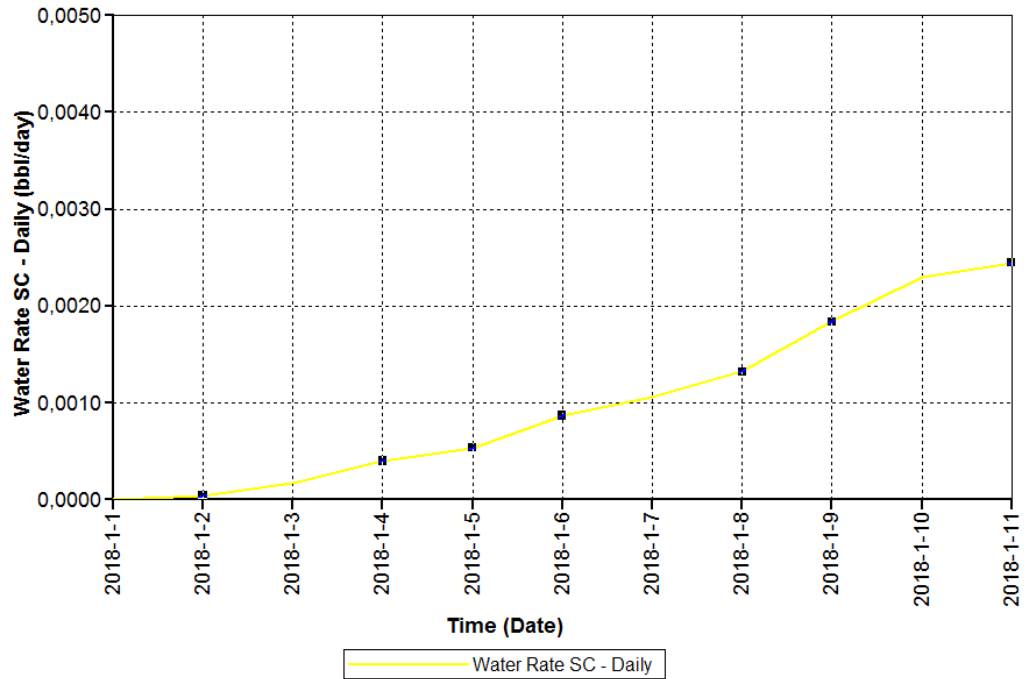
Fuente: Computer Modeling Group, (CMG)

Figura 22. Tasa de producción de aceite para el caso base



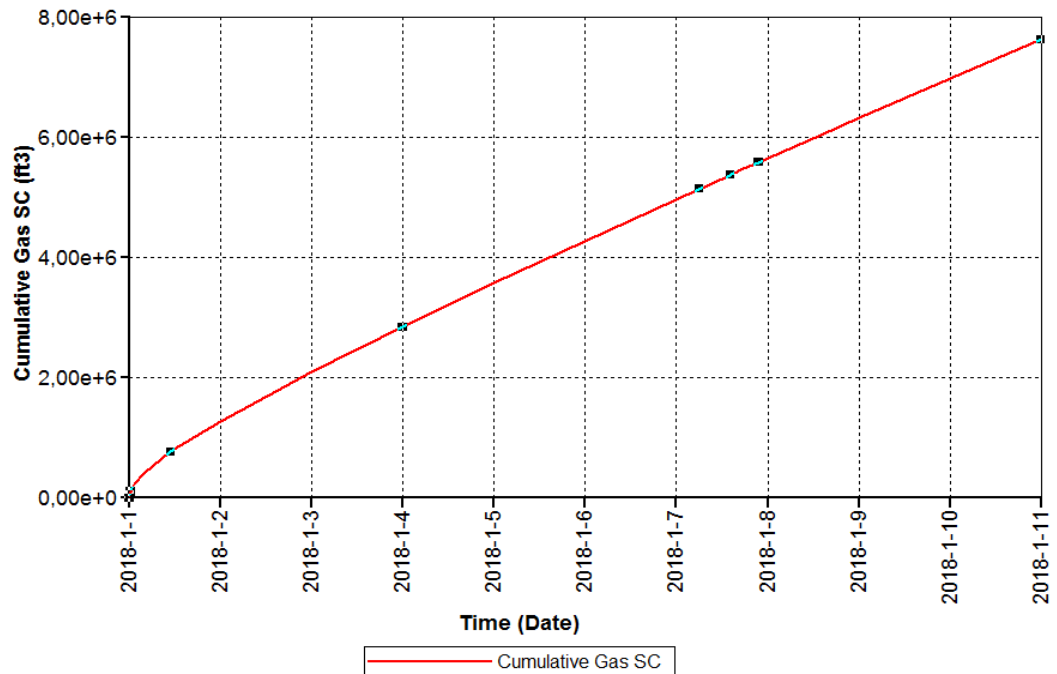
Fuente: Computer Modeling Group, (CMG)

Figura 23. Tasa de producción de agua para el caso base



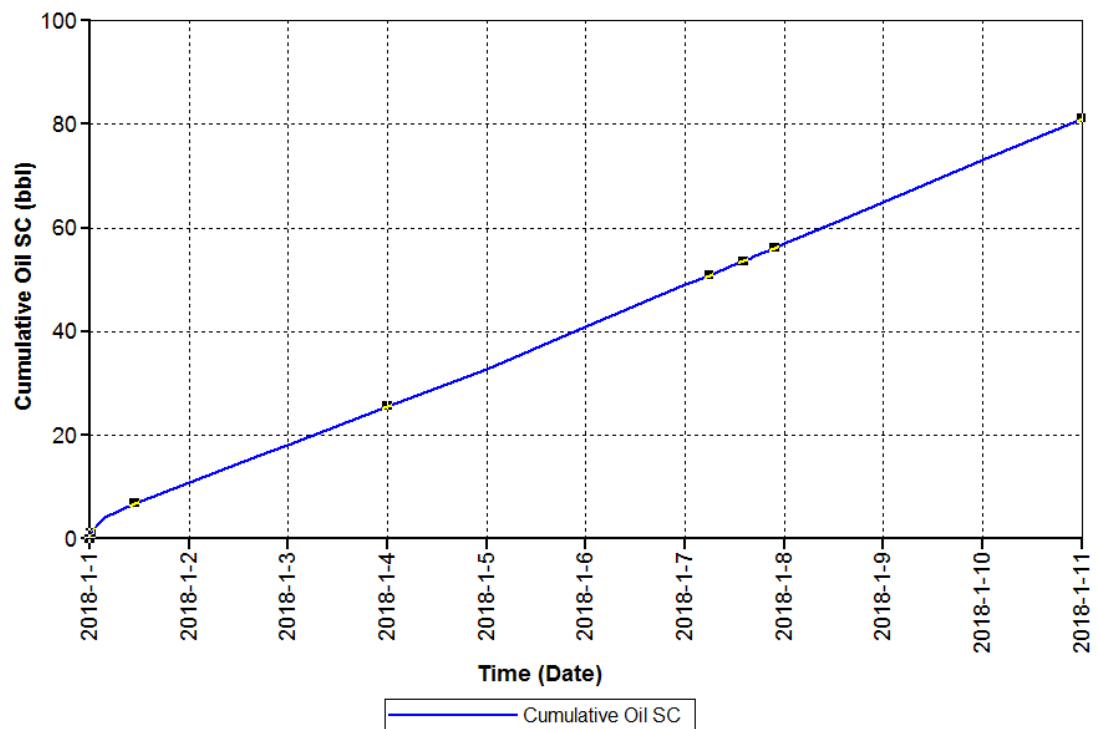
Fuente: Computer Modeling Group, (CMG)

Figura 24. Producción acumulada de gas para el caso base



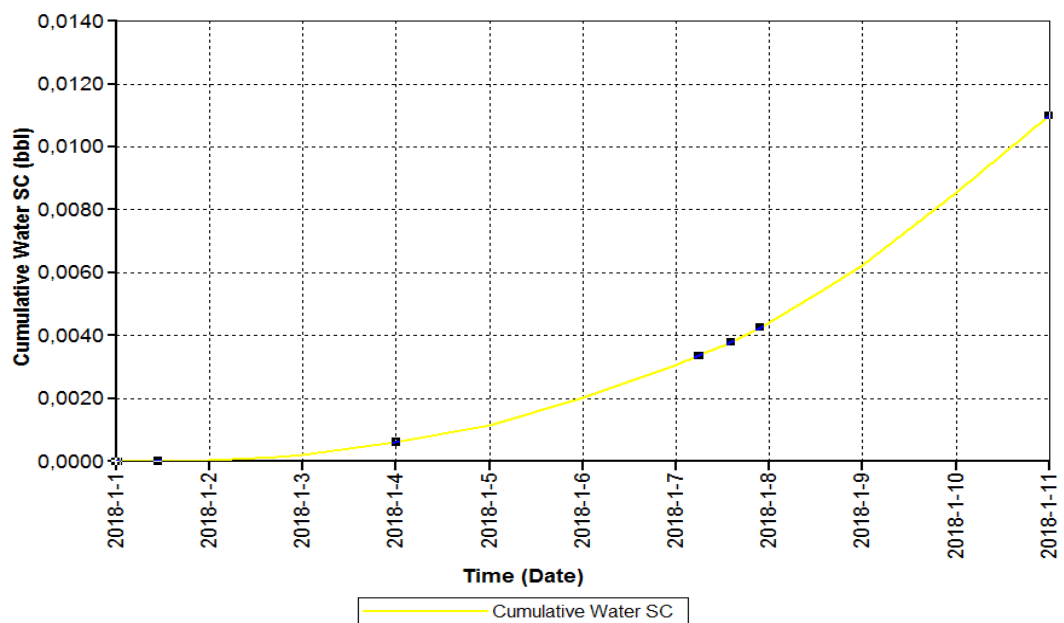
Fuente: Computer Modeling Group, (CMG)

Figura 25. Producción acumulada de aceite para el caso base



Fuente: Computer Modeling Group, (CMG)

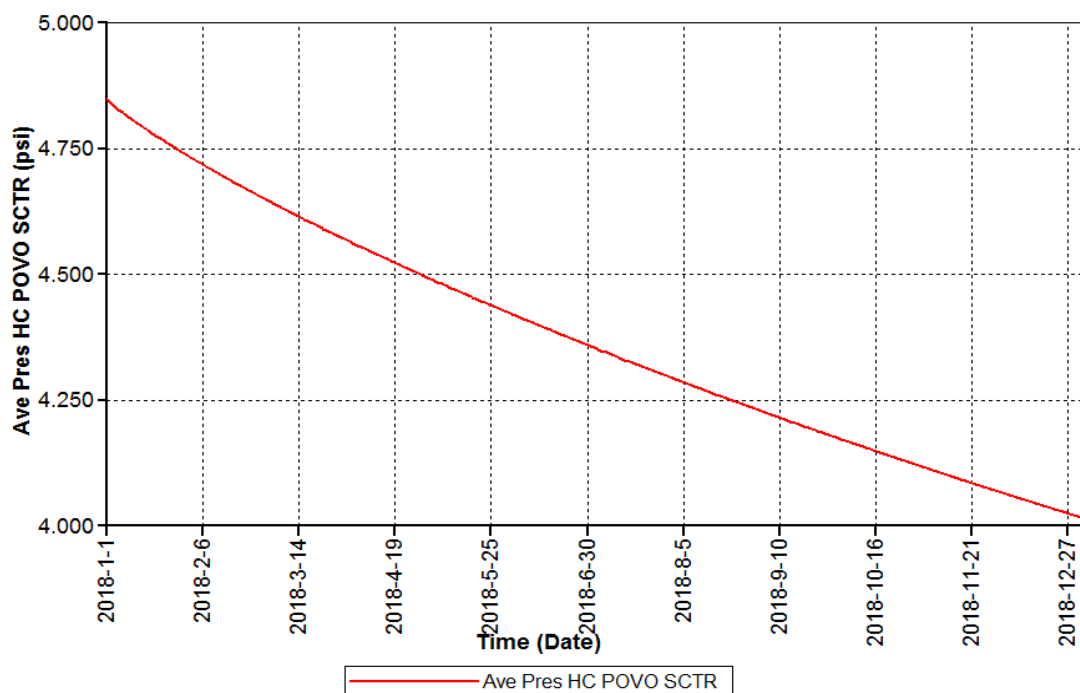
Figura 26. Producción acumulada de agua para el caso base



Fuente: Computer Modeling Group, (CMG)

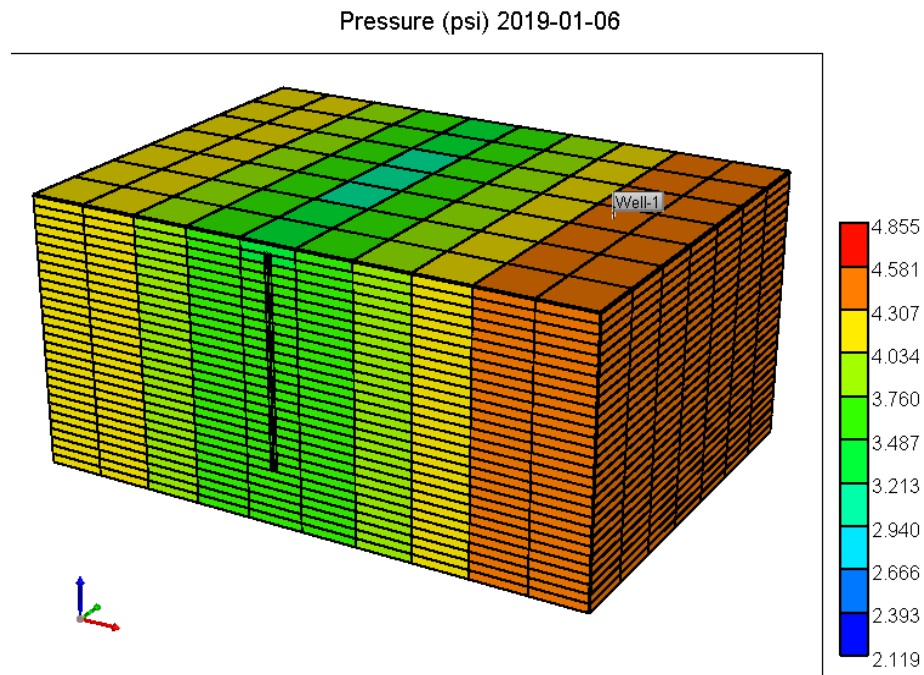
En la Figura 27 y la Figura 28 se muestra el comportamiento de la presión de yacimiento durante el primer año de producción. Es importante aclarar que este trabajo se direccionó desde el planteamiento de sus objetivos a modelos de simulación para periodos largos de producción buscando estudiar la estimulación en todo el tiempo que se aprecia su efecto, las anteriores figuras se presentaron con el facilitar el contraste con los artículos utilizados por los autores como fuentes de investigación.

Figura 27. Comportamiento de la presión del yacimiento para el caso base



Fuente: Computer Modeling Group, (CMG)

Figura 28. Comportamiento de la presión del yacimiento para el caso base (malla de simulación)



Fuente: Computer Modeling Group, (CMG)

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES

Para llevar a cabo el análisis de sensibilidad se tuvieron en cuenta las propiedades principales de las fracturas hidráulicas (estudiadas en secciones anteriores), así como las relaciones entre estas con más incidencia en el desarrollo de la simulación. Los análisis de sensibilidad se llevaron a cabo utilizando las herramientas Builder, Results Graph y Gem del software CMG. Se estudiaron las siguientes propiedades:

- Tamaño de la fractura.
- Conductividad de la fractura.
- Orientación de la fractura.
- Número de fractura.
- Espaciamiento entre fracturas.

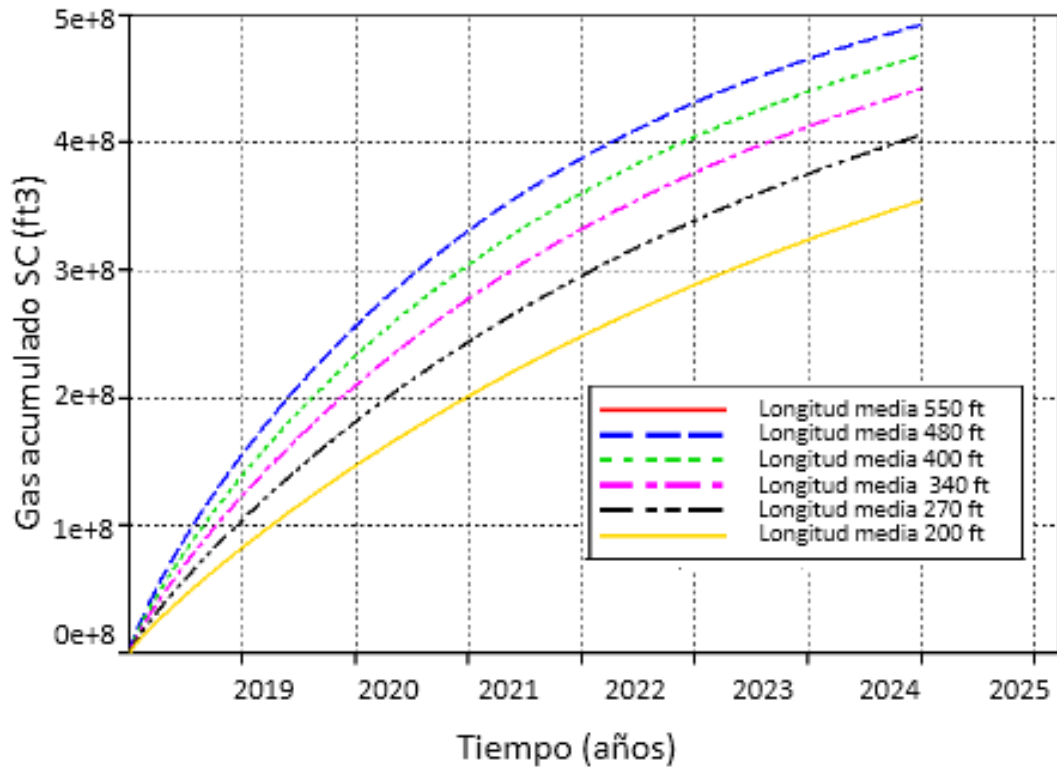
El análisis se enfocó a la producción acumulada de los fluidos (en especial del gas), las tasas de producción se dejaron de lado en esta sección.

4.1.1. Análisis de sensibilidad del tamaño de fractura: Para este análisis se simularon seis escenarios distintos (**Tabla 7**) aumentando simétricamente el tamaño de fractura alejándose de la cara del pozo, se mantuvieron constantes todas las propiedades y se realizó una sola fractura perpendicular al pozo como se muestra en la **Figura 30**.

Tabla 7. Análisis de sensibilidad del tamaño de fractura

Valores de producción al cabo de 7 años	Longitud media de fractura (ft)					
	200	270	340	410	480	550
Producción acumulada de gas (MMSCF)	354.403	406.064	442.254	468.275	492.152	506.393
Producción acumulada de aceite (STB)	4,731.040	5,416.020	5,891.500	6,231.970	6,542.590	6,723.000
Producción acumulada de agua (STB)	91.892	106.246	116.053	122.353	126.957	128.069

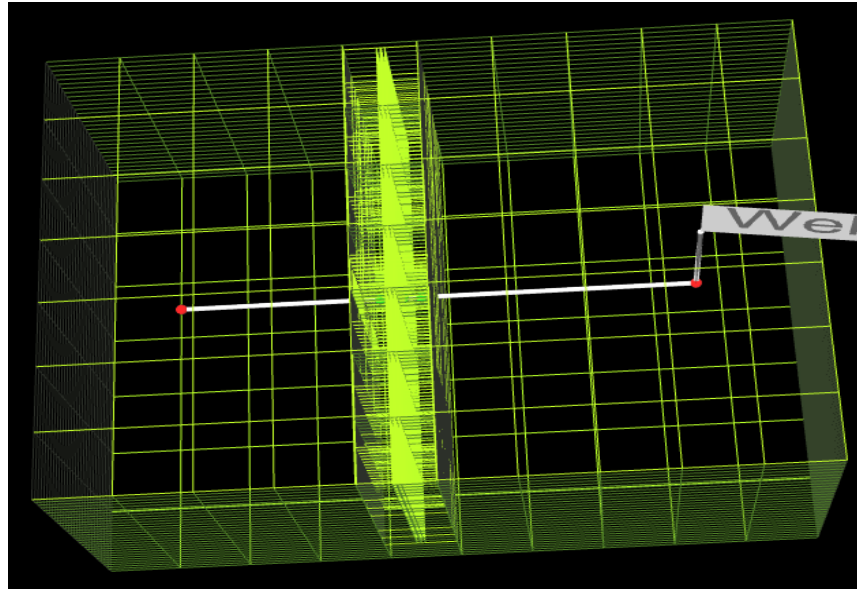
Figura 29. Sensibilidad del tamaño de fractura



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). (Modificado por los autores)

Como era de esperarse, se puede observar que el aumento en el tamaño de fractura resulta en mayores valores de producción a lo largo de la vida del yacimiento; sin embargo, no se puede afirmar que esta relación sea estrictamente lineal puesto que en la gráfica se observa que el incremento de los valores de producción no es constante. Es evidente que los cambios en las curvas de producción acumulada no son iguales al pasar de una longitud media de fractura de 200 ft a 270 ft que al pasar de 480ft a 550 ft, por lo cual se necesita un análisis más profundo de esta sensibilidad para el planteamiento de conclusiones satisfactorias. Los resultados se presentan en la Figura 29

Figura 30. Fractura perpendicular al pozo



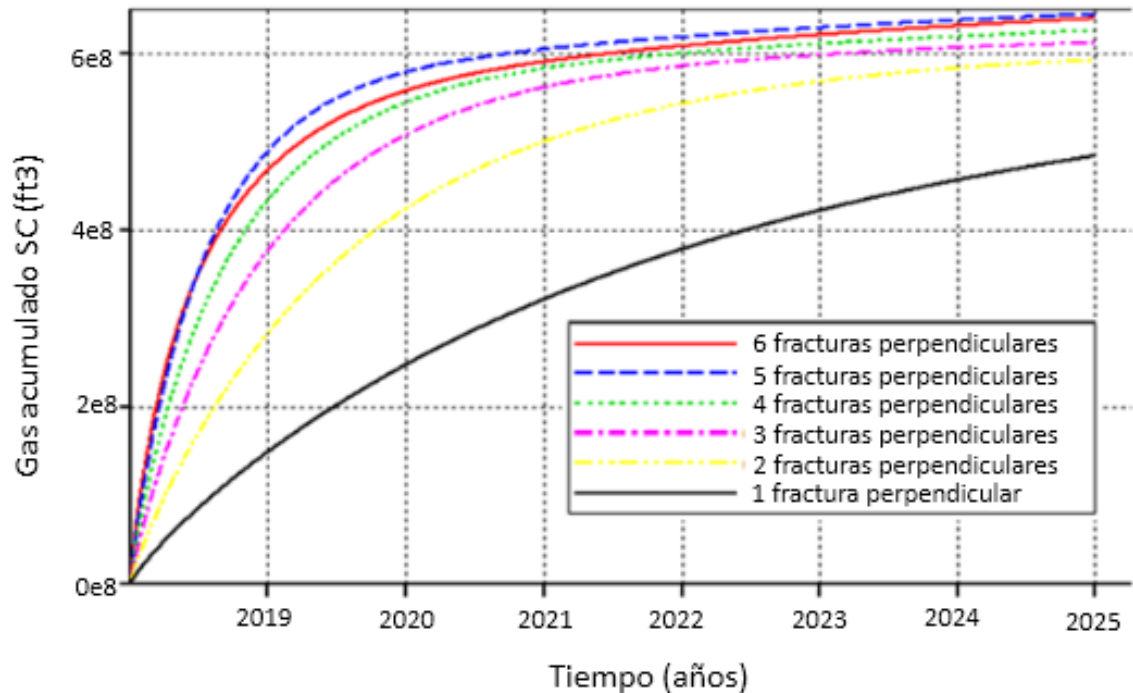
Fuente: Computer Modeling Group (CMG)

4.1.2. Análisis de sensibilidad del número de fractura: Para este análisis se plantearon seis escenarios (cada uno con número de fractura diferente y todos los demás parámetros tanto de la matriz como de la fractura se trataron como constantes, el rango de variación tomado fue de una a seis.

Tabla 8. Análisis de sensibilidad del número de fractura

Valores de producción al cabo de 7 años	Número de fractura					
	1	2	3	4	5	6
Producción acumulada de gas (MMSCF)	484.294	592.544	612.200	625.798	644.365	639.635
Producción acumulada de aceite (STB)	6,442.650	7,830.070	8,024.850	8,120.040	8,267.960	8,144.310
Producción acumulada	125.779	164.415	171.119	174.651	169.954	180.968

Figura 31. Sensibilidad del número de fractura



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). (Modificado por los autores)

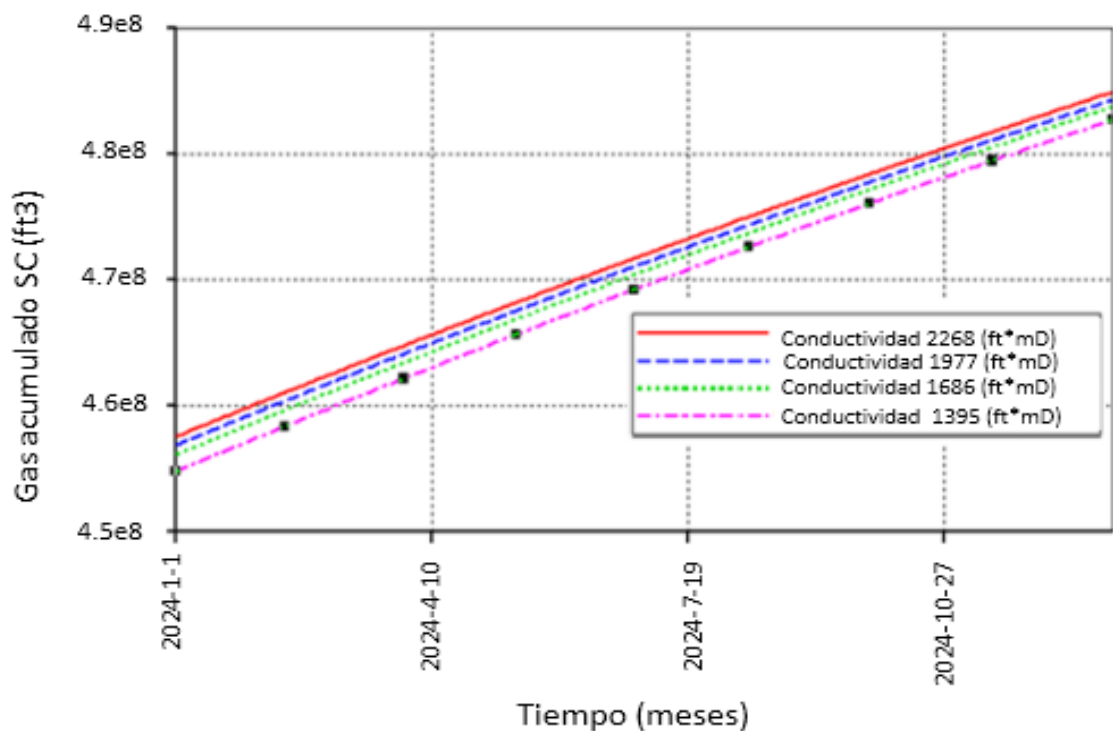
Se puede observar en la Figura **31** que no hay un comportamiento de las curvas tan uniforme como en la sensibilidad anterior, sin embargo, sí es posible notar una tendencia de los valores de producción a aumentar con el número de fracturas. Llama la atención el escenario en que se realizaron seis fracturas puesto que su valor final de producción acumulada de gas se ubica por debajo del caso en que se hicieron cinco fracturas, esto se pudo haber dado debido a factores como ubicación de las perforaciones y la anisotropía de la formación. Nuevamente, se puede afirmar que, el análisis gráfico, pese a dar una pauta del comportamiento de la producción en función de la sensibilización de los parámetros de fractura; no es del todo concluyente y se hace necesario complementar estos análisis.

4.1.4. Análisis de sensibilidad de la conductividad de fractura: En este análisis se plantearon cuatro escenarios (**Tabla 9**), en los cuales se varió la conductividad de la fractura de una manera regular y los demás parámetros no se cambiaron, para esta sensibilidad se utilizaron modelos con una sola fractura.

Tabla 9. Análisis de sensibilidad de la conductividad de fractura

Valores de producción al cabo de 7 años	Conductividad de fractura (mD*ft)			
	1395	1686	1977	2268
Producción acumulada de gas (MMSCF)	482.720	483.758	484.294	484.926
Producción acumulada de aceite (STB)	6422.750	6436.240	6442.650	6449.630
Producción acumulada de agua (STB)	119.895	123.367	125.779	127.526

Figura 32. Sensibilidad de la conductividad de fractura



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

Con base en la

Figura 32 se puede afirmar que mientras más conductividad tenga la fractura, mayor será su producción; sin embargo, esta relación no es tan evidente como en los casos del número o tamaño de fractura, se tuvo que consignar en este documento una gráfica aumentada puesto que en la gráfica completa es muy difícil valorar el comportamiento de las curvas elaboradas.

4.1.5. Análisis de sensibilidad de la orientación de fractura: Esta sensibilidad se dividió en dos partes con el fin de poder realizar un mejor análisis de la propiedad, se buscó hacer un contraste entre las fracturas perpendiculares y una fractura horizontal a lo largo de todo el pozo. Lo interesante de esta sensibilidad es el hecho de que mientras con las fracturas perpendiculares al pozo varía el área de contacto con la formación, con una fractura paralela se logra mayor contacto con una estrategia a priori más eficiente.

Tabla 10. Análisis de sensibilidad de la orientación de fractura

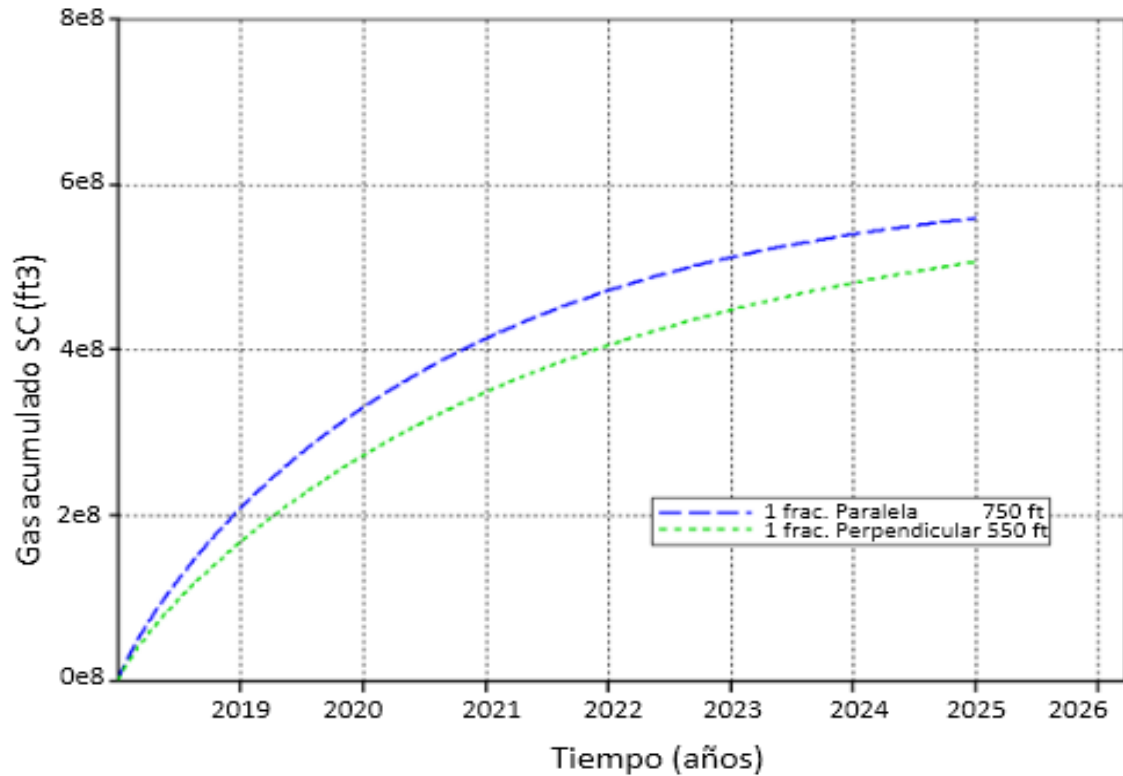
Valores de producción al cabo de 7 años	Fracturas perpendiculares					
	No fractura	1 fractura paralela	1	2	3	4
Producción acumulada de gas (MMSCF)	0	559.036	506.393	595.538	606.579	608.952
Producción acumulada de aceite (STB)	0	7,424.080	6,723.000	7,860.840	7,965.500	7,976.9004
Producción acumulada de agua (STB)	0	90.006	128.069	163.815	172.859	179.943

Comparación entre una fractura paralela, una perpendicular y ninguna fractura

Para este escenario, se diseñaron las fracturas (Tabla 10) de tal manera que pudiesen extenderse sobre su eje tanto como las dimensiones del yacimiento les

permitiese, el caso de una fractura paralela al pozo se encuentra representado en la Figura 35.

Figura 33. Sensibilidad de la orientación de fractura



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). (Modificado por los autores)

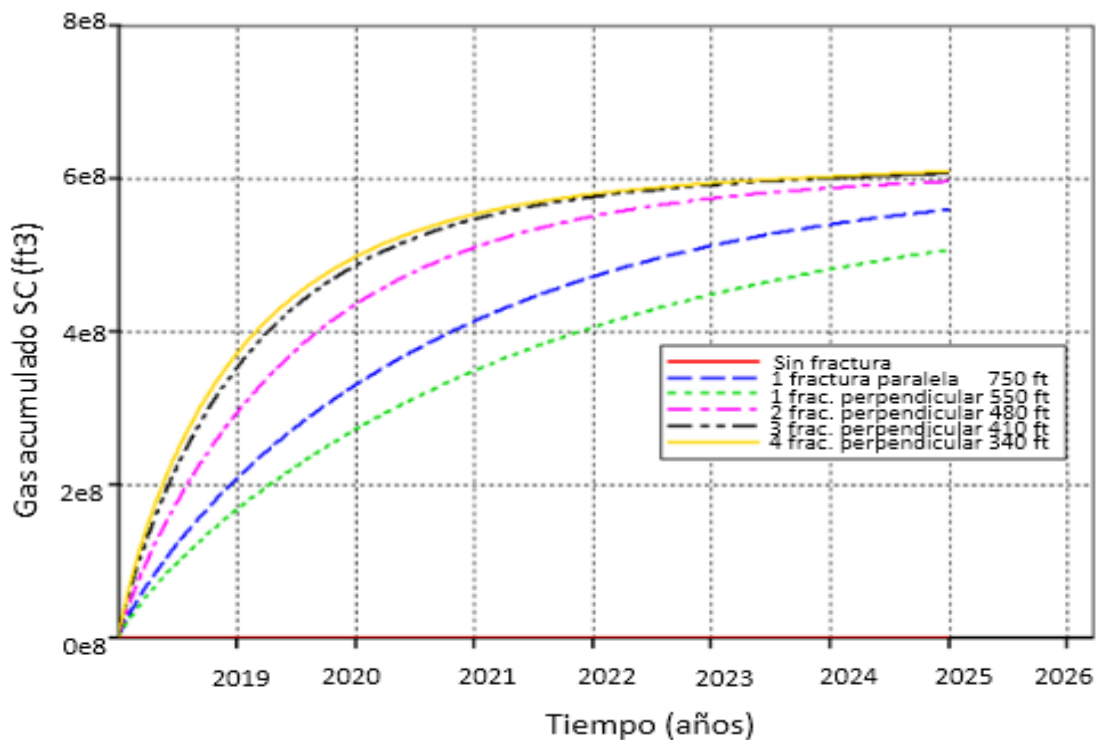
Debido a las características petrofísicas de la formación no hay producción si no hay estimulación (Figura 33), por esto en el caso en que no hay fracturas, pese a ser el de mayor número de perforaciones no hay producción a lo largo de toda la simulación. Por otro lado, se observó que la fractura paralela al pozo resultó en una mayor producción, se podría pensar entonces que son más útiles las fracturas a lo largo del pozo puesto que se logra una mayor área de contacto con la formación, es en este punto donde se observa la importancia de los estudios geomecánicos: Los esfuerzos in-situ deben ser estudiados junto con la orientación de la fractura durante la etapa de planeación del fracturamiento. Al remitirse a la literatura citada en la sección final de este documento se evidencia

que para las formaciones de *tight gas* lo más usual es diseñar las fracturas perpendiculares al pozo teniendo en cuenta los estados de esfuerzos locales.

Comparación entre una fractura paralela y varias fracturas perpendiculares

Para este escenario se disminuyó la longitud de las fracturas de acuerdo a su número para mantener consistencia en el análisis, los autores se propusieron mantener el volumen de la fractura en esta sensibilidad (como se observa en la Figura 34).

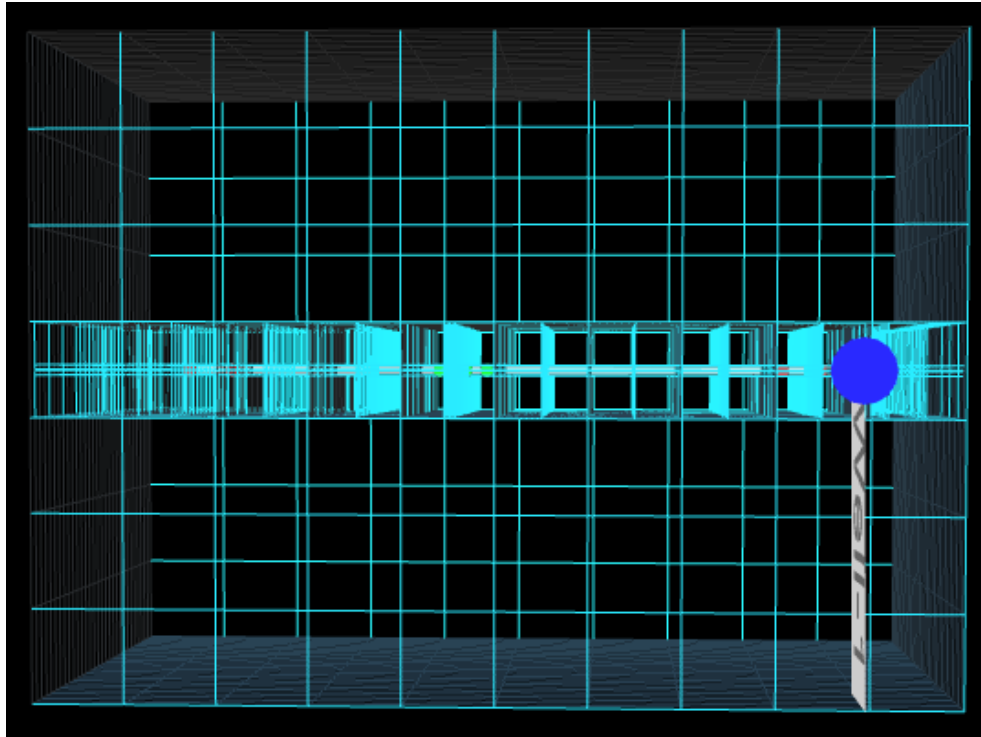
Figura 34. Sensibilidad de la orientación de fractura (segunda parte)



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). (Modificado por los autores)

Se evidencia la eficiencia de las fracturas perpendiculares cuando cubren una mayor área de contacto, de lo cual se puede deducir que la penetración en la roca no es tan importante como el área de contacto con la cara del pozo, pero a la larga también favorece de una manera importante la producción de los yacimientos de *tight gas*.

Figura 35. Fractura paralela al pozo



Fuente: Computer Modeling Group (CMG)

4.1.6. Análisis de sensibilidad del tamaño y número de fractura: Con el fin de poder interpretar gráficas de una manera más concluyente se dio lugar a sensibilidades en las que no se varía un solo parámetro sino dos, de esta manera se puede estudiar con más certeza qué tan sensible es un parámetro en el diseño de las fracturas con respecto a las demás propiedades.

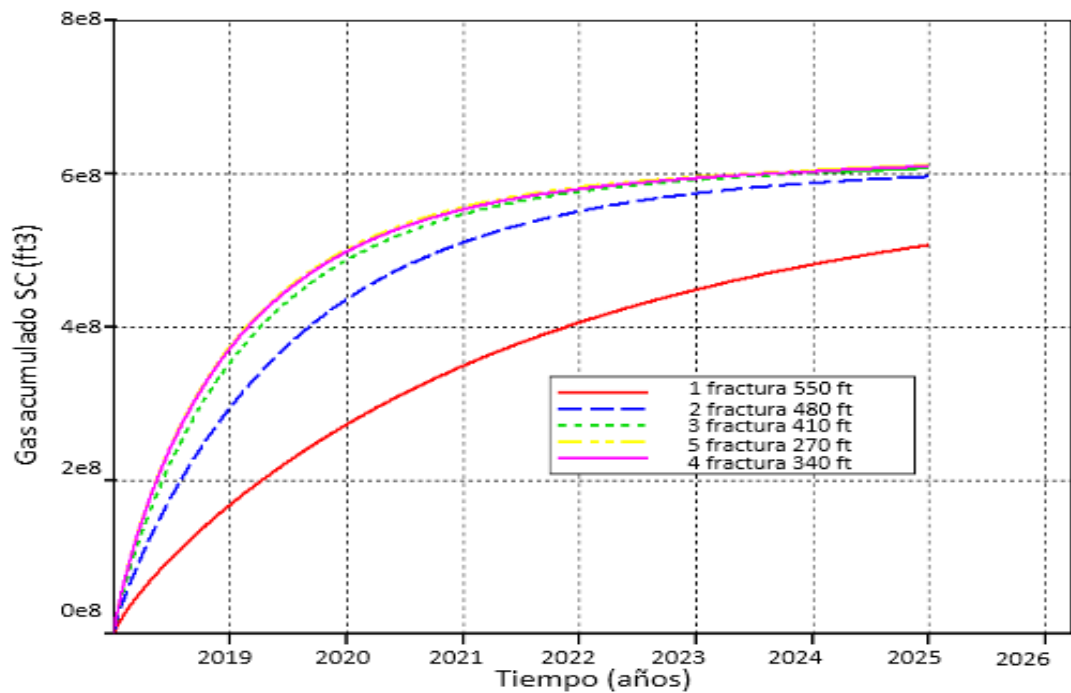
Para conservar la consistencia en el análisis, se realizaron fracturas simétricas con el mismo ancho y la misma conductividad conservando el volumen de fractura. Fueron planteados cinco escenarios con valores diferentes de número y longitud media de fractura como se observa en la Tabla 11. El valor máximo de número de fractura tomado fue de seis (Figura 37).

Tabla 11. Análisis de sensibilidad del número y tamaño de fractura

Valores de producción al cabo de 7 años	Número*Tamaño de fractura (ft)				
	1*550	2*480	3*410	4*340	5*270
Producción acumulada de gas (MMSCF)	506.381	595.538	606.579	608.952	610.288
Producción acumulada de aceite (STB)	6,722.650	7,860.840	7,965.500	6,722.650	7,996.270
Producción acumulada de agua (STB)	128.064	163.815	172,859.000	128.064	183.319

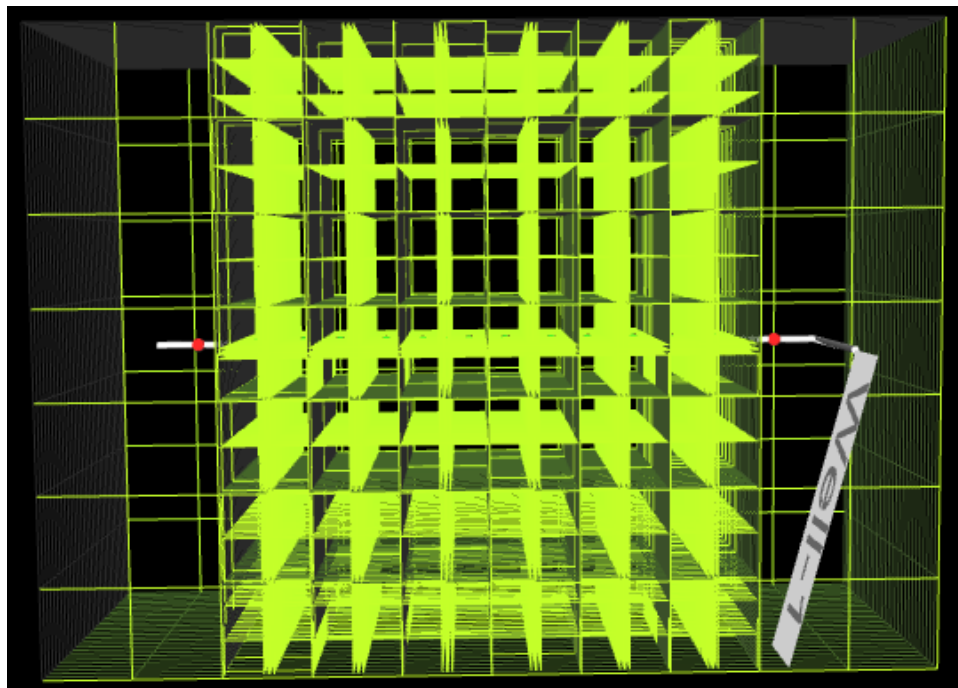
En la Figura 36 se observa la manera cómo cambia el comportamiento de las curvas de producción a medida que se aumenta el área de contacto con la cara del pozo; mientras se aumenta el número de fracturas de la misma manera aumenta la producción, se puede plantear que el tamaño de fractura no tiene tanta incidencia en el estímulo de la producción como el área de contacto ganada con el incremento del número de fracturas, sin embargo esto no se aprecia tan claramente cuando el incremento en el número de fractura no es tan importante en relación con su magnitud original. Aunque se identifica una tendencia en la sensibilidad, es necesario realizar más análisis para el planteamiento de conclusiones sólidas.

Figura 36. Sensibilidad de número y tamaño de fractura



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). (Modificado por los autores)

Figura 37. Modelado de seis fracturas perpendiculares al pozo



Fuente: Computer Modeling Group (CMG)

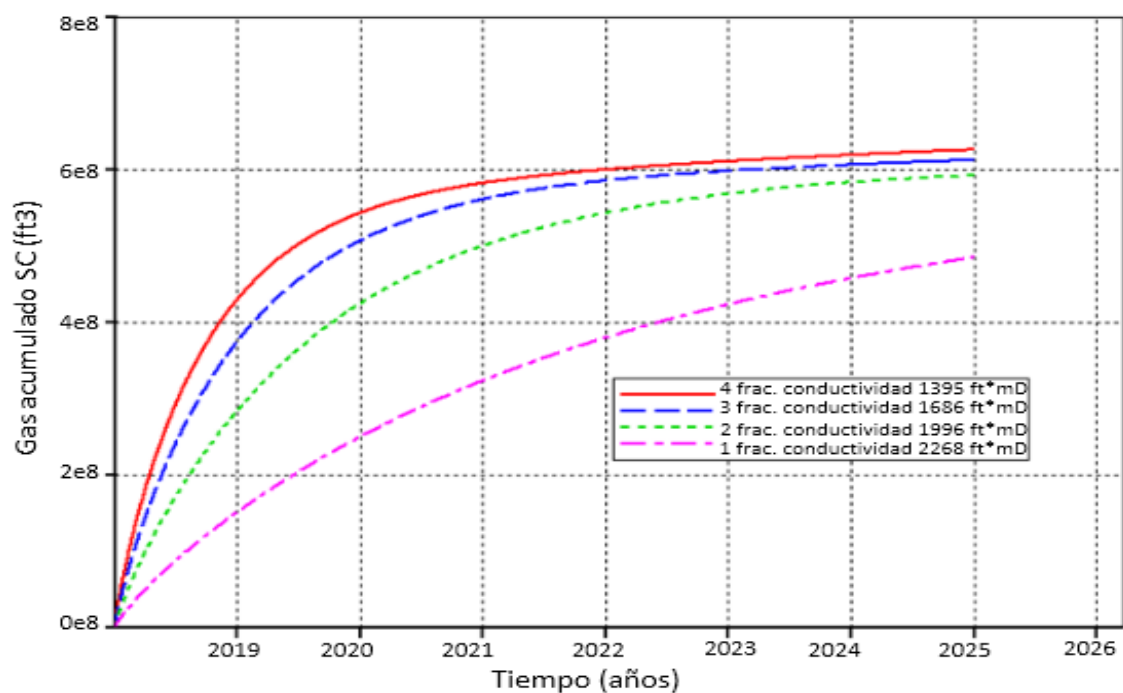
4.1.7. Análisis de sensibilidad de la conductividad y número de fractura:

Para llevar a cabo esta sensibilidad se tomaron cuatro escenarios en los cuales se combinaron el número de fractura y la conductividad como se puede apreciar en la Tabla 12. Se realizaron fracturas simétricas con el mismo tamaño.

Tabla 12. Análisis de sensibilidad de la conductividad y número de fractura

Valores de producción al cabo de 7 años	Número*Conductividad de fractura (mD*ft)			
	1*2268	2*1977	3*1686	4*1395
Producción acumulada de gas (MMSCF)	484.907	592.544	612.528	625.917
Producción acumulada de aceite (STB)	6,450.340	7,830.070	8,025.000	8,122.350
Producción acumulada de agua (STB)	127.526	164.415	168.252	167.158

Figura 38. Sensibilidad de la conductividad y número de fractura



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). (Modificado por los autores)

En la Figura 38 se observa que las curvas de producción son más sensibles al aumento del número de fractura que al de la conductividad. Se puede afirmar que el área de contacto es la propiedad más importante en el diseño de las fracturas puesto que en todas las sensibilidades el incremento en el número influye más en el comportamiento de la producción que los demás parámetros sensibilizados.

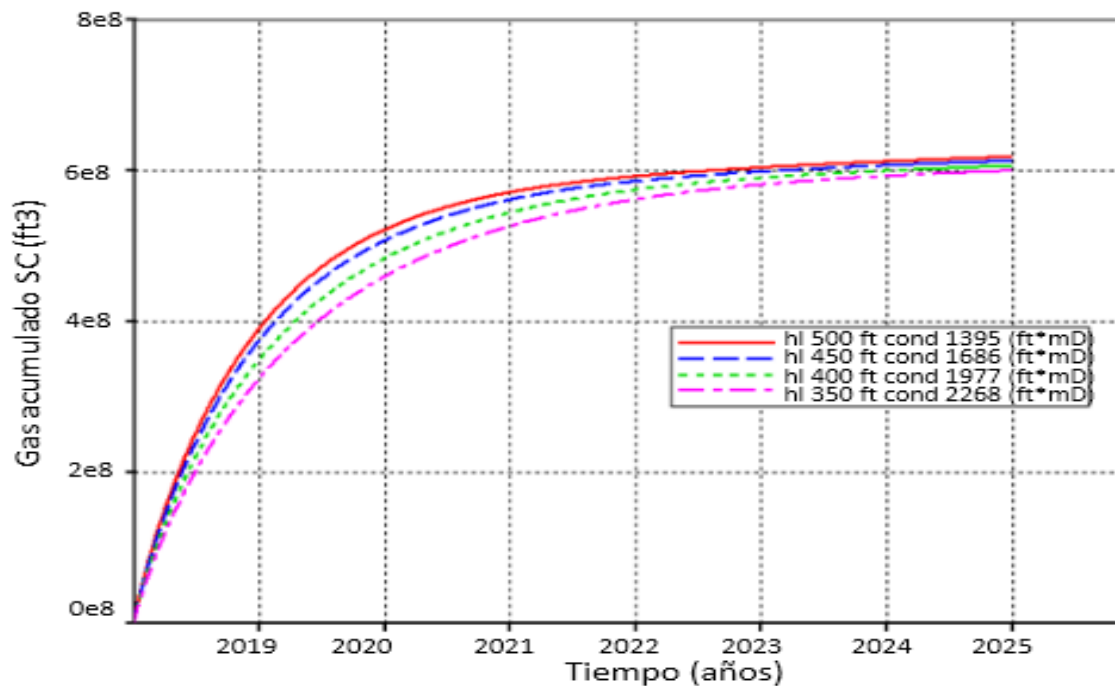
4.1.8. Análisis de sensibilidad de la conductividad y el tamaño de fractura:

Continuando con la estrategia de analizar cada uno de las propiedades de fractura como se planteó al inicio de la sección, se realizó una sensibilidad variando la conductividad de fractura junto con su número, se plantearon cuatro escenarios con tres fracturas simétricas (**Tabla 13**) con el mismo ancho.

Tabla 13. Análisis de sensibilidad de la conductividad y tamaño de fractura

Valores de producción al cabo de 7 años	Longitud media*Conductividad de fractura (ft*mD*ft)			
	350*2268	400*1977	450*1686	500*1395
Producción acumulada de gas (MMSCF)	599.409	605.620	612.540	618.031
Producción acumulada de aceite (STB)	7,898.190	7,957.900	8,024.960	8,071.130
Producción acumulada de agua (STB)	175.020	173.162	168.165	159.495

Figura 39. Sensibilidad de la conductividad y el tamaño de fractura



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). (Modificado por los autores)

Esta sensibilidad tiene un comportamiento diferente al de todas las anteriores, se podría plantear la hipótesis que una fractura caracterizada por su gran tamaño muy posiblemente incrementará más la producción que una que resalte por su conductividad, sin embargo, en este caso más que en los demás es necesario realizar más análisis (Figura 39).

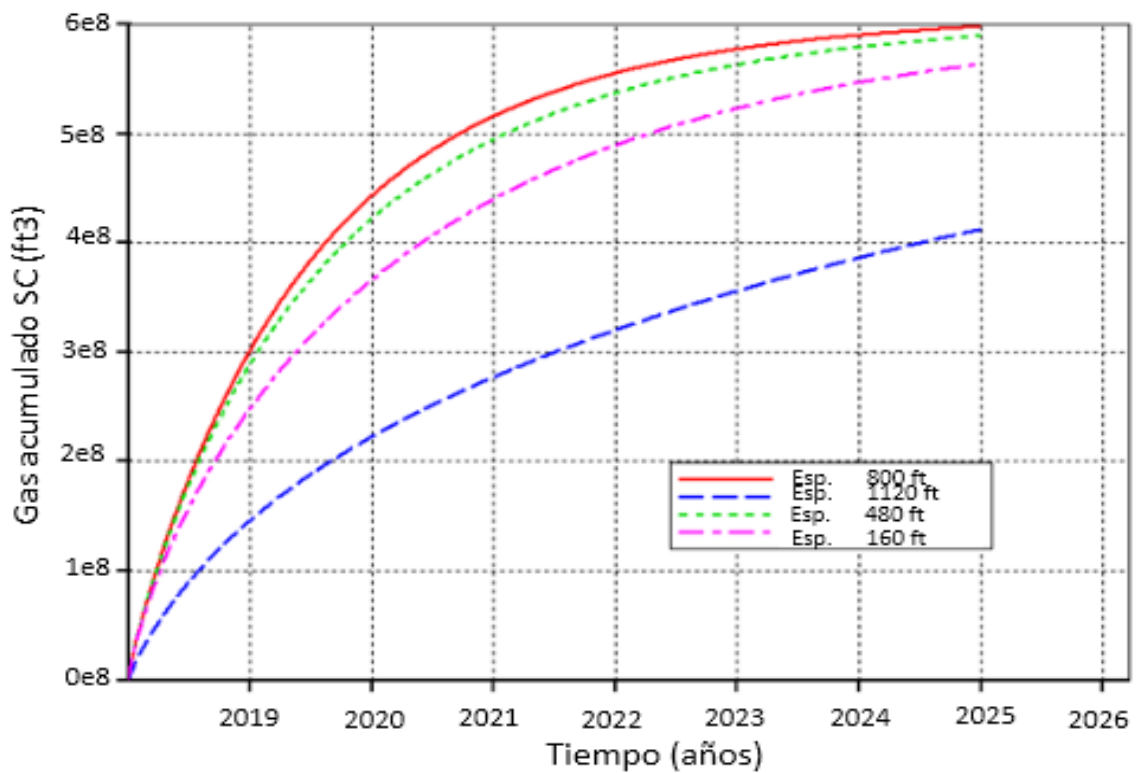
4.1.9. Análisis de sensibilidad del espaciamiento entre fracturas: Este análisis consta de dos partes, una llevada a cabo con dos fracturas (Tabla 14) y otra con tres (Tabla 15), se utilizaron estos dos números en particular porque son los que permiten realizar esta sensibilidad de forma adecuada teniendo en cuenta las dimensiones de la malla. En este caso (más que en todos las anteriores) fue importante mantener la simetría entre las fracturas (como se observa en la Figura 41) y la conductividad como un valor constante, la longitud media tampoco se varió.

Dos fracturas

Tabla 14. Análisis de sensibilidad del espaciamento entre dos fracturas

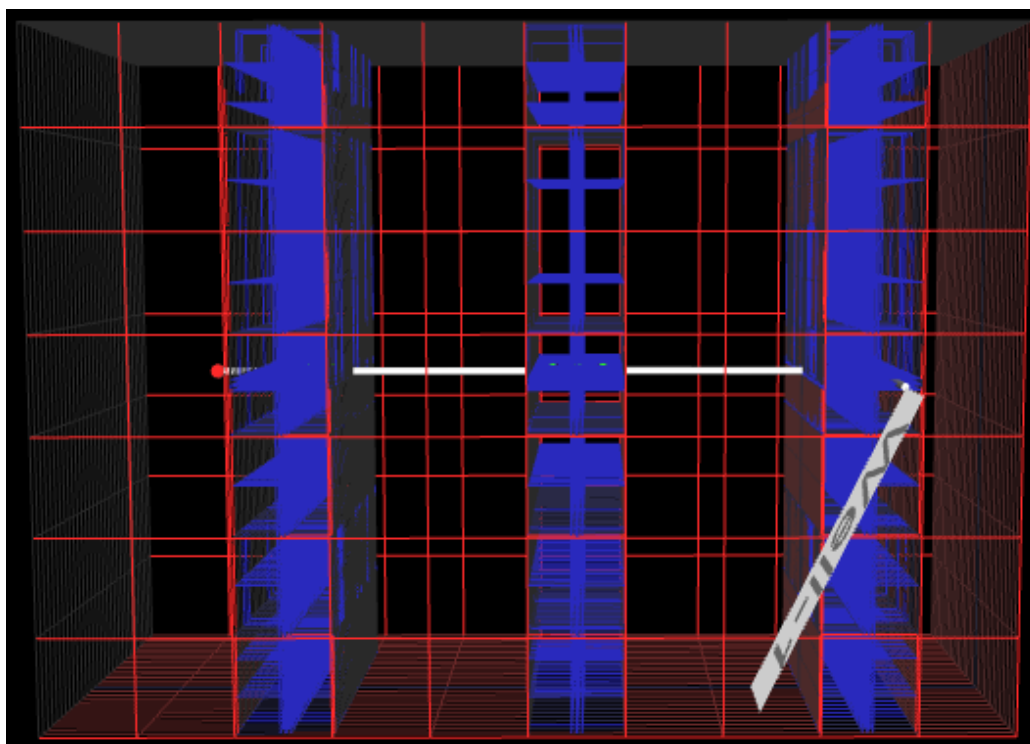
Valores de producción al cabo de 7 años	Espaciamento entre fracturas (ft)			
	160	480	800	1120
Producción acumulada de gas (MMSCF)	562.926	588.818	597.347	411.980
Producción acumulada de aceite (STB)	7,420.140	7,765.560	7,878.170	5,462.900
Producción acumulada de agua (STB)	160.853	163.294	163.028	109.367

Figura 40. Sensibilidad del espaciamento entre dos fracturas



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). (Modificado por los autores)

Figura 41. Tres fracturas simétricas perpendiculares al pozo



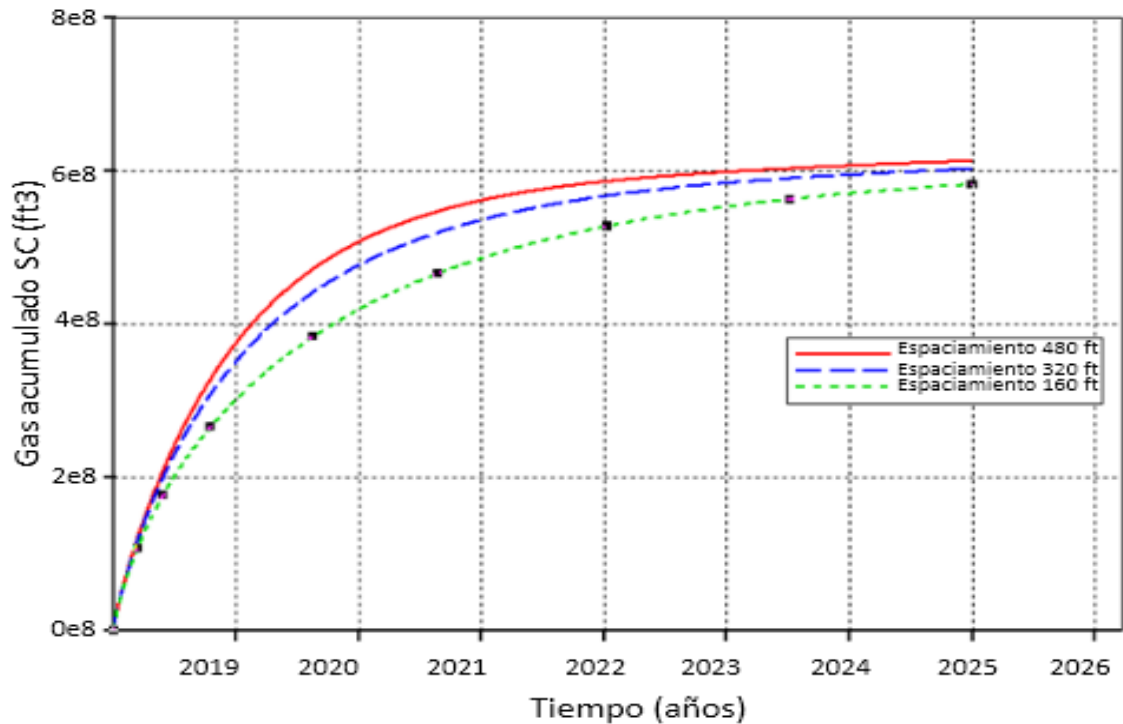
Fuente: Computer Modeling Group (CMG)

Tres fracturas

Tabla 15. Análisis de sensibilidad del espaciamiento entre tres fracturas

Valores de producción al cabo de 7 años	Espaciamiento entre fracturas (ft)		
	160	320	480
Producción acumulada de gas (MMSCF)	581.908	601.981	612.528
Producción acumulada de aceite (STB)	7,625.770	7,889.490	8,025.000
Producción acumulada de agua (STB)	174.201	170.930	168.252

Figura 42. Sensibilidad del espaciamiento entre tres fracturas



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). (Modificado por los autores)

En la Figura 40 y la

Figura 42, se puede apreciar cómo a medida que aumenta el espaciamiento entre las fracturas también lo hace la producción, una curva se desmarca de este comportamiento pero se puede atribuir a la geometría de la malla ya que en ese caso las fracturas se realizaron en los extremos por lo cual la presión hacia el centro del yacimiento no cayó como en los demás escenarios, se puede afirmar que a menos que se haga el fracturamiento muy próximo a los límites del yacimiento, hay una relación directa entre el espaciamiento entre fracturas y la magnitud de la producción acumulada.

4.2. ANÁLISIS ESTADÍSTICO

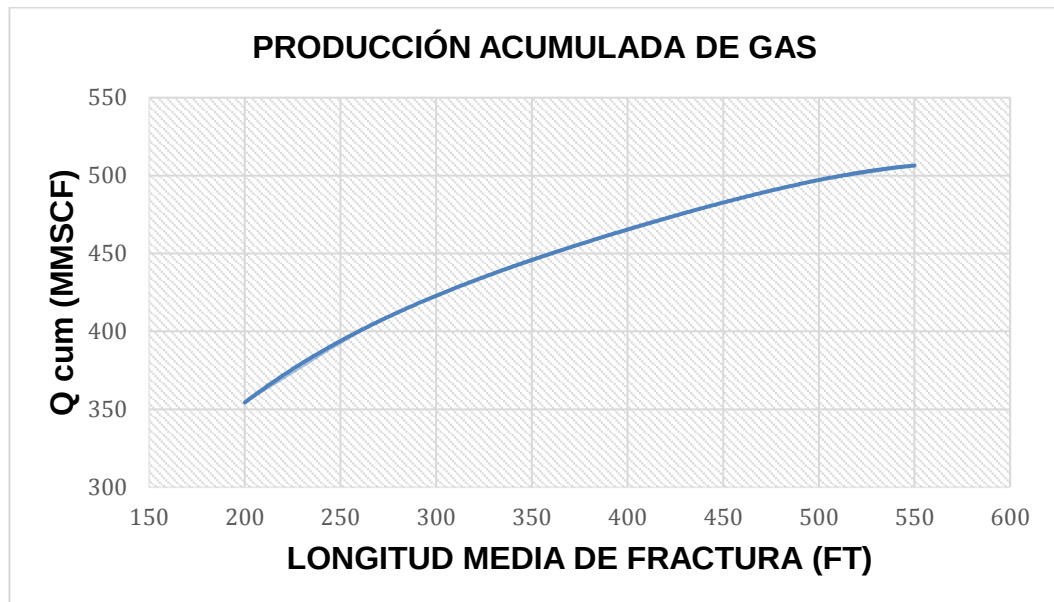
Este análisis se llevó a cabo con el fin de complementar la investigación llevada a cabo, su desarrollo trata de la formulación de una serie de correlaciones (planteadas por los autores) mediante las cuales se pueda predecir la incidencia

de los cambios en las propiedades de fractura sobre las reservas del yacimiento en cuestión.

A continuación, se presentan las correlaciones encontradas para cada una de las sensibilidades llevadas a cabo y mostradas al inicio de esta sección, asimismo, se presentan las gráficas correspondientes en los casos en que solo se tomó una variable. Todas las correlaciones fueron halladas mediante regresiones basadas en los resultados de simulación.

4.2.1. Tamaño de fractura

Figura 43. Modelo de la producción acumulada de gas para la sensibilidad del tamaño de fractura



$$a + b * (HL) + c * (HL)^2 + d * (HL)^3 + e * (HL)^4 + f * (HL)^5 \quad p$$

Donde

$$a = 436.590$$

$$b = -3.753$$

$$c = 0.032$$

$$d = -0.0001$$

$$e = 1.584E-07$$

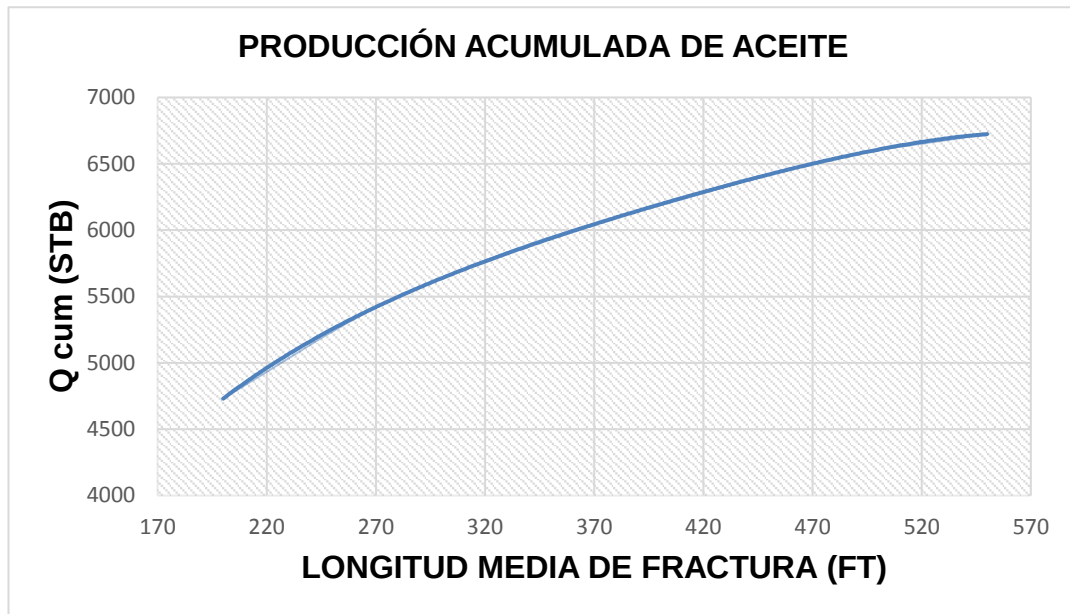
$$f = -9.043E-11$$

HL= Longitud media de fractura (ft)

Coeficiente (r^2): 1.0

Coeficiente (r): 1.0

Figura 44. Modelo de la producción acumulada de aceite para la sensibilidad del tamaño de fractura



$$a + b * (HL) + c * (HL)^2 + d * (HL)^3 + e * (HL)^4 + f * (HL)^5$$

Donde

$$a = 5587.100$$

$$b = -46.481$$

$$c = 0.409$$

$$d = -1.353E-03$$

$$e = 2.044E-06$$

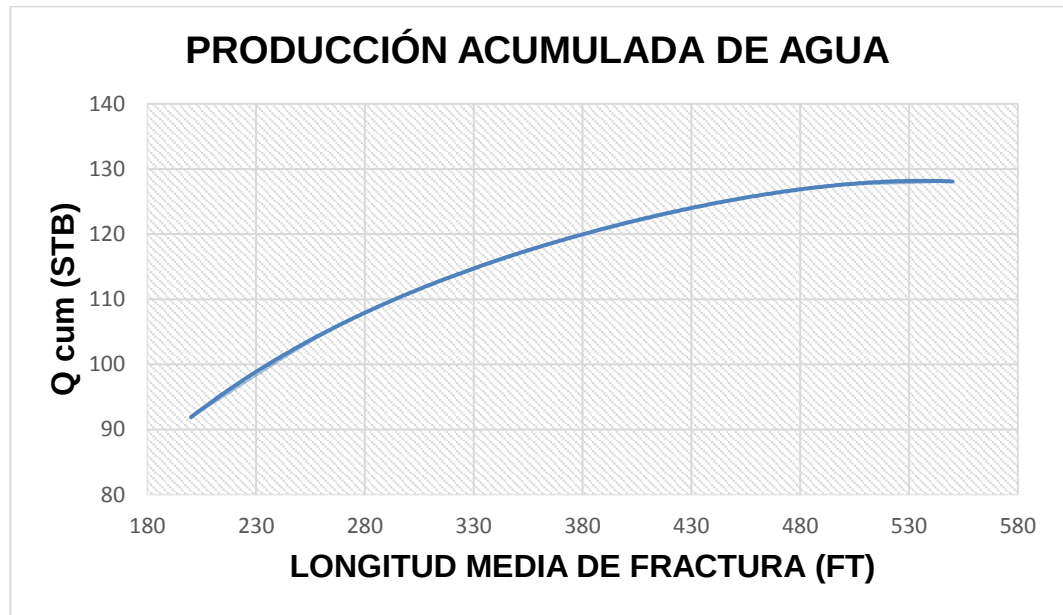
$$f = -1.171E-09$$

HL= Longitud media de fractura (ft)

Coeficiente (r^2): 1.0

Coeficiente (r): 1.0

Figura 45. Modelo de la producción acumulada de agua para la sensibilidad del tamaño de fractura



$$a + b * (HL) + c * (HL)^2 + d * (HL)^3 + e * (HL)^4 + f * (HL)^5 \quad (8)$$

Donde:

$$a = 230.380$$

$$b = -2.767$$

$$c = 0.019$$

$$d = -5.684E-05$$

$$e = 8.106E-08$$

$$f = -4.462E-11$$

$$HL = \text{Longitud media de fractura (ft)}$$

$$\text{Coeficiente } (r^2): 1.0$$

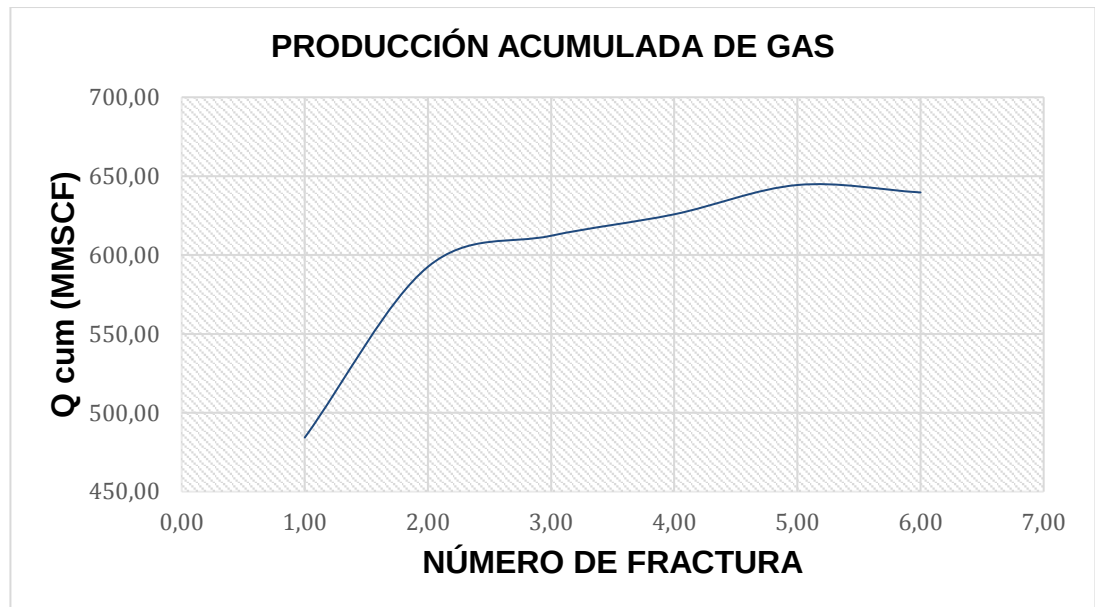
$$\text{Coeficiente } (r): 1.0$$

Como las funciones que describen el comportamiento de las curvas de producción no corresponden a líneas rectas, se puede afirmar que mientras más alto sea el valor de longitud media de fractura (HL), menor será el aumento en la producción presentado al incrementar esta propiedad (como se observa en la Figura 43, la Figura 44 y la Figura 45).

Se puede observar que las tres correlaciones planteadas para esta sensibilidad se tratan de polinomios de grado seis, por lo cual los coeficientes r y r^2 tienen un valor de uno, con base en esto se puede decir que el resultado es fiable y se puede usar la fórmula para obtener resultados representativos del impacto del tamaño de fractura en las reservas de gas del yacimiento en cuestión.

4.2.2. Número de fractura

Figura 46. Modelo de la producción acumulada de gas para la sensibilidad del número de fractura



$$a + b * (FN) + c * (FN)^2 + d * (FN)^3 + e * (FN)^4 + f * (FN)^5 \quad (9)$$

Donde:

$$a = 87.000$$

$$b = 643.310$$

$$c = - 311.500$$

$$d = 72.858$$

$$e = -7.991$$

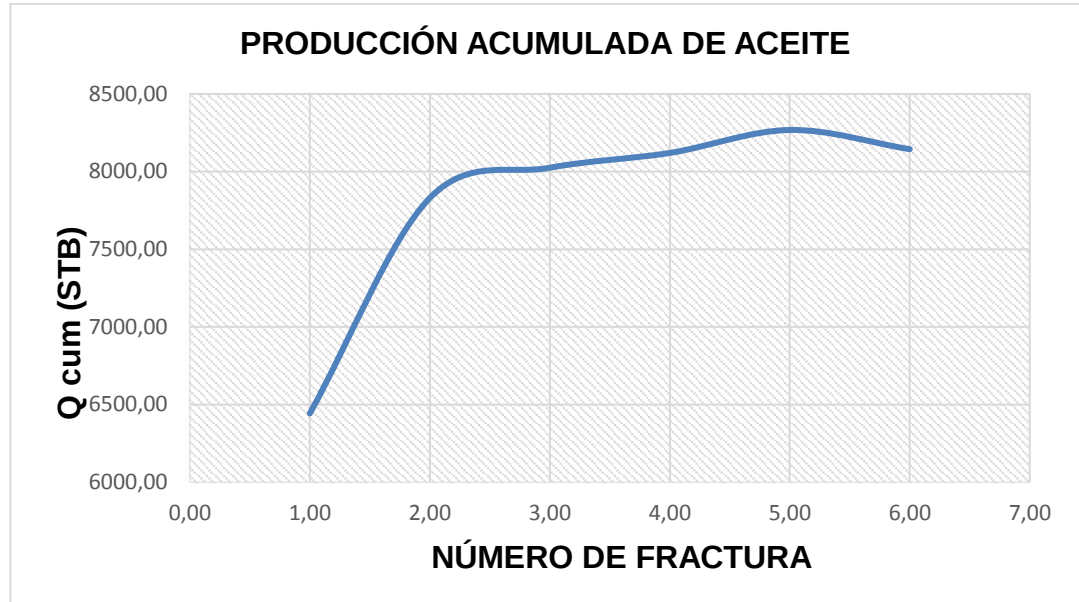
$$f = 0.325$$

HL= Longitud media de fractura (ft)

Coeficiente (r^2): 1.0

Coeficiente (r): 1.0

Figura 47. Modelo de la producción acumulada de aceite para la sensibilidad del número de fractura



$$a + b * (FN) + c * (FN)^2 + d * (FN)^3 + e * (FN)^4 + f * (FN)^5 \quad (10)$$

Donde:

$$a = 1364.700$$

$$b = 8199.800$$

$$c = -3931.400$$

$$d = 902.890$$

$$e = -97.210$$

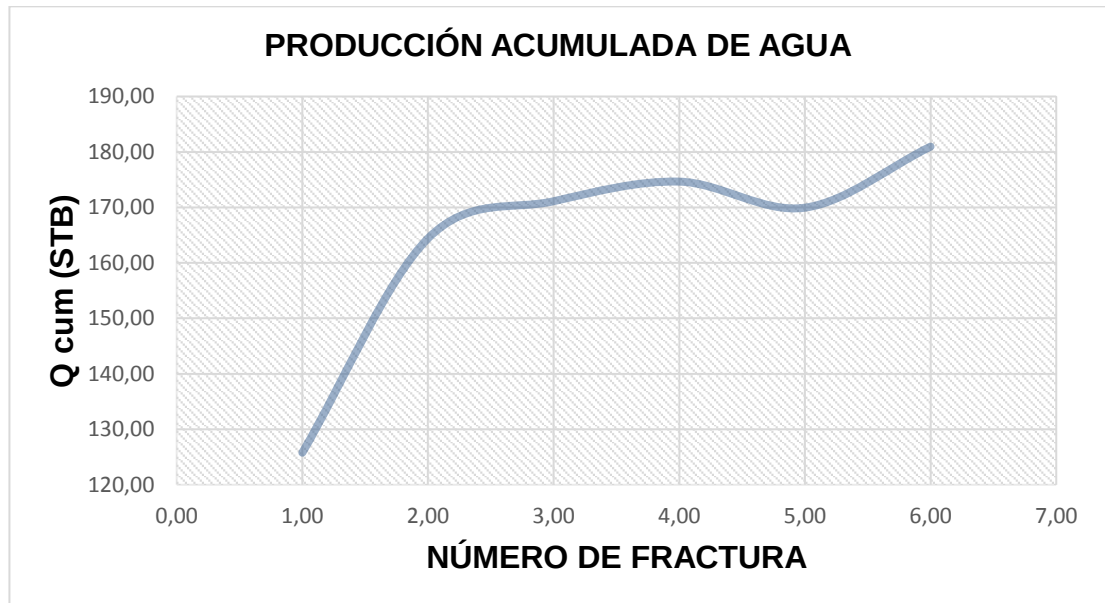
$$f = 3.867$$

FN= Número de fractura

Coeficiente (r²): 1.0

Coeficiente (r): 1.0

Figura 48. Modelo de la producción acumulada de agua para la sensibilidad del número de fractura



$$a + b * (FN) + c * (FN)^2 + d * (FN)^3 + e * (FN)^4 + f * (FN)^5 \quad (11)$$

Donde:

$$a = -69.999$$

$$b = 355.080$$

$$c = -214.950$$

$$d = 64.874$$

$$e = -9.542$$

$$f = 0.542$$

$FN =$ Número de fractura

Coeficiente (r^2): 1.0

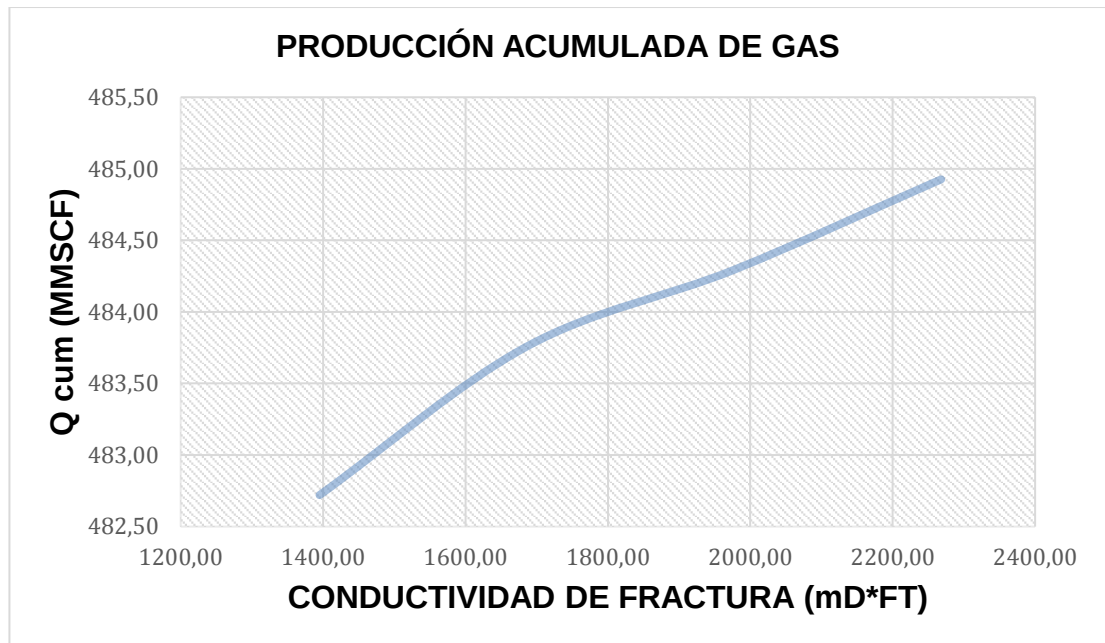
Coeficiente (r): 1.0

Observando de la Figura 46 a la Figura 48, se puede confirmar que las funciones que describen el comportamiento de estas curvas de producción no corresponden a líneas rectas mientras más alto sea el valor de número de fractura (FN), menor será el aumento en la producción presentado al incrementar esta propiedad.

Se puede apreciar que las tres correlaciones planteadas para esta sensibilidad se tratan de polinomios de grado cinco, por lo cual los coeficientes r y r^2 tienen un valor de uno, con base en esto se puede decir que el resultado es fiable y la fórmula hallada puede utilizarse para obtener resultados representativos del impacto del número de fractura en las reservas de gas del yacimiento en cuestión.

4.2.3. Conductividad de fractura

Figura 49. Modelo de la producción acumulada de gas para la sensibilidad de la conductividad de fractura



$$\frac{a + b * (FC)}{1 + c * (FC) + d * (FC)^2} \quad (12)$$

Donde

$$a = -82818.000$$

$$b = 5625.900$$

$$c = 11.536$$

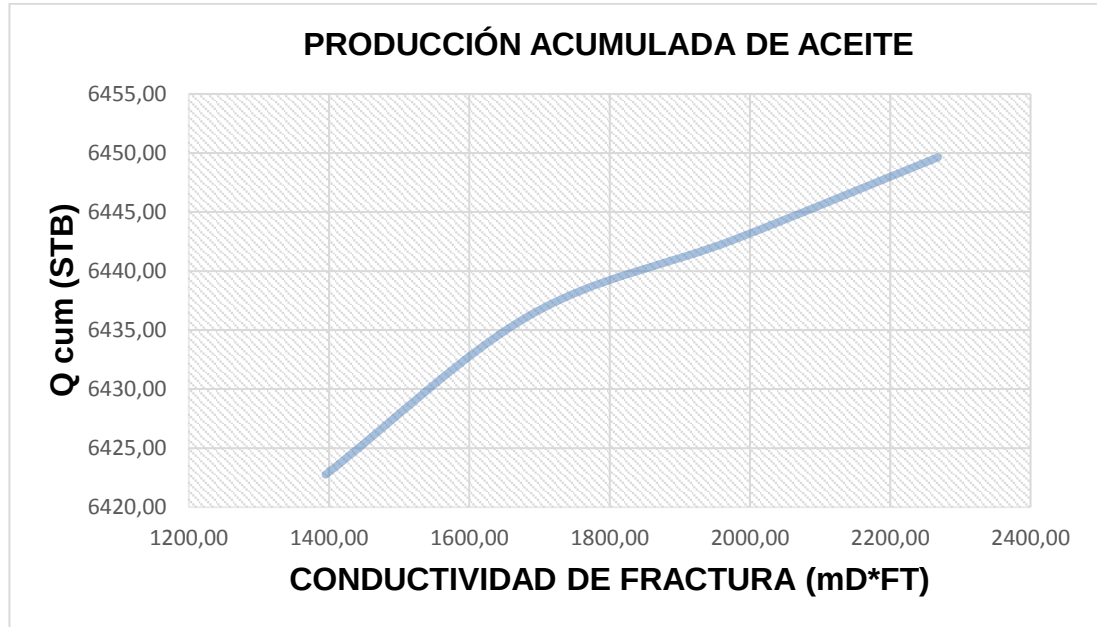
$$d = -4.4891E-06$$

$$FC = \text{Conductividad de fractura}$$

$$\text{Coeficiente } (r^2): 0.994$$

Coeficiente (r): 0.997

Figura 50. Modelo de la producción acumulada de aceite para la sensibilidad de la conductividad de fractura



$$\frac{a * (FC)}{b + (FC)} \quad (13)$$

Donde:

a = 82.558

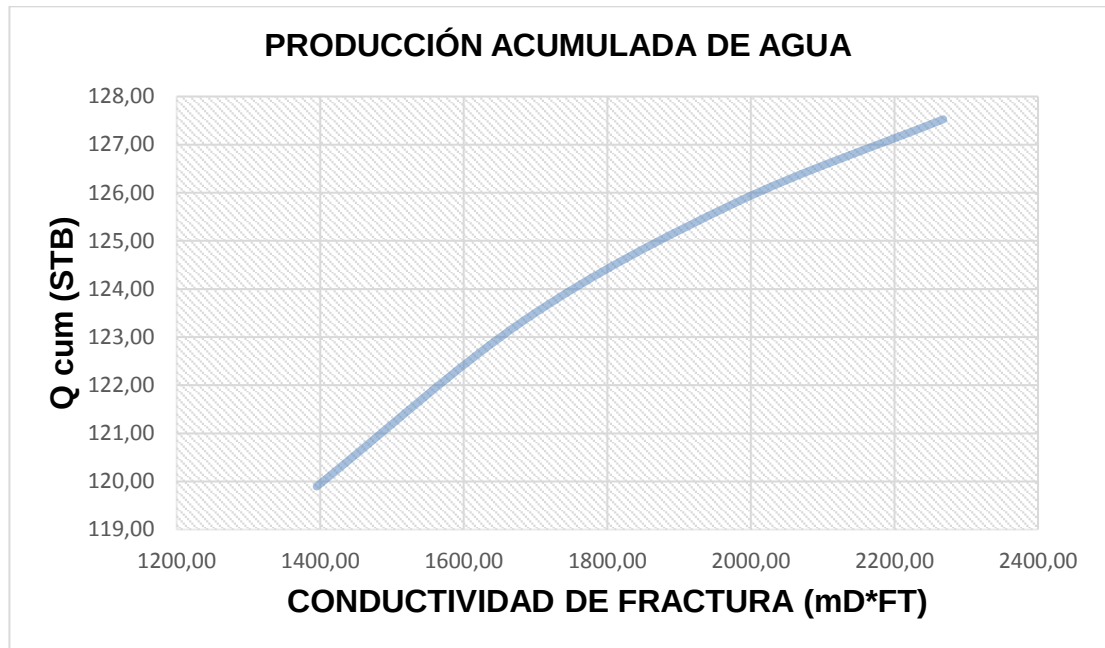
b = -1377.000

FC = Conductividad de fractura

Coeficiente (r²): 0.995

Coeficiente (r): 0.997

Figura 51. Modelo de la producción acumulada de agua para la sensibilidad de la conductividad de fractura



$$\frac{a + b * (FC)}{1 + c * (FC) + d * (FC)^2} \quad (14)$$

Donde:

$$a = -532.380$$

$$b = 3.044$$

$$c = 0.021$$

$$d = 1.138E-07$$

$$FC = \text{Conductividad de fractura}$$

$$\text{Coeficiente}(r^2): 1.0$$

$$\text{Coeficiente } (r): 1.0$$

Las curvas de producción representadas en la Figura 49, la Figura 50 y la Figura 51 son las más parecidas a una línea recta entre los análisis llevados a cabo; por otro lado, se puede apreciar que la variación en esta propiedad representa muy poco aumento en la producción acumulada de los fluidos, a partir de este tipo de observaciones se puede llegar a afirmaciones concluyentes comparando la

importancia de las propiedades estudiadas según su incidencia en las reservas cuantificadas.

Se puede observar que las correlaciones planteadas para esta sensibilidad se tratan de fracciones y sus respectivos coeficientes r y r^2 tienen un valor cercano a uno, al igual que en los casos anteriores se puede decir que el resultado es fiable y se puede usar la fórmula para obtener resultados representativos del impacto de la conductividad de fractura en las reservas de gas del yacimiento en cuestión; sin embargo, este impacto es muy pequeño con respecto al de otras propiedades.

4.2.4. Tamaño y número de fractura

PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS (MMSCF)

$$a + b * e^{(FN)} + c * e^{(HL)} \quad (15)$$

Donde:

$$a = 601.150$$

$$b = 0.073$$

$$c = -1.3051E-237$$

$$FN = \text{Número de fractura}$$

$$HL = \text{Longitud media de fractura (ft)}$$

$$\text{Coeficiente } (r^2): 0.991$$

$$\text{Coeficiente } (r): 0.995$$

PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE (STB)

$$\frac{a + b * (FN) + c * (HL)}{1 + d * (FN) + e * (HL)} \quad (16)$$

Donde:

$$a = 1.206E+06$$

$$b = -1.862E+05$$

$$c = -1306.600$$

$$d = -6.629$$

$$e = 0.082$$

FN= Número de fractura

HL= Longitud media de fractura (ft)

Coeficiente (r^2): 0.399

Coeficiente (r): 0.631

PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA (STB)

$$\frac{a + b * (FN) + c * (HL)}{1 + d * (FN) + e * (HL)} \quad (17)$$

Donde:

$$a = 1.944E+05$$

$$b = -4.039E+04$$

$$c = -6.119E+01$$

$$d = -1.131E+02$$

$$e = 1.598E+00$$

FN= Número de fractura

HL= Longitud media de fractura (ft)

Coeficiente (r^2): 0.488

Coeficiente (r): 0.699

Con base en el comportamiento y las constantes de las correlaciones planteadas para esta sensibilidad, se puede afirmar que el número de fractura incide en mayor magnitud en las reservas calculadas que la longitud de fractura.

Se puede decir que en el caso de las correlaciones planteadas para esta sensibilidad se siguen planteando fracciones y polinomios con coeficientes r y r^2 cercanos a uno (excepto en el caso del agua en lo cual no se hará énfasis puesto que el principal interés del trabajo es el análisis de las reservas de gas). Aunque para las sensibilidades de dos variables no se analizaron gráficas de las

correlaciones, estas últimas son muy útiles para la elaboración de las conclusiones finales.

4.2.5. Número y conductividad de fractura PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS (MMSCF)

$$a * (FN)^b + c * (FC)^d \quad (18)$$

Donde:

$$a = -117.460$$

$$b = -96.896$$

$$c = 711.550$$

$$d = -0.021$$

FN= Número de fractura

FC= Conductividad de fractura

Coeficiente (r^2): 0.963

Coeficiente (r): 0.981

PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE (STB)

$$a * (FN)^b + c * (FC)^d \quad (19)$$

Donde:

$$a = -1292.100$$

$$b = -536.920$$

$$c = 17194.000$$

$$d = -0.103$$

FN= Número de fractura

FC= Conductividad de fractura

Coeficiente (r^2): 0.998

Coeficiente (r): 0.999

PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA (STB)

$$a * (FN)^b + c * (FC)^d \quad (20)$$

Donde:

$$a = -36.825$$

$$b = -42.815$$

$$c = 231.630$$

$$d = -0.044$$

FN= Número de fractura

FC= Conductividad de fractura

Coeficiente (r^2): 0.996

Coeficiente (r): 0.998

Con base en el comportamiento y las constantes de las correlaciones planteadas para esta sensibilidad, se puede afirmar que el número de fractura incide en mayor magnitud en las reservas calculadas que la conductividad de fractura (teniendo en cuenta que los cambios en la conductividad de fractura representan variaciones en su ancho).

Se observa que las tres correlaciones planteadas para esta sensibilidad se tratan de polinomios, por lo cual los coeficientes r y r^2 tienen un valor muy cercano a uno, con base en esto se puede decir que el resultado es fiable y se puede usar la fórmula para obtener resultados representativos del impacto de llevar a cabo variaciones de la conductividad de fractura junto con su número. Numéricamente es evidente la magnitud del impacto de cada propiedad sobre las reservas de los fluidos lo cual da pie a conclusiones sólidas.

4.2.6. Conductividad y tamaño de fractura

PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS (MMSCF)

$$a + (FC)^b + (HL)^c \quad (21)$$

Donde:

$$a = -1051.300$$

$$b = 1.120$$

$$c = 0.886$$

FC = Conductividad de fractura

HL = Longitud media de fractura

Coeficiente (r^2): 0.999

Coeficiente (r): 0.999

PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE (STB)

$$a * ((FC)^b + (HL)^c) \quad (22)$$

Donde:

$$a = 6.268$$

$$b = 1.081$$

$$c = 0.848$$

FC = Conductividad de fractura

HL = Longitud media de fractura

Coeficiente (r^2): 0.998

Coeficiente (r): 0.999

PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA (STB)

$$a + b * \ln(FC) + \ln(HL) \quad (23)$$

Donde:

$$a = -964.830$$

$$b = 77.470$$

$$c = 88.788$$

FC = Conductividad de fractura

HL = Longitud media de fractura

Coeficiente (r^2): 0.999

Coeficiente (r): 0.999

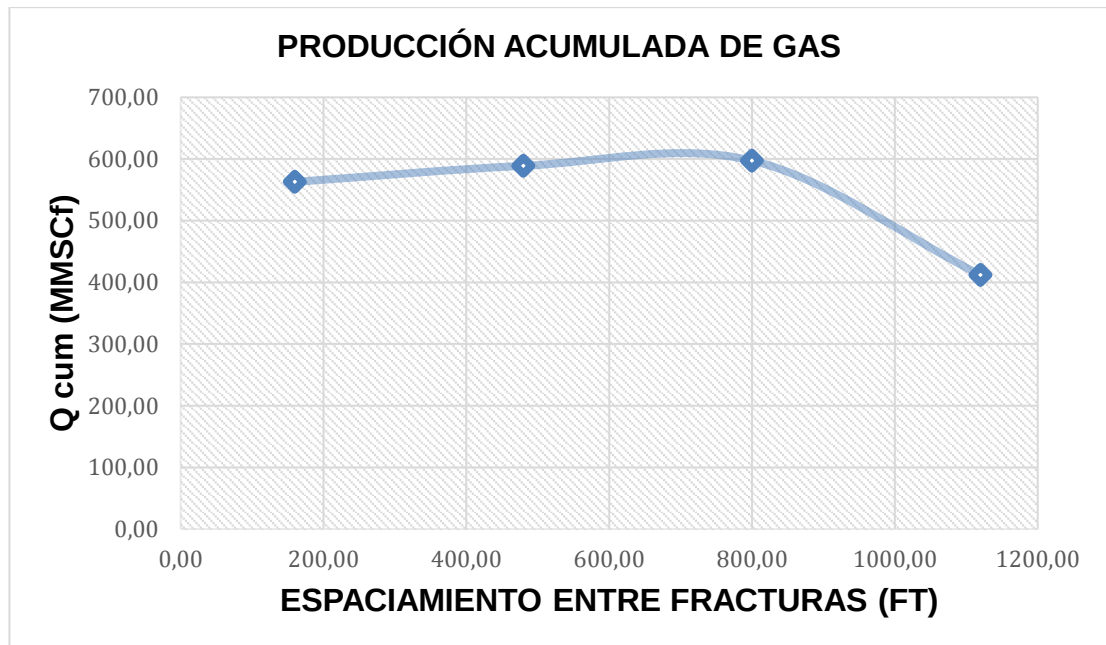
Con base en el comportamiento y las constantes de las correlaciones planteadas para esta sensibilidad, se puede afirmar que la longitud de fractura incide en mayor magnitud en las reservas estimadas que su conductividad.

Se puede observar que las tres correlaciones planteadas para esta sensibilidad corresponden a polinomios, por lo cual los coeficientes r y r^2 tienen un valor de prácticamente uno, con base en esto se puede decir que el resultado es fiable y se pueden usar las fórmulas para obtener resultados representativos de la variación de la conductividad de fractura junto con su tamaño.

4.2.7. Espaciamiento entre dos fracturas

PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS (MMSCF)

Figura 52. Modelo de la producción acumulada de gas para la sensibilidad del espaciamiento entre dos fracturas



$$\frac{a + b * (FS)}{1 + c * (FS) + d * (FS)^2} \quad (24)$$

Donde:

$$a = 548.800$$

$$b = -0.461$$

$$c = -0.001$$

$$d = 1.598E-07$$

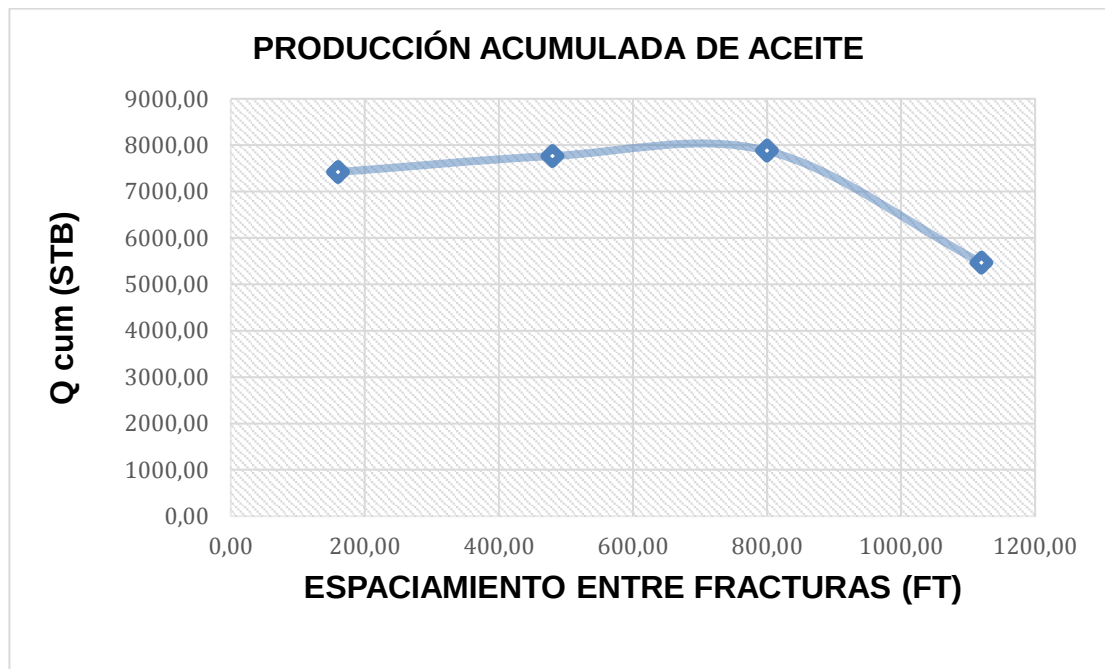
FS = Espaciamiento entre fracturas (ft)

Coeficiente (r^2): 1.0

Coeficiente (r): 1.0

PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE (STB)

Figura 53. Modelo de la producción acumulada de aceite para la sensibilidad del espaciamiento entre dos fracturas



$$a + b * \cos((FS) + d) \quad (25)$$

Donde:

$$a = -7.078E+05$$

$$b = 7.159E+05$$

$$c = 1.372E-04$$

$$d = -0.069$$

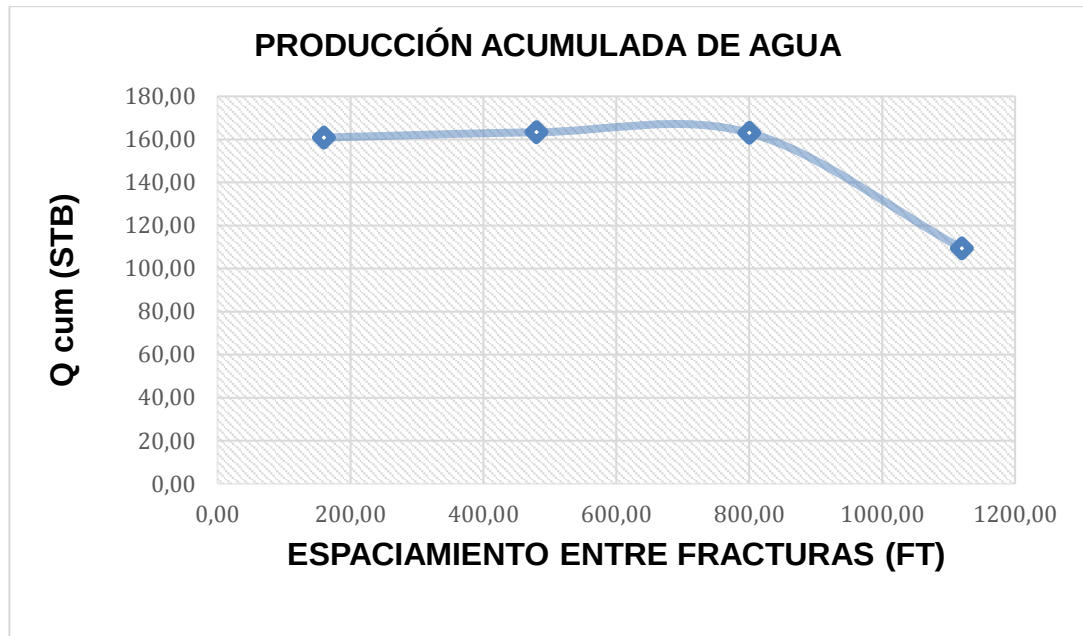
FS = Espaciamiento entre fracturas (ft)

Coeficiente (r^2): 0.931

Coeficiente (r): 0.965

PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA (STB)

Figura 54. Modelo de la producción acumulada de agua para la sensibilidad del espaciamento entre dos fracturas



$$\frac{a + b * (SF)}{1 + c * (SF) + d * (SF)^2} \quad (26)$$

Donde:

$$a = 159.360$$

$$b = -0.138$$

$$c = -9.268E-04$$

$$d = 6.452E-08$$

$$FS = \text{Espaciamento entre fracturas (ft)}$$

$$\text{Coeficiente (r}^2\text{): } 1.0$$

$$\text{Coeficiente (r): } 1.0$$

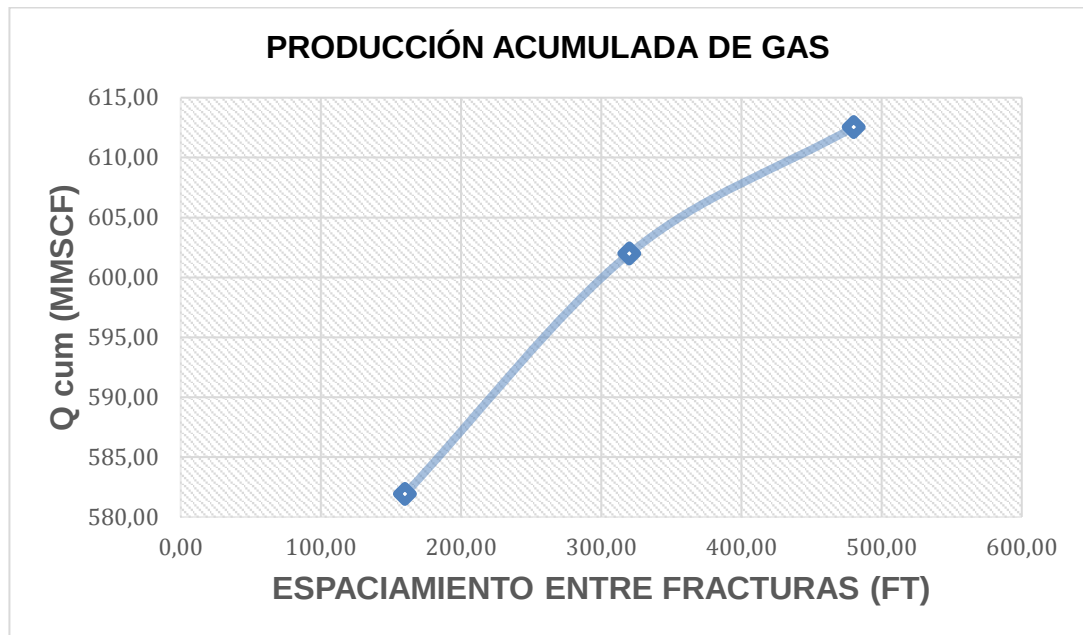
Se aprecia que a las correlaciones planteadas para esta sensibilidad les corresponden coeficientes r y r² de uno o muy cercanos, se puede decir que el

resultado es fiable y se puede usar la fórmula para obtener resultados representativos del impacto del espaciamiento en las reservas de gas.

De la Figura 53 a la Figura 55 se ve claramente que hay un espaciamiento óptimo entre fracturas permitiendo predecir cuál valor corresponde al impacto más adecuado en las reservas disponibles, se puede afirmar que este valor se encuentra alrededor de los 600 pies.

4.2.8. Espaciamiento entre tres fracturas PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS (MMSCF)

Figura 55. Modelo de la producción acumulada de gas para la sensibilidad del espaciamiento entre tres fracturas



$$a * b^{(FS)} * (FS)^c \quad (27)$$

Donde:

$$a = 8.145E-24$$

$$b = 0.943$$

$$c = 13.577$$

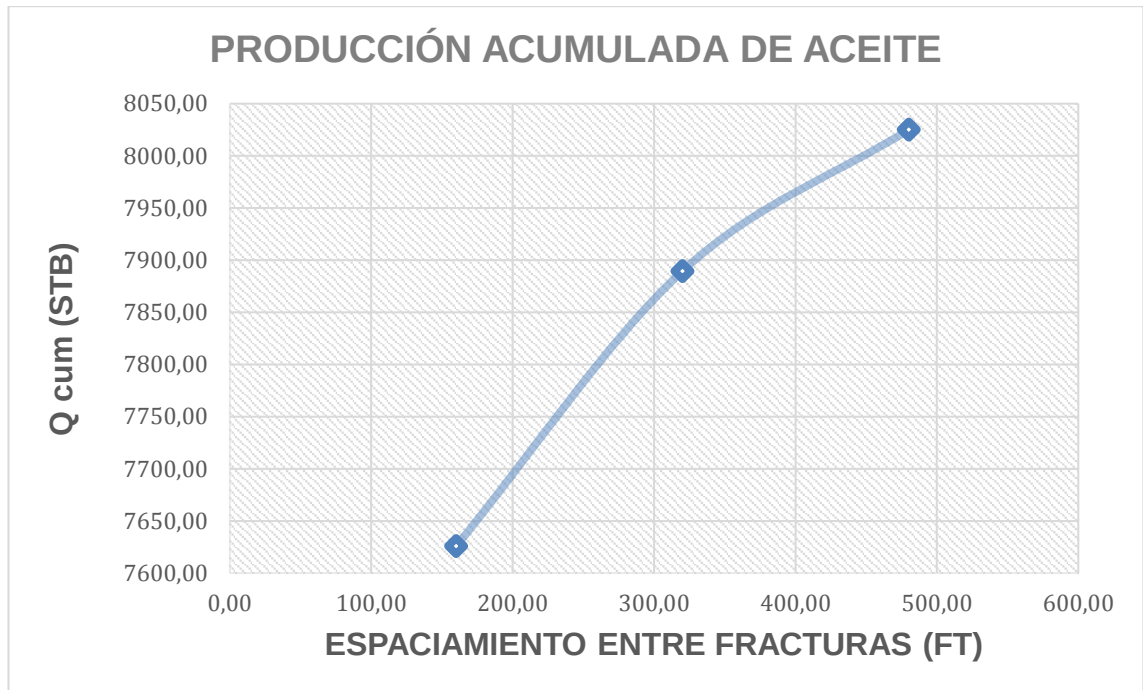
$$FS = \text{Espaciamiento entre fracturas (ft)}$$

$$\text{Coeficiente (r}^2\text{): } 1.0$$

Coeficiente (r): 1.0

PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE (STB)

Figura 56. Modelo de la producción acumulada de aceite para la sensibilidad del espaciamento entre tres fracturas



$$e^{a + \frac{b}{(FS)} + c \cdot (FS)} \quad (28)$$

Donde:

$$a = 8.796$$

$$b = -3.634$$

$$c = 0.033$$

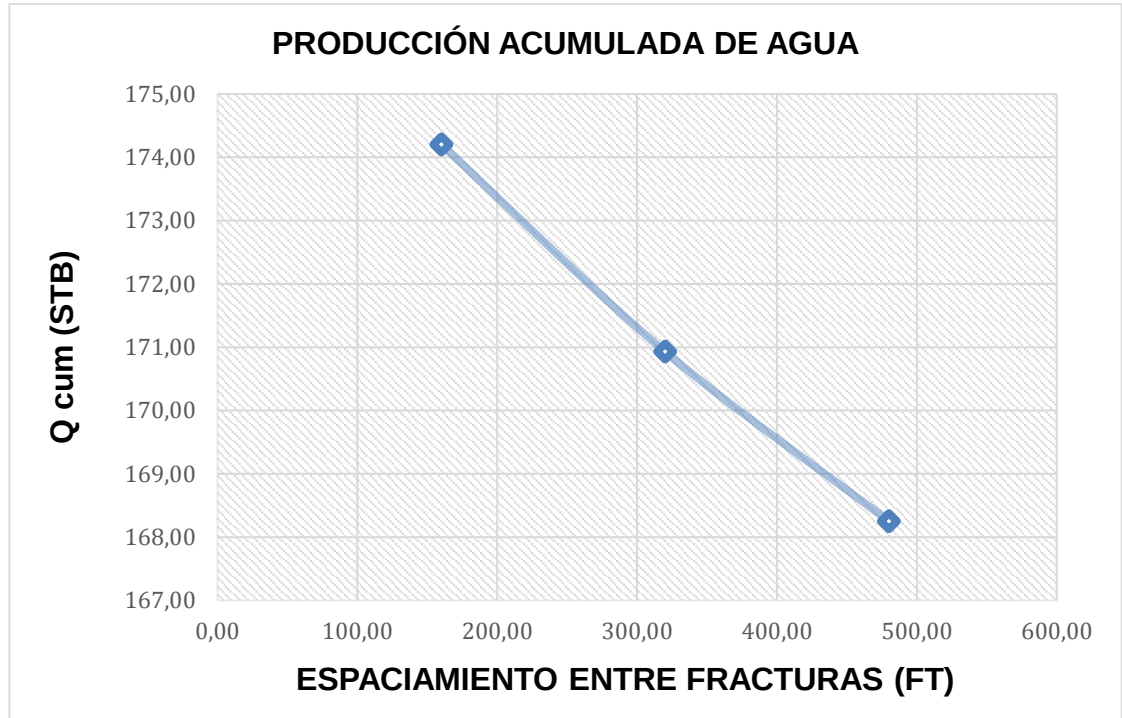
$$FS = \text{Espaciamento entre fracturas (ft)}$$

Coeficiente (r²): 1.0

Coeficiente (r): 1.0

PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA (STB)

Figura 57. Modelo de la producción acumulada de agua para la sensibilidad del espaciamiento entre tres fracturas



$$a * \left(1 + \frac{c * (FS)}{b} \right)^{\frac{-1}{c}} \quad (29)$$

Donde:

$$a = 178.370$$

$$b = 5956.000$$

$$c = 10.479$$

$$FS = \text{Espaciamiento entre fracturas (ft)}$$

$$\text{Coeficiente (r}^2\text{): } 1.0$$

$$\text{Coeficiente (r): } 1.0$$

Se puede observar que las tres correlaciones planteadas para esta sensibilidad, poseen coeficientes r y r^2 de uno, con base en esto se puede decir que el resultado es fiable y se puede usar la fórmula para obtener resultados

representativos del impacto del espaciamiento entre tres fracturas en las reservas disponibles.

4.2.9. Validación: Para corroborar la validez de cada una de las correlaciones halladas, se tomaron nuevos valores de entrada para cada sensibilidad, se encontraron resultados mediante su respectiva fórmula y también realizando la simulación correspondiente. En la **Tabla 16**, se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 16. Validación de resultados

PRODUCCIÓN ACUMULADA				
	FLUIDO	CALCULADA	SIMULADA	%error
TAMAÑO DE FRACTURA (450 ft)	GAS (MMSCF)	482.976	484.294	0.272
	ACEITE (STB)	6,411.581	6,442.650	0.482
	AGUA (STB)	125.156	125.467	0.247
NÚMERO DE FRACTURA (7)	GAS (MMSCF)	577.263	655.699	11.962
	ACEITE (STB)	7,415.832	8,245.700	10.064
	AGUA (STB)	323.524	165.811	95.116
CONDUCTIVIDAD DE FRACTURA (2000 mD*ft)	GAS (MMSCF)	483.548	484.653	0.227
	ACEITE (STB)	6,443.020	6,447.080	0.062
	AGUA (STB)	125.936	126.579	0.507
TAMAÑO (450 ft) Y NÚMERO DE FRACTURA (3)	GAS (MMSCF)	629.309	612.537	2.738
	ACEITE (STB)	3,256.503	8,024.850	59.419
	AGUA (STB)	145.602	171.119	14.911

NÚMERO (3) Y CONDUCTIVIDAD DE FRACTURA (1800 mD*ft)	GAS (MMSCF)	639.753	612.539	4.442
	ACEITE (STB)	7,929.348	8,025.130	1.193
	AGUA (STB)	166.047	169.430	1.996
CONDUCTIVIDAD (2100 mD*ft) Y TAMAÑO DE FRACTURA	GAS (MMSCF)	603.949	603.388	0.093
	ACEITE (STB)	7,945.495	7,937.830	0.096
	AGUA (STB)	174.555	174.282	0.157
ESPACIAMIENTO ENTRE DOS FRACTURAS (640 ft)	GAS (MMSCF)	606.251	593.152	2.208
	ACEITE (STB)	7,994.176	7,822.490	2.194
	AGUA (STB)	166.661	162.708	2.429
ESPACIAMIENTO ENTRE TRES FRACTURAS (640 ft)	GAS (MMSCF)	621.663	611.957	1.586
	ACEITE (STB)	8,141.472	8,018.170	1.537
	AGUA (STB)	161.428	168.622	4.266

Se puede afirmar que los resultados obtenidos son satisfactorios con base en los bajos porcentajes de error obtenidos, por lo tanto, es posible complementar el análisis realizado mediante gráficas de producción y establecer las conclusiones del trabajo.

4.3. Análisis financiero

Con el fin de complementar los análisis llevados a cabo anteriormente, se llevó a cabo un análisis económico para la sensibilidad de número de fractura con el objetivo de estudiar la viabilidad del proyecto al incrementar el número de fracturas inducidas, para esto se utilizaron los costos mostrados en la Tabla 17:

Para la estimación de estos costos, se tomó como referencia un artículo reciente sobre la formación Montney publicado una revista canadiense ⁵⁵

En la Tabla **18** se muestran los escenarios simulados por año para la sensibilidad del número de fractura.

Tabla 17. Costos de operación asumidos

Lifting cost	Valor de venta	Perforación (pozo horizontal)	Completamiento	Fractura hidráulica
US\$/1,000 SCF	US\$/1,000 SCF	US\$	US\$	US\$
0.98	4	1,000,000	150,000	150,000

Tabla 18. Producción anual por número de fractura

Año	Número de fractura					
	1	2	3	4	5	6
	Producción anual (MMSCF)					
2018	149.961	283.564	377.505	434.665	489.736	468.645
2019	98.203	140.616	130.409	109.793	89.009	89.028
2020	74.055	75.985	53.400	38.153	25.634	32.713
2021	56.463	42.873	24.164	17.200	14.126	17.748
2022	43.788	25.108	12.447	10.788	10.429	12.829
2023	34.407	15.083	8.132	8.249	8.356	10.163
2024	27.412	9.310	6.306	6.822	6.982	8,394

Para realizar el análisis económico por valor presente neto se utilizó una tasa de oportunidad del 12%, asimismo, se tuvo en cuenta que la inversión se tomó como la suma de costo del pozo, el costo completamiento y el valor de la fractura. En la Tabla **19** se muestran los resultados obtenidos.

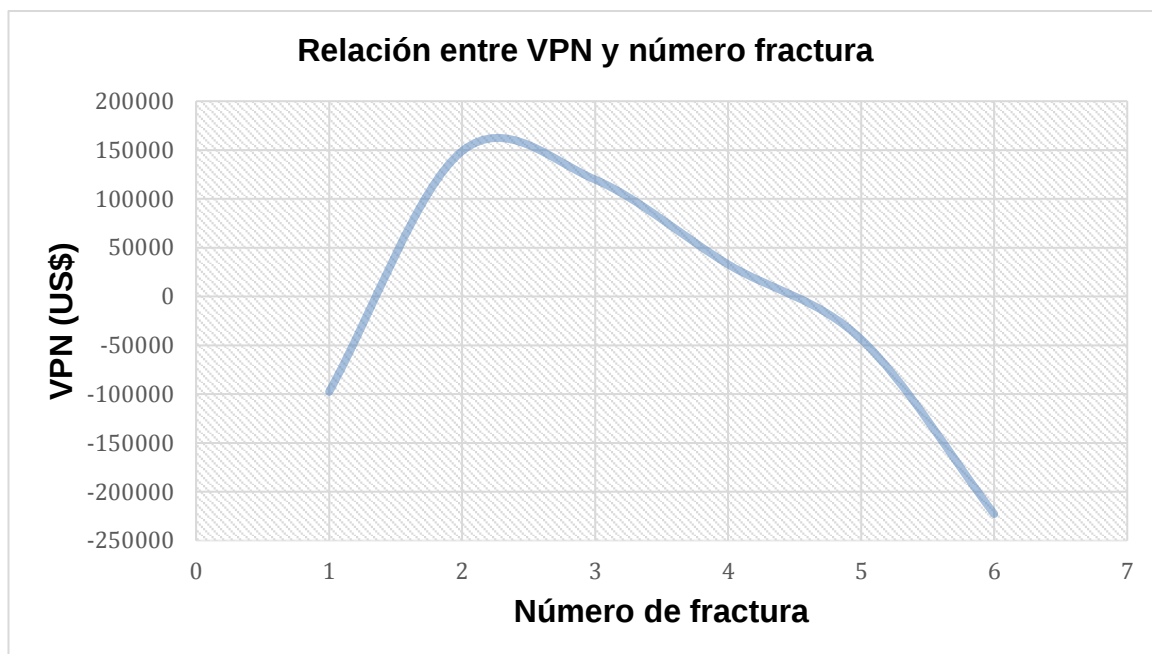
⁵⁵ Predicted Costs For Drilling And Completing A Well In The Cardium This Summer. Daily Oil Bulletin. [En línea], 15 de junio de 2017 [revisado 20 de enero 2019]. Disponible en: <https://www.dailyoilbulletin.com/article/2017/6/15/predicted-costs-drilling-and-completing-well-cardi/>

Tabla 19. VPN por número de fractura

Número de fractura	1	2	3	4	5	6
Inversión (MMUS\$)	1.300	1.450	1.600	1.750	1.900	2.050
VPN (MMUS\$)	-0.097	0.148	0.119	0.032	-0.043	-0.222

Como se puede observar, para el caso de una fractura el proyecto no es viable, ya que el VPN obtenido es negativo, de igual manera sucede en los casos de 5 y 6 fracturas. Por otro lado, en los casos de 2, 3 y 4 fracturas sí se presenta un valor de VPN positivo, lo cual se puede tomar como una base para el diseño del fracturamiento en escenarios viables económicamente.

Figura 58. Valor presente neto por número de fractura



En la Figura **58** se observa como los ingresos adicionales provenientes del aumento en el número de fractura no siempre superan la inversión inicial, todo lo contrario, se encontró un número óptimo de fractura en el cual se generan las mayores ganancias, este número es lejano a 6, el cual es la máxima cantidad de fracturas llevadas a cabo. Con base en lo anterior se puede afirmar que

evaluando la propiedad de número de fractura desde un punto de vista netamente económico lo más viable es diseñar un proyecto con 2 de ellas.

5. CONCLUSIONES

- Un incremento en el número de fractura causa el aumento más notorio sobre las reservas en comparación con la variación de las demás propiedades, esto se debe al área de contacto generada por las fracturas adicionadas.
- A pesar de que el diseño de una fractura paralela al pozo ofrece el área de contacto más grande, las fracturas perpendiculares son las que aumentan en mayor medida las reservas debido a que en conjunto, pueden estimular un volumen del yacimiento mayor; además, las condiciones geomecánicas suelen causar la inviabilidad de los arreglos de fracturas paralelas.
- El número de fractura más apropiado encontrado con el análisis financiero consiste en un arreglo de entre 2 y 4 fracturas. No es económicamente viable llevar a cabo arreglos por fuera de este rango puesto que esos escenarios no representan una rentabilidad positiva.
- Se puede concluir que las curvas de producción de un pozo son más sensibles al número de fractura que al ancho de las mismas, es decir, es más efectivo realizar varias fracturas con magnitudes de ancho que pueden ser consideradas bajas que una sola con un ancho muy considerable.
- Se puede afirmar que el espaciamiento entre fracturas es fundamental para que el área de la formación estimulada sea lo más grande posible, las fracturas realizadas en proximidades a los límites del yacimiento no son las más aconsejables, tampoco lo son las fracturas muy cercanas entre sí.

6. RECOMENDACIONES

- Es muy difícil lograr el planteamiento de correlaciones generales para yacimientos de *tight gas* debido a los diversos factores que determinan su comportamiento, partiendo por la geomecánica y la heterogeneidad propia de cada formación.
- Para esta clase de investigaciones se puede llegar a conclusiones más concretas con el complemento de análisis financiero, como se hizo sensibilizando el número de fractura.
- Es importante aclarar que para propósitos de este trabajo se enfocó el estudio a los tiempos de producción tardíos, ya que el comportamiento de la producción se puede interpretar de diferentes maneras según el tiempo en el que se analice.
- Los estudios geomecánicos son fundamentales para la caracterización de los yacimientos de *tight gas*, tanto por la perforación de pozos horizontales como por la implementación del fracturamiento hidráulico. La dirección de los esfuerzos presentes en la formación son determinantes a la hora del diseño de planes de perforación, completamiento y estimulación, por lo cual es primordial trabajar de la mano con la geología para manejar las particularidades de las formaciones de *tight gas*.
- A pesar de que la simulación de yacimientos ha mejorado la calidad de las investigaciones sobre el fracturamiento hidráulico, aún no son suficientes los recursos disponibles para lograr su estudio de una manera satisfactoria y se

deben intensificar los esfuerzos en ésta área. Aún escasean estudios PVT de calidad y estudios de microsísmica con los cuales se podrían realizar investigaciones de mayor calidad a las consultadas por los autores.

BIBLIOGRAFÍA

ÁLVAREZ LOPEZ, BLANCA INGRID. Fracturamiento hidráulico multietapas. Tesis de Ingeniero petrolero. México. Universidad Nacional Autónoma de México.

BLANCO, A. y VIVAS, J. Introducción al tight gas. En Petrotecnia. Junio. 2014.

CHOI, J.; HWANG, S. y TAK, H. *Stress anisotropy analysis and its effect on unconventional resource development in Montney play, kakwa, Canada*. En *Journal of applied geophysics*. 2017. Vol 139. pp. 177-187.

CLARKSON, R.; *Et al. Estimation of fracture height growth in layered tight/shale gas reservoirs using flowback gas rates and compositions-Part I: Model Development*. En *Journal of natural gas science and engineering*. 2016.

----- *Et al. Estimation of fracture height growth in layered tight/shale gas reservoirs using flowback gas rates and compositions-Part II: Field application in a liquid-rich tight reservoir*. En *Journal of natural gas science and engineering*. 2016. Vol 36. pp. 1031-1049.

GARAVITO MUÑOZ, Jessica Yurley y CÁRDENAS DURÁN, Óscar Sebastián. Análisis de sensibilidad de parámetros geomecánicos en un yacimiento de shale oil hidráulicamente fracturado usando un simulador numérico. Tesis de Ingeniero

de petróleo. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físicoquímicas. 2014.

HAMDI, H; Et al. Using differential evolution for compositional history-matching of a tight gas condensate well in the Montney Formation in western Canada. En Journal of natural gas science and engineering. 2015. Vol 26. Pp. 1317-1331

KULGA, B. y ERTEKIN, T. *Development of a data-driven forecasting tool for hydraulically fractured, horizontal wells in tight-gas sands*. En: *Computers & Geosciences*. 2017. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.cageo.2017.03.009>.

NATIONAL ENERGY BOARD; ALBERTA ENERGY REGULATOR; BRITISH COLUMBIA OIL & GAS COMMISSION y BRITISH COLUMBIA MINISTRY OF NATURAL GAS DEVELOPMENT. *Energy British note. The ultimate potential for unconventional petroleum from the Montney formation of British Columbia and Alberta*. [En línea] noviembre de 2013. (Recuperado 24 de enero de 2019). Disponible en: <https://www.neb.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgs/rprt/lmtptntlmntnyfrmtn2013/lmtptntlmntnyfrmtn2013-eng.html?=&wbdisable=false>

Osorio, Gildardo. Simulación de yacimientos. [En línea] recuperado en 1 de agosto de 2018. Disponible en <https://www.coursehero.com/file/25331373/LIBRO-SIMULACION-GILDARDO-OSORIO-PDFpdf/>

OSTOJIC, Jakov. Hydraulic fracture productivity performance in tight gas sands, a numerical simulation approach. Tesis de Magister de filosofía. Bentley. Universidad de tecnología de Curtin. Facultad de ciencia e ingeniería. 2013.

PORTAL DEL PETRÓLEO. La compresibilidad de la roca. [En línea] recuperado en 13 de diciembre de 2018. Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com/2009/02/la-compresibilidad-de-la-roca-cr.html>

------. Simulación de fracturamiento hidráulico. [En línea] recuperado en 1 de agosto de 2018. Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com/2015/01/simulacion-de-fracturamiento-hidraulico.html>

Predicted Costs For Drilling And Completing A Well In The Cardium This Summer. Daily Oil Bulletin. [En línea], 15 de junio de 2017 [revisado 20 de enero 2019]. Disponible en: <https://www.dailyoilbulletin.com/article/2017/6/15/predicted-costs-drilling-and-completing-well-cardi/>

TAK, H et al. Stress anisotropy analysis and its effect on unconventional resource development in Montney play, Kakwa, Canada,.2017 [En línea]. Recuperado de www.sciencedirect.com/science/article/pii/S092698511730160X