

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL ESPACIAMIENTO ENTRE
FRACTURAS EN UN POZO HIDRÁULICAMENTE FRACTURADO PARA UN
YACIMIENTO DE SHALE GAS**

**JUAN FELIPE RUEDA AVELLANEDA
LUIS CARLOS PRADA NIÑO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL ESPACIAMIENTO ENTRE
FRACTURAS EN UN POZO HIDRÁULICAMENTE FRACTURADO PARA UN
YACIMIENTO DE SHALE GAS**

**JUAN FELIPE RUEDA AVELLANEDA
LUIS CARLOS PRADA NIÑO**

**Trabajo de grado para optar el título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

**JOSÉ CARLOS CÁRDENAS MONTES
Ingeniero de Petróleos, M.Sc**

Codirector

**CRISTIAN FERNANDO LÓPEZ URIBE
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

Con el paso del tiempo algunas personas se afianzan como seres que te dan la mano y otras que aparecen para apoyarte. Es por esto que vale la pena agradecer inmensamente a mi familia, en primer lugar a mis padres porque a pesar de los inconvenientes que les pude haber causado siempre han dado su vida por sus hijos; a mi hermano que en la distancia sé que siempre se preocupaba por mí y sin lugar a dudas a mi abuela y a mi tía que hicieron todo más fácil al estar siempre tan cercanas en muchos sentidos.

Inmensamente agradecido con la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por estos cinco años donde entre profesores, compañeros de carrera y secretarias se generaban amistades y enseñanzas para la vida.

Por último y no menos importante a mi compañero Juan Felipe por la confianza depositada para la realización de este trabajo.

Luis Carlos Prada Niño

DEDICATORIA

A mis padres que han colmado cada momento de mi vida con su amor incondicional, que con su sabiduría alumbran mi camino pero me dejan recorrerlo con mis propios pasos, que con su sacrificio me impulsan en cada meta y que con su entereza me hicieron la persona que soy. Por ellos y para ellos

A mi hermano, que también es mi amigo, por ser mi cómplice, por su enorme cariño, por su apoyo irrestricto y por alegrarme infinidad de veces.

A mis amigos; a los del colegio por seguir ahí a pesar del tiempo y la distancia, y a los que hice en esta etapa de la vida por tantas experiencias compartidas.

A mi compañero de tesis, que es mi amigo de tiempo atrás, por la enriquecedora experiencia de trabajar juntos. Que sea el primero de muchos triunfos.

Juan Felipe Rueda Avellaneda

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander, nuestra alma máter, por permitir nuestra formación integral.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a los profesores que la integran, por las enseñanzas y experiencias compartidas durante estos años.

A nuestro director, el ingeniero José Carlos Cárdenas, por su colaboración y apoyo incondicional durante la realización de este proyecto.

A nuestro codirector al ingeniero Cristian López, por su orientación y dedicación.

Al Grupo de Modelamiento de Procesos Hidrocarburos, por permitirnos hacer parte de un excelente grupo humano y aportar a nuestro crecimiento profesional

Al ingeniero Andrés Felipe Ortiz, quien de manera generosa nos compartió sus conocimientos y experiencias.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. SHALE GAS.....	18
1.1 YACIMIENTOS DE SHALE GAS	18
1.1.1 Propiedades petrofísicas.....	20
1.1.2 Propiedades geoquímicas y geomecánicas.....	22
1.1.3 Mecanismos de transporte.....	24
1.2 PANORAMA DEL SHALE GAS	28
1.2.1 Reservas de shale gas en el mundo	29
1.2.2 Reservas de shale gas en Colombia.....	29
1.3 FRACTURAMIENTO.....	30
1.3.1 Historia del fracturamiento	31
1.3.2 Fluidos de fracturamiento.....	31
1.3.3 Propante	32
1.3.4 Diseño de la fractura.	33
1.3.5 Rentabilidad del proceso de fracturamiento.....	34
1.4 CARACTERÍSTICAS DE LA FRACTURA.....	34
1.4.1 Tipos de fractura.	35
1.4.2 Geometría de la fractura	35
1.4.3 Conductividad de la fractura.....	37

1.4.4	Orientación y propagación de la fractura.	38
1.4.5	Inicio de la fractura.....	39
1.4.6	Presión de cierre de fractura.....	40
1.4.7	Presión de fractura neta.....	40
1.5	ESPACIAMIENTO ENTRE FRACTURAS.....	40
1.5.1	Complejidad de las fracturas.....	41
1.5.2	Número de etapas.....	42
1.5.2	SRV.....	43
1.5.3	Monitoreo microsísmico	43
1.5.4	Factores que afectan el espaciamiento.....	45
1.6	DEFINICIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN	46
1.6.1	Cuenca Valle Medio del Magdalena.....	46
1.6.2	Formación Tablazo	49
2.	MODELAMIENTO DE YACIMIENTOS DE SHALE GAS	52
2.1	TIPOS DE MODELO.....	52
2.1.1	Porosidad simple.....	52
2.1.2	Doble porosidad.....	52
2.1.3	Doble permeabilidad.....	54
2.2	REFINAMIENTO	56
2.2.1	Distribución del refinamiento.....	58
2.3	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN.....	60
2.3.1	Selección del simulador.....	60
2.3.2	Dimensiones y propiedades del grid de simulación.....	61
2.3.3	Propiedades de los fluidos.....	64

2.3.4	Permeabilidades relativas.	66
2.4	VALIDACIÓN DEL MODELO	67
3.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	68
3.1	VARIACIÓN DEL ESPACIAMIENTO ENTRE FRACTURAS	69
3.2	VARIACIÓN DE LA CONDUCTIVIDAD DE FRACTURA	71
3.3	VARIACIÓN DE LA LONGITUD DE FRACTURA	74
3.4	RESULTADOS DE LA SENSIBILIDAD	76
4.	EVALUACIÓN FINANCIERA	77
4.1	PRECIO DEL GAS	79
4.3	OPEX	82
4.4	INGRESOS	84
4.5	FLUJO DE CAJA	85
4.6	PARÁMETROS DE EVALUACION FINANCIERA	87
4.6.2	Tasa interna de oportunidad.	90
4.6.3	Tasa interna de retorno.	91
4.6.4	Relación beneficio costo.	94
4.7	CASO ÓPTIMO	96
5.	CONCLUSIONES	99
6.	RECOMENDACIONES	100
	BIBLIOGRAFÍA	101

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Porosidad en el kerógeno	19
Figura 2. Adsorción y desorción del gas.	25
Figura 3. Isoterma de Langmoir	26
Figura 4. Difusión del gas	26
Figura 5. Flujo Darcy.....	27
Figura 6. Cuencas de shale gas y shale oil alrededor del mundo.....	29
Figura 7. Geometría de la fractura	35
Figura 8. Tipos de fracturas	42
Figura 9. SRV de un pozo hidráulicamente fracturado.....	43
Figura 10. Esquema del SRV mediante microsísmica	44
Figura 11. Ubicación cuenca Valle Medio del Magdalena.....	47
Figura 12 . Representación del modelo de doble porosidad	54
Figura 13. Esquema de los diferentes modelos de simulación	55
Figura 14. Refinamiento logarítmico del enmallado.	57
Figura 15. Celda refinada logarítmicamente.	59
Figura 16. Vista 3D del modelo.....	62
Figura 17. Vista superior del modelo y del SRV.....	63
Figura 18. Comportamiento del factor volumétrico de formación del gas	64
Figura 19. Comportamiento de la viscosidad en función de la presión.	65
Figura 20. Ajuste de las curvas de producción de gas acumulada.	68
Figura 21. Comportamiento modelo base	69
Figura 22. Producción acumulada para diferentes espaciamientos de fractura. ...	69
Figura 23. Tasa de gas para diferentes espaciamientos de fractura.....	71
Figura 24. Producción acumulada para diferentes conductividades de fractura ...	72
Figura 25. Tasa de gas para diferentes conductividades de fractura.....	74

Figura 26. Producción acumulada para longitud de fractura	75
Figura 27. Tasa de gas para diferentes longitudes de fractura.	76
Figura 28. Diagrama de tornado de la producción acumulada.....	77
Figura 29. Pronósticos precios de gas (\$USD/MMBTU)	80
Figura 30. Historia precios de gas.....	81
Figura 31. Producción anual de gas, distancia entre fracturas.	84
Figura 32. Producción anual de gas, longitud de fractura.	84
Figura 33. Flujo de caja acumulado caso realista longitud de fractura.....	86
Figura 34. Flujo de caja acumulado caso realista espaciamiento entre fracturas.	86
Figura 35. Flujo de caja acumulado caso optimista longitud de fractura	87
Figura 36. Flujo de caja acumulado caso optimista espaciamiento fracturas	87
Figura 37. VPN distancia entre fracturas caso optimista.....	89
Figura 38. VPN longitud de fractura caso optimista	90
Figura 39. TIR distancia entre fracturas caso optimista	93
Figura 40. TIR longitud de fracturas caso optimista	93
Figura 41. B/C distancia entre fracturas caso optimista	95
Figura 42. B/C longitud de fracturas caso optimista.....	95

LISTADO DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Reservas Cuenca Valle Medio del Magdalena	48
Tabla 2. Tabla de resumen de las propiedades de la Formación Tablazo	50
Tabla 3. Características operacionales para la Formación Tablazo	51
Tabla 4. Resumen propiedades del modelo base	61
Tabla 5. Curva de permeabilidades relativas.....	66
Tabla 6. Propiedades para la validación del modelo.	67
Tabla 7. .Diferencias entre la evaluación financiera y la económica	78
Tabla 8. Escenarios de precios para la evaluación financiera	81
Tabla 9. Descripción de costos de inversión	82
Tabla 10. Descripción de costos operacionales	83
Tabla 11. Valores presente neto para los diferentes casos.....	88
Tabla 12. Tasa interna de retorno para los diferentes casos.....	92
Tabla 13. Refinación beneficio-costo para el caso realista.....	94
Tabla 14. Sensibilidad teniendo en cuenta aspectos técnicos y financieros	96
Tabla 15. Indicadores financieros para el caso óptimo.....	97

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL ESPACIAMIENTO ENTRE FRACTURAS EN UN POZO HIDRÁULICAMENTE FRACTURADO PARA UN YACIMIENTO DE SHALE GAS*.

AUTORES: JUAN FELIPE RUEDA AVELLANEDA
LUIS CARLOS PRADA NIÑO**

PALABRAS CLAVES: Espaciamiento entre fracturas, geometría de fractura, shale gas, fracturamiento hidráulico, simulación numérica, análisis financiero,

DESCRIPCIÓN:

El propósito del presente trabajo es determinar el espaciamiento y la geometría de fractura óptima que se pueda desarrollar en un yacimiento de shale gas, mediante la utilización de un simulador numérico, teniendo en cuenta variables técnicas e indicadores financieros

Para lo anterior se estableció un sistema de producción con características semejantes al que se puede establecer en la Formación Tablazo en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Las condiciones del sistema de producción se obtuvieron de investigaciones previas realizadas en esta cuenca y de analogías de shale plays ampliamente desarrollados como Haynesville y Eagle Ford.

En la construcción del modelo se empleó la herramienta IMEX del paquete de simulación de la compañía CMG, allí se procedió a desarrollar un modelo de doble permeabilidad junto con un refinamiento del enmallado que imitara el flujo característico de un shale. En los resultados se estudió la producción acumulada y la tasa de producción de gas al variar la longitud, conductividad y espaciamiento de fracturas hidráulicas.

Posteriormente se procedió a evaluar financieramente los diferentes escenarios con parámetros como el valor presente neto, la tasa interna de retorno y la relación beneficio-costos. Finalmente tras realizar una comparación de los resultados financieros obtenidos se determinó la configuración de espaciamiento y geometría de fractura que trae consigo mayores réditos.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director MSc. José Carlos Cárdenas Montes, Codirector Ing. Cristian Fernando López

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL-FINANCIAL ASSESMENT OF FRACTURE SPACING IN A HYDRAULIC FRACTURED WELL FOR A SHALE GAS RESERVOIR*.

KEYWORDS: Fracture spacing, fracture geometry, shale gas, hydraulic fracturing, numerical simulation, financial assessment.

AUTHORS: JUAN FELIPE RUEDA AVELLANEDA
LUIS CARLOS PRADA NIÑO**

DESCRIPTION:

The purpose of this study is to determine optimal fracture spacing and fracture geometry to develop a shale gas reservoir, using a numerical simulator and considering technical variables and financial indicators.

For this, a production system was established with similar characteristics to Tablazo formation in Middle Magdalena Valley basin. Conditions from production system were obtained from previous studies in this basin and from analogies between developed shale plays like Haynesville and Eagle Ford

IMEX simulator from simulation set CMG was used to build the model. A double permeability model was developed together with grid refinement to reproduce the characteristic flow in shale. In the results were studied cumulative production and gas rate, changing fracture length, conductivity and spacing.

Afterwards a financial assessment was made with different scenarios, using parameters as net present value, internal rate of return and benefit-cost ratio. Finally, a comparison between the financial results was made and it was determined the spacing and geometry fracture configuration with more return.

* Undergraduate Research Project

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School, Director M.Sc. José Carlos Cárdenas Montes, Codirector Ing. Cristian Fernando López .

INTRODUCCIÓN

La gran cantidad de campos que se encuentran en una etapa madura alrededor del mundo, junto a nuevos descubrimientos cada vez menos significativos, han ocasionado una declinación en las reservas de los yacimientos convencionales. Esto ha impulsado a la industria de los hidrocarburos en los últimos años a enfocarse en otro tipo de yacimientos, no convencionales, que suplan la demanda energética.

En este contexto el shale gas se ha convertido en una alternativa debido a la gran cantidad de recursos, que a pesar que se conocían de tiempo atrás, sólo los altos precios de la última década y los avances en las técnicas de perforación y completamiento, hicieron rentable su explotación.

La baja permeabilidad del shale obliga la estimulación de los pozos mediante fracturamiento hidráulico; que es una técnica que consiste en inyectar agua a la formación a alta presión para fracturar la roca y crear canales de flujo que permitan la salida del gas hacia al pozo. Además es necesaria la perforación de una gran cantidad de pozos, debido a la rápida declinación en la producción. Por lo tanto es necesario realizar inversiones considerablemente altas.

El poco conocimiento que se tiene en la explotación de yacimientos no convencionales ha dificultado el mejoramiento de las prácticas que lleven a una reducción de los costos, donde la optimización del fracturamiento hidráulico desempeña un papel preponderante. Por consiguiente urge una optimización en los diferentes procesos de explotación de los yacimientos de shale gas, para permitir que países como Colombia puedan hacer uso de este recurso energético e impulsar su desarrollo.

En ese orden de ideas el presente trabajo pretende realizar una evaluación del impacto de las variables de espaciamiento y geometría de fractura para un fracturamiento hidráulico en un yacimiento de shale gas en Colombia.

1. SHALE GAS

El shale gas, de manera general, puede definirse como el gas natural almacenado en yacimientos de shale. No obstante la definición de shale varía de un autor a otro, pues en ocasiones no se toma como un tipo de roca en específico sino como una clasificación descrita por el tamaño del grano, la fisilidad y en algunas ocasiones por la cantidad de materia orgánica¹. Por ende es posible encontrar lodolitas, limolitas e incluso areniscas de grano fino de muy baja permeabilidad dentro de esta categoría². Sin embargo una definición ampliamente aceptada es la de la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés) que establece el shale como una clase de roca clástica sedimentaria de grano fino, con un tamaño menor a 0,0625 mm³.

1.1 YACIMIENTOS DE SHALE GAS

Para que ocurra acumulación de hidrocarburos en un yacimiento convencional es necesario contar con cuatro elementos fundamentales: roca generadora, roca almacén, roca sello y rocas de sobrecarga. Además dichos elementos deben coincidir en tiempo y en espacio con la formación de la trampa y la generación, migración y acumulación de los hidrocarburos.

En el caso de los yacimientos de shale gas, el shale actúa como roca madre generando el gas y al mismo tiempo como roca almacén, debido a que el gas permanece de manera parcial o total en el shale, pues no pudo migrar fuera de él.

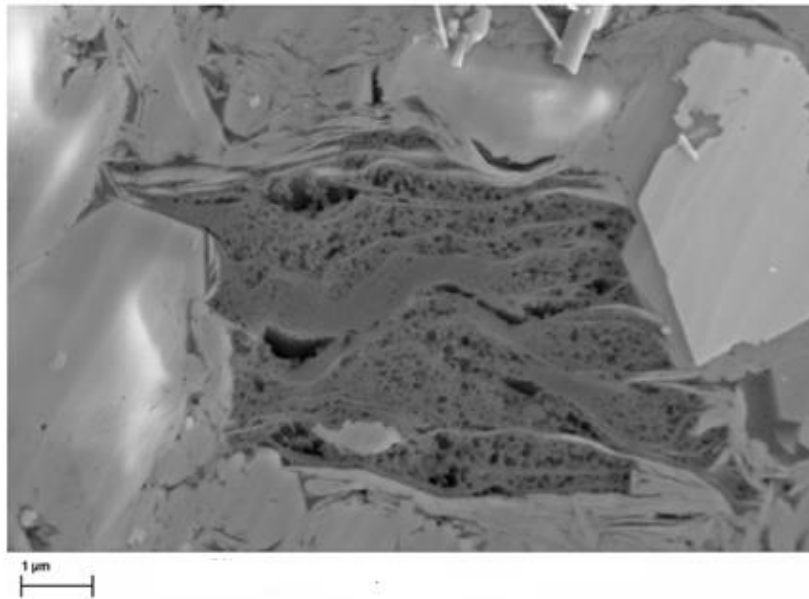
¹ AGUILERA, Roberto. Flow Units: From Conventional Gas to Tight Gas to Shale. 2010.

² LEE, Sunje. Challenges and Strategies of Shale Gas Development. 2012

³ KUNDERT, Donald and MULLEN, Mike. Proper Evaluation of Shale Gas Reservoirs Leads to a more Effective Hydraulic-Fracture Stimulation. 2013

El gas dentro del shale puede almacenarse por diferentes mecanismos. Entre los principales se encuentra gas libre alojado en la porosidad de la matriz y en la microporosidad de la fractura; gas adsorbido y disuelto dentro de la materia orgánica, que puede representar hasta el 50% del gas almacenado en algunos shales⁴. Otros mecanismos que se presentan son el gas libre atrapado en las fracturas hidráulicas durante la estimulación del yacimiento y gas libre entrampado en una red porosa desarrollada dentro del kerógeno (Aguilera 2010), como se observa en la Figura 1.

Figura 1. Porosidad en el kerógeno



Fuente: WANG, F.P., et al. Pore Networks and Fluid Flow in Gas Shales. 2009

La presencia diferentes mecanismos de almacenamiento ocasionan un comportamiento particular en la producción del shale gas. Inicialmente se alcanzan tasas de producción altas que luego declinan rápidamente, pues el flujo de gas está

⁴ AROGUNDADE, O and SOHRABI, M. A Review of Recent Development and Challenges in Shale Gas Recovery. 2012

dominado por el gas libre. Posteriormente el gas adsorbido comienza a liberarse por medio de procesos de desorción y de difusión, dando como resultado una menor declinación en las tasas producción. La relación entre la producción de gas libre y el gas proveniente de la desorción, depende de las propiedades del shale y puede variar considerablemente.

Una de las características más importantes de los yacimientos de shale gas es que pueden acumularse en grandes áreas con límites definidos indistintamente, lo que se conoce como acumulaciones continuas de hidrocarburos⁵. No obstante, estos reservorios son conocidos por su alto grado de heterogeneidad; que varía no solo de un yacimiento a otro, sino dentro del mismo yacimiento. Incluso el cambio en las propiedades petrofísicas, geoquímicas y geomecánicas puede darse a lo largo de la cara del pozo, esto impide no solo analogías entre los yacimientos, sino que dificulta los diferentes procesos de exploración y producción.

Por ende el desafío que presenta la explotación de los shales no radica solamente en encontrar las acumulaciones de hidrocarburos, sino en determinar las áreas que permitirán una mayor tasa de producción y una mayor recuperación. Dichas áreas se conocen como *sweet spots* y se evalúan a partir de parámetros geológicos como el espesor, la porosidad, la permeabilidad, la mineralogía, la fragilidad de la roca, la presencia de fracturas naturales, el TOC y el contenido de gas.

1.1.1 Propiedades petrofísicas. La determinación de las propiedades petrofísicas en los shales presenta varios retos. El primero consiste en que los núcleos necesitan métodos diferentes a los tradicionales para su manejo y preservación. Adicionalmente, las bajas permeabilidades de los núcleos obligan a la utilización de técnicas especiales para la medición de variables básicas como la porosidad, la

⁵ AGUILERA, Roberto. Flow Units: From Conventional Gas to Tight Gas to Shale Gas to Tight Oil to Shale Oil Reservoirs. 2013

permeabilidad y la saturación de agua. Por último los cambios que ocurren durante la depositación traen como resultado variaciones abruptas en las propiedades petrofísicas, por lo cual los núcleos pueden no ser tan representativos.

Porosidad

Los valores de porosidad se ven fuertemente influenciados por las diferentes mineralogías de los shales, no obstante los valores típicos de porosidad oscilan entre un 2 a un 15%. La porosidad como mecanismo de almacenamiento cobra mayor relevancia a medida que los yacimientos son más profundos, pues en yacimientos someros el gas adsorbido es el mecanismo predominante.

La porosidad matricial puede llegar en algunos yacimientos, como el de Barnett, a representar más del 50% del almacenamiento de gas. Por su parte la porosidad de las fracturas, a pesar de ser generalmente baja en comparación con la de la matriz, puede llegar a almacenar cerca del 10% del volumen de gas.

Permeabilidad

La permeabilidad de la matriz del shale es función del tamaño de grano, el grado de compactación, la presión de poro y la presión de confinamiento.; siendo extremadamente baja e incluso llegando al orden de los nanodarcy.

Es una de las propiedades que más afecta la sostenibilidad en la producción, pues mayores permeabilidades de la matriz traen consigo mayores tasas de difusión de gas de la matriz a las fracturas, mayores tasas de flujo hacia los pozos, mayores factores de recobro y áreas de drenaje más grandes⁶.

Saturación de agua

⁶ ROKOSH, C.D., et al. What Is Shale Gas? An introducing to Shale-Gas Geology in Alberta. 2008

Generalmente los yacimientos productivos de shale gas poseen altas saturaciones de gas y saturaciones de agua menores al 30%. Las bajas saturaciones que exhiben los shales son llamadas por algunos autores como saturaciones de agua inicial irreducibles, las cuales ocasionan dos fenómenos en el flujo de fluidos; previenen la producción de agua y crean una poderosa succión capilar del agua⁷. Por consiguiente la mayoría de yacimientos de shale gas tienen muy poca o nula producción de agua.

Presión de yacimiento.

Los yacimientos de shale gas pueden ser sobrepresionados, subpresionados o normalmente presionados. Las presiones de yacimiento altas favorecen el fracturamiento hidráulico pues se reduce el esfuerzo efectivo, generando menores presiones de fractura y manteniendo las fracturas naturales e inducidas en etapas tempranas de producción.

1.1.2 Propiedades geoquímicas y geomecánicas. La presencia de volúmenes importantes de gas adsorbido trae como consecuencia que para determinar los *sweet spots* sea necesario además de los parámetros tradicionales; como el espesor, la porosidad, la permeabilidad y la saturación de agua; otro tipo de parámetros que permitan predecir con mayor acierto el potencial de los shales. Entre estos parámetros se encuentran en contenido total de materia orgánica (TOC), la madurez térmica, y las propiedades geomecánicas de la roca.

Carbono orgánico total (TOC).

El carbono orgánico total es una característica fundamental en el shale gas y es una medida de la riqueza orgánica presente en la roca. La medida del TOC se expresa en porcentaje de peso y se basa en tres componentes; materia orgánica extraíble

⁷ WANG, F.P., et al. Pore Networks and Fluid Flow in Gas Shales. 2009

(EOM), que hace referencia al carbono presente en el crudo y gas ya formado; carbono convertible, que mide el potencial de la roca para la formación de futuros volúmenes de crudo y gas; y por último la fracción de carbono residual, que describe el carbono que no posee potencial para formar gas o petróleo.

Formaciones de shale con TOC entre 2% y 5% se consideran de gran potencial, aunque se tienen registros de TOC de hasta 25% en algunas formaciones.

Madurez térmica.

Altos valores de TOC no garantizan por sí solos grandes volúmenes de gas, pues es posible que la materia orgánica no se convierta en hidrocarburos. Por lo tanto propiedades como la madurez térmica cobran relevancia, debido a que además de permitir encontrar el potencial para la producción de hidrocarburos, permiten identificar el tipo de hidrocarburos⁸. Shales con mayor madurez térmica producen gas seco, mientras que las que estuvieron expuestas a menores tiempos y temperaturas tienen la capacidad de producir petróleo.

La madurez térmica se determina mediante la reflectancia de la vitrinita (%R_o). La vitrinita es un compuesto del kerógeno y la cantidad de luz que refleja es proporcional a la temperatura y al tiempo de enterramiento.

Valores %R_o superiores a 1% denotan la capacidad de la materia orgánica para generar el gas, no obstante valores mayores a 1.5% evitan la ventana de líquidos que bloquean los poros y entorpecen el flujo del gas.

⁸ LEE, Sunje. Challenges and Strategies of Shale Gas Development. 2012

Fragilidad

Es una característica que define la capacidad de la roca para fracturarse y afecta en gran medida la viabilidad de los proyectos. Esta propiedad está relacionada con la mineralogía, la dureza, el esfuerzo efectivo y la temperatura, entre otros. La determinación de la fragilidad de una roca se realiza a partir de relacionar el Módulo de Young y a relación de Poisson, los cuales se hallan mediante registros de pozos.

Perfiles de esfuerzo.

Es una de las variables que mayor influencia tienen en el fracturamiento hidráulico. Definen la orientación de las fracturas, ya que ésta se propaga perpendicular al esfuerzo mínimo. De igual manera los esfuerzos se relacionan con los costos de los proyectos, pues altas condiciones de esfuerzos necesitan de mayores presiones para lograr la fractura y de propantes especiales.

Fracturas naturales.

La presencia de fracturas naturales en los yacimientos de shale contribuyen al incremento de las reservas de gas y facilitan la creación de las fracturas inducidas. Por ende parámetros como la densidad de fracturas naturales y su orientación sirven como indicadores de shale potencialmente productivos⁹.

1.1.3 Mecanismos de transporte. El flujo de fluidos en el shale gas está gobernado por mecanismos que van desde la escala molecular a la macroscópica. Dependiendo del momento en que se encuentre la producción del yacimiento se pueden establecer tres tipos de mecanismos: desorción, difusión y flujo Darcy.

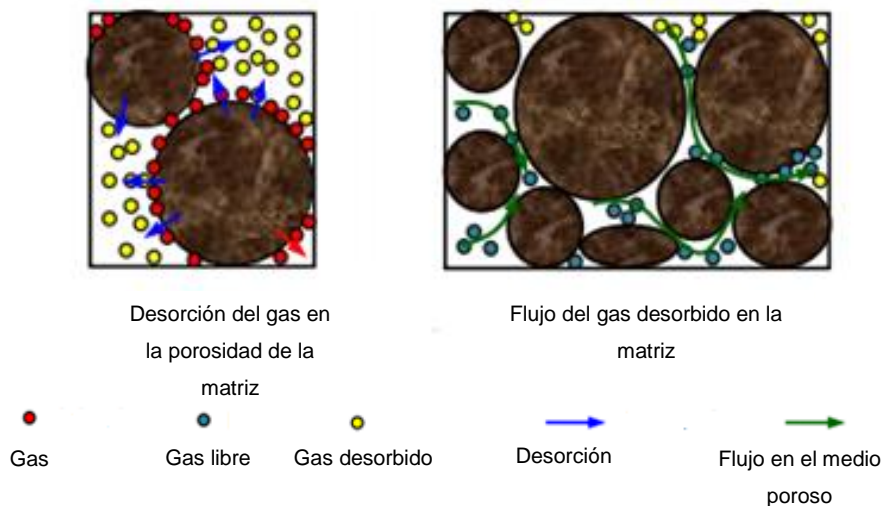
⁹ LEE, Sunje. Challenges and Strategies of Shale Gas Development. 2012.

Desorción

Los yacimientos de shale gas tienen la particularidad de almacenar una gran parte del fluido bien sea en la matriz o en la materia orgánica, a diferencia de los yacimientos convencionales que lo almacenan en el espacio poroso. Este proceso se le conoce como adsorción y es consecuencia de la interacción entre las fuerzas intermoleculares.

El fenómeno contrario, la desorción, consiste en la liberación del gas adsorbido. A medida que la presión declina por efecto de la producción de los fluidos, las moléculas de gas comienzan a liberarse de la fase sólida, ocupando los microporos y las fracturas naturales.

Figura 2. Adsorción y desorción del gas.

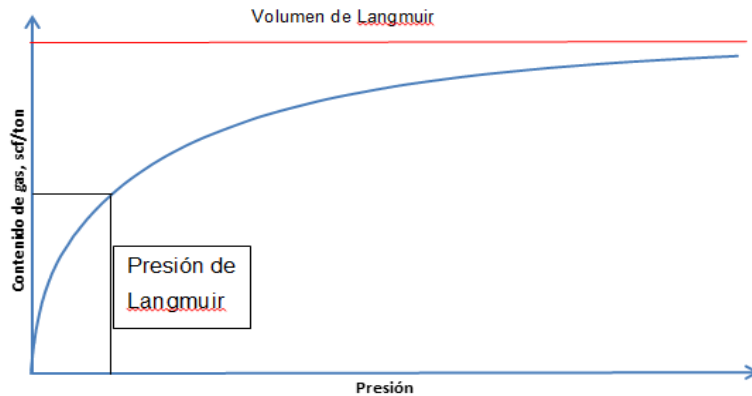


Fuente: ZHAO, Yu-Lung, et al. "Triple porosity" modeling of transient well test and rate decline analysis for multi-fractured horizontal well in shale gas reservoirs. 2013

Los fenómenos de adsorción y desorción se encuentran relacionados mediante la isoterma de Langmuir, la cual se desarrolla experimentalmente y establece la

cantidad de gas que el shale puede adsorber a una determinada presión. En la figura 3 se observa como una reducción en la presión produce una menor adsorción.

Figura 3. Isoterma de Langmuir

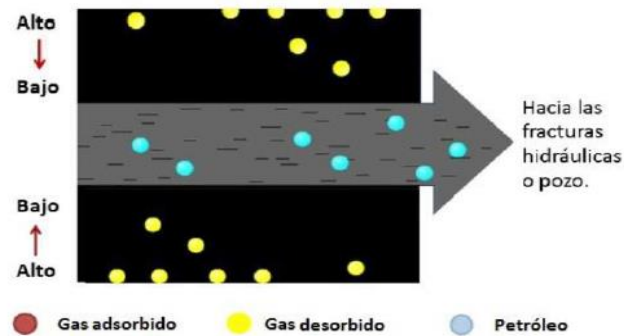


Modificado de REY, C. y AMAYA, F. Evaluación del comportamiento de un yacimiento de gas-shale utilizando un software de simulación para determinar el mejor esquema de explotación que permita maximizar las reservas recuperables. 2011.

Difusión.

Posterior a la liberación del gas, éste comienza a desplazarse por la matriz de la roca, pero la baja permeabilidad impide su flujo. Por ende el mecanismo que gobierna el movimiento de fluidos en esta sección es la difusión, que se basa en la diferencia de concentraciones; haciendo que el gas migre de la zona de mayor concentración, la matriz, hacia la zona de menor concentración, las fracturas.

Figura 4. Difusión del gas

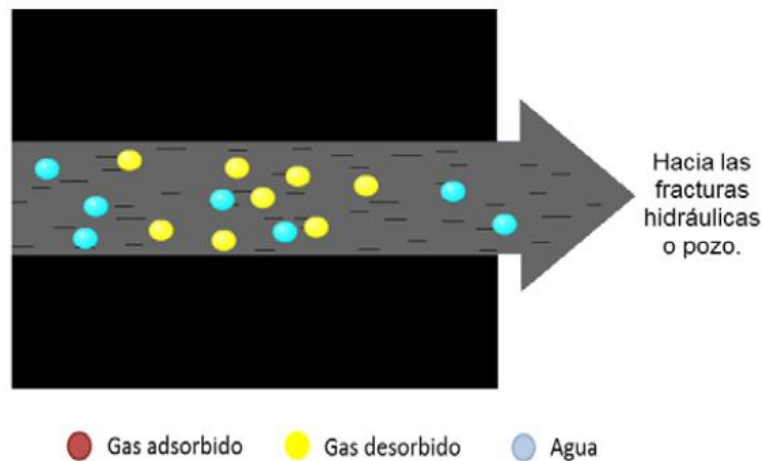


Fuente: LOPEZ, C. HIGUERA, J. Análisis del impacto de las propiedades PVT en la producción de un yacimiento de shale oil, haciendo uso de la simulación numérica. 2015.

Flujo Darcy y no Darcy.

Luego de que el gas llega a las fracturas, comienza a moverse hacia la cara del pozo regido por la ley de Darcy. No obstante cuando ya se está cerca de la cara del pozo, la velocidad del flujo es muy alta, al igual que el número de Reynolds, por lo cual los efectos inerciales toman relevancia. Por esta razón hay que agregar un término adicional a la ley de Darcy, conocido como el coeficiente de Forchheimer que represente el comportamiento no lineal de la diferencia presión respecto a la velocidad y que depende de características del yacimiento como la permeabilidad, la porosidad y la tortuosidad

Figura 5. Flujo Darcy



Fuente: LOPEZ, C. e HIGUERA, J. Análisis del impacto de las propiedades PVT en la producción de un yacimiento de shale oil, haciendo uso de la simulación numérica. 2015.

1.2 PANORAMA DEL SHALE GAS

Los avances en perforación horizontal y en las tecnologías de fracturamiento hidráulico de la última década han permitido la explotación de reservorios de shale gas, específicamente en Estados Unidos, que se ha convertido en líder en el desarrollo de este tipo de yacimientos¹⁰. Tanto así que se ha experimentado un verdadero boom que originó un salto del 1.6%, que representaba la participación del shale gas en la producción del gas natural en Estados Unidos a comienzos del siglo XXI, hasta un 23% en 2010 y con proyecciones de crecimiento hasta el 2020¹¹.

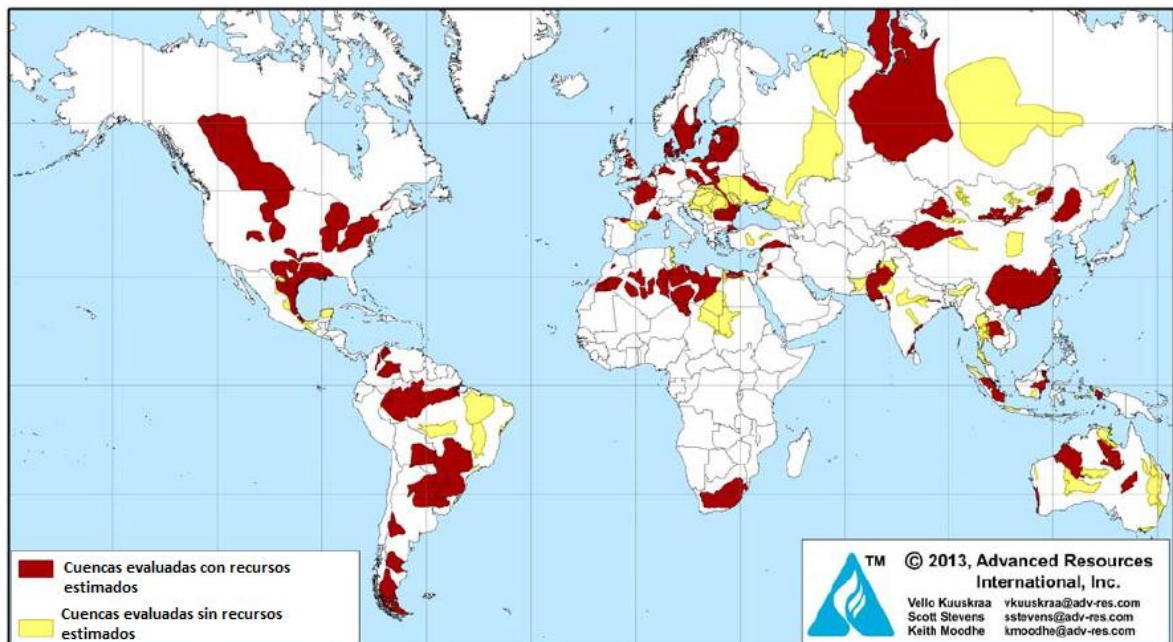
Este inusitado crecimiento ha hecho que las empresas se interesen en yacimientos de shale gas fuera del territorio norteamericano en países como China, México, Argentina, Polonia, Australia entre otros.

¹⁰ FAZELIPOUR, Waleed. Innovative Reservoir Modeling and Simulation of Unconventional Shale Gas Reservoirs Powered by Microseismic Data. 2011.

¹¹ WANG, Zhongmin and KRUPNICK, Alan J. A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States: What Led to the Boom?. 2009.

1.2.1 Reservas de shale gas en el mundo Un estudio desarrollado por la Administración de Información Energética (EIA) mostró el gran potencial de los yacimientos de shale gas alrededor del mundo. Después de analizar 137 formaciones en 41 países se establecieron recursos técnicamente recuperables de 7795 TPC¹²

Figura 6. Cuencas de shale gas y shale oil alrededor del mundo



Modificado: EIA. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assesment. 2013.

1.2.2 Reservas de shale gas en Colombia. El informe de la EIA analizó tres cuencas colombianas que mostraron potencial para la producción de shale gas: Valle Medio del Magdalena, Llanos Orientales y Catatumbo. En ellas se evaluaron las formaciones La Luna, Tablazo, Capacho y Gachetá, que han sido las rocas

¹² KUUSKRAA, Velo. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assesment. 2013.

generadoras de gran parte de los hidrocarburos localizados en el país. Los diferentes pozos estratigráficos perforados en estas cuencas junto con la información geológica muestran algunas similitudes con los yacimientos de Eagle Ford y Nobara en Estados Unidos.

Los recursos técnicamente recuperables de Colombia superan los 20 TPC. Esta cifra no tiene en cuenta el potencial de la Cuenca Catatumbo/ Maracaibo, que suman 202 TPC, debido a que es compartida con Venezuela. Por ende los volúmenes podrían ser mayores; aunque cabe aclarar que la mayoría de esta cuenca se encuentra en territorio venezolano. De igual forma el estudio tampoco incluye cuencas como Caguán-Putumayo, Cordillera Oriental y Cesar-Ranchería que podrían tener importantes prospectos.

1.3 FRACTURAMIENTO

El método de fracturamiento se compone de varias etapas. Primero una pequeña cantidad de fluido es bombeado hacia el pozo con el objetivo de comenzar a crear una fractura y asegurarse que el pozo se encuentre en condiciones mecánicas satisfactorias. A continuación se bombea otro fluido que genera una presión hidrostática capaz de construir la fractura que se desea en el yacimiento.

El paso siguiente es inyectar una lechada del fluido de fracturamiento acompañado del propante que tiene dos finalidades, la primera es encargarse de mantener la fractura abierta mientras se concluye el bombeo, y la segunda servir de camino para que el gas fluya hacia el pozo; es necesaria una lechada lo suficientemente viscosa que facilite el transporte del apuntalante hasta la fractura.

Por último se asegura que se reduzca la viscosidad del fluido para su retorno y el pozo quede limpio, de lo contrario el fluido de fracturamiento causara daños en la formación.

1.3.1 Historia del fracturamiento El primer fracturamiento hidráulico se llevó a cabo en 1947 para el campo Hugoton localizado al este de Kansas. Allí cuatro capas de calizas productoras de gas fueron estimuladas utilizando 1000 galones de gasolina gelificado con napalm seguida de una gasolina con un 1% de emulsión catiónica rompedora encargada de reducir la viscosidad del fluido de fracturamiento¹³.

Desde allí 2,5 millones de tratamientos se han llevado a cabo en todo el mundo y se dice que el 60% de todos los pozos perforados han sido fracturados. A su vez gracias al fracturamiento las reservas de USA han aumentado en 9 billones de barriles y 700 TPC desde 1949¹⁴.

1.3.2 Fluidos de fracturamiento. Las compañías de la industria del petróleo y gas emplean un fluido de fractura compuesto en su mayoría por agua (91%), 9% de arena u otro tipo de agente granular propante y 1% de químicos que le suministren viscosidad a la mezcla.

El fluido de fracturamiento debe tener diferentes características para las etapas de trabajo. Comenzando por la capacidad de arrastrar el propante hasta la fractura, de igual forma poseer propiedades de fricción moderadas y ser estables a temperaturas de reservorio durante el tiempo de bombeo. Al finalizar la apertura de

¹³ VIJAYKUMAR, Rajgopal. Selection of Fracturing Fluid for Stimulating Tight Gas Reservoirs. 2006.

¹⁴ MONTGOMERY, Carl ,et al. Hydraulic Fracturing: History of an Enduring Technology. 2010.

la fractura, el fluido debe cambiar a uno de baja viscosidad y a su vez degradarse en el menor tiempo posible después del tratamiento para mejorar la limpieza, contribuyendo a no dejar residuos que puedan afectar la conductividad de la fractura o taponar la entrada del paquete de propantes¹⁵.

El fluido de fractura afecta la productividad y la longitud de la fractura de los pozos hidráulicamente fracturado ya que puede reducir la permeabilidad relativa al gas así como también la permeabilidad de la formación en la cara de la fractura.

Los primeros fluidos de fracturamiento que se emplearon fueron fluidos a base de hidrocarburos que se le adicionaban agentes gelificantes. Alrededor de 1960 se introdujeron fluidos a base de agua tales como la solución de polímeros lineales, aunque estos tuvieron que ser reemplazados por no ser lo suficientemente viscosos a temperaturas que aumentaban a medida que se llegaban a mayores profundidades.

De igual forma se han desarrollado geles a base de polímeros reticulados y posteriormente fluidos energizados con espumas para terminar con la generación más reciente que emplea surfactantes viscoelásticos; esta técnica permite que cuando el fluido entre en contacto con el hidrocarburo su viscosidad se reduzca favoreciendo la limpieza de la fractura.

1.3.3 Propante. El propante también conocido como apuntalante tiene la función de mantener la fractura abierta después que el fluido de fractura es removido. Las características que se evalúan a la hora de escoger el propante adecuado para cada ocasión son:

¹⁵ VIJAYKUMAR, Rajgopal. Selection of Fracturing Fluid for Stimulating Tight Gas Reservoirs. 2006.

- Resistencia del propante
- Tamaño de grano y distribución
- Cantidades de finos e impurezas
- Redondez y esfericidad
- Densidad del propante

Existe un gran número de tamaños de arena que se emplea como propante, pero desde los comienzos de la técnica se ha utilizado un intervalo de malla de 20/40, actualmente el 85% de la arena utilizada es de este tamaño.

El primer fracturamiento hidráulico se realizó con arena de río como propante. Desde allí numerosos agentes propantes han sido empleados y evaluados a través del tiempo como lo son gránulos de plástico, bolas de acero, bolas de aluminio acero, arena cubierta con resina, cascara de nuez, carbolita, bauxita y cerámicos; siendo los dos últimos los más empleados.

1.3.4 Diseño de la fractura. En un principio se emplearon gráficos complejos, nomogramas y cálculos en determinar el tamaño de la fractura donde se empleaban 800 galones de fluido y 0.5 a 0.75 lbm/gal de arena. Este método se conocía como el “hit-or-miss” y fue empleado hasta los 80’s donde fue reemplazado por programas desarrollados para computadoras.

Estos programas han tenido que ir mejorándose al punto de incluir cuadrículas infinitas de elementos que predigan la fractura en tres dimensiones. Se han desarrollado modelos para simular el movimiento y la temperatura de los fluidos a través de la fractura y la forma en que el propante se distribuye en la fractura.

Actualmente los modelos se encargan de predecir la producción de la fractura con flujos no-Darcys y multifásico usando cualquier propante disponible.

A pesar del creciente desarrollo de modernos programas de simulación para entender el comportamiento de la fractura, sólo a través de mecanismos físicos se puede conocer realmente el estado de estas. Por lo anterior la microsísmica ha recorrido un largo camino en el estudio y el mapeo de las fracturas hidráulicas para minimizar la falta de información sobre el comportamiento de las fracturas, ayudando notablemente a mejorar los diseños de tratamiento.

1.3.5 Rentabilidad del proceso de fracturamiento. Generalmente se observan tres aspectos importantes a la hora de revisar la viabilidad de un proyecto de estimulación

- Determinar las tasas de gas que se producirán y que factores de recuperación se pueden esperar por cada fractura creada en un yacimiento.
- Determinar los requerimientos del diseño del tratamiento para lograr las longitudes y conductividades deseadas.
- Combinación de los dos parámetros anteriores para maximizar un retorno de la inversión.

Por tal motivo, se elige el diseño del tratamiento que maximice y optimice tanto los ingresos como la producción¹⁶.

1.4 CARACTERÍSTICAS DE LA FRACTURA

¹⁶ VÁZQUEZ, Juan. Mejoramiento de la Conductividad en el Fracturamiento Hidráulico. 2009.

1.4.1 Tipos de fractura. Moridis¹⁷ clasificó el sistema de fracturas presente en los yacimientos de shale gas; los cuales se describen a continuación:

- Primarias o fracturas hidráulicas: Son aquellas que se crean por la inyección de un fluido de fractura dentro de la formación sin importar si poseen propantes.
- Fracturas secundarias: Son inducidas como resultado del cambio del estado geomecánico de la roca producto de la creación de la fractura primaria. Idealmente se consideran que intersectan a las fracturas primarias ortogonalmente.
- Fracturas naturales: Son aquellas fracturas nativas que existían antes de cualquier intervención o proceso que se lleve a cabo en la formación.
- Fracturas radiales: Se crean por efecto del esfuerzo causado en las inmediaciones de un pozo horizontal

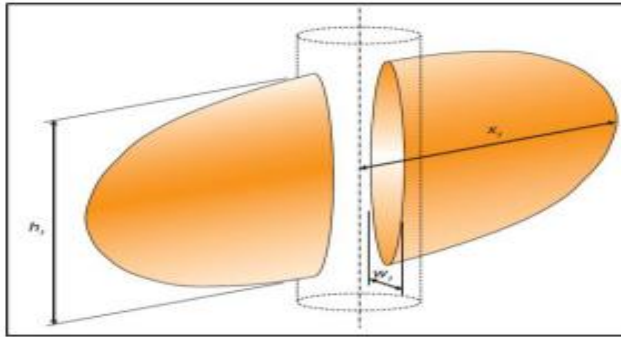
1.4.2 Geometría de la fractura. Un adecuado conocimiento de la geometría y el comportamiento de las fracturas hidráulicas permiten a las compañías operadoras aumentar la efectividad de los tratamientos de estimulación, la productividad de los pozos y la recuperación de los hidrocarburos¹⁸.

Los principales parámetros que se consideran a la hora de examinar la geometría de la fractura son la longitud de la fractura x_f , el alto h_f y el ancho w_f .

Figura 7. Geometría de la fractura

¹⁷ MORIDIS, G.J., et al. Analysis of Mechanisms of Flow in Fractured Tight-Gas and Shale-Gas Reservoirs. 2010.

¹⁸ BENETT Les, et al. La Fuente para la Caracterización de Fracturas Hidráulicas. 2006.



Fuente: ECONOMIDES, M. MARTIN, T. Modern fracturing. Enhancing natural gas production. 2007

La altura de la fractura depende principalmente del contraste de esfuerzos y la relación entre los espesores de las formaciones de la zona de interés y las formaciones adyacentes.

Mientras que el ancho de la fractura está estrechamente relacionado con el módulo de Young. Ya que a un mayor módulo de Young menor ancho tendrá la fractura debido a que la roca está más cohesionada¹⁹.

El fracturamiento en yacimientos de permeabilidades altas busca crear fracturas cortas y altamente conductivas, mientras que en los yacimientos de baja permeabilidad como los shale se buscan fracturas de grandes longitudes que pueden pasar fácilmente los 100 o 200 ft.

La geometría de la fractura está básicamente controlada por el volumen del tratamiento. El volumen óptimo de la fractura depende de la permeabilidad y los problemas de direccionamiento del propósito de la fractura, ya que se pueden obtener diferentes objetivos de fractura. El propante total depende del tipo de tratamiento que se realizará y del programa de propante que se utiliza para lograr

¹⁹ VECINO, Iván. Metodología para Identificar los Factores Geológicos y Geomecánicos Influyentes en un Tratamiento de Fracturamiento Hidráulico en Colombia. 2013.

la conductividad que se desea lograr²⁰. De igual manera las dimensiones de las fractura están influenciadas por el número y el espaciamiento entre fracturas, así como también de las interacciones.

La geometría de la fractura es estimada por medio de modelos. En ocasiones el conocimiento de la geometría de la fractura es crítica por lo cual el modelo debe soportarse con sísmica o con históricos de presiones. Por último, en casos donde no se poseen estas herramientas, el modelo debe ser diseñados con estimaciones de las propiedades de la formaciones, los esfuerzos presentes y las presiones al momento de la investigación.

1.4.3 Conductividad de la fractura. Es una medida de la habilidad con la que se produce el flujo de fluidos dentro de la fractura provenientes desde la cara de la fractura hasta el pozo.

Entre las características que nos permite conocer la conductividad de la fractura se encuentran: tipo, tamaño y concentración del propante; el esfuerzo de carga y dureza de la formación; la degradación del apuntalante y por último el posible taponamiento por presencia de fluidos de fracturamiento.

Para un volumen establecido de propante inyectado en la formación, un pozo tendrá la máxima producción o velocidad de inyección cuando la conductividad de la fractura esté cerca de la unidad, lo que implica que el tratamiento es óptimo.

Diferentes procesos pueden afectar la conductividad de la fractura, como lo son:

²⁰ EL SHAARI, N. Northern California Gas Sand-Hydraulic Fracture Stimulation. Opportunities and Challenges. 2008.

- Agrietamiento y o disolución del apuntalante por factores como esfuerzos, temperatura y fluidos
- Efectos causados a largo plazo por los esfuerzos de sobrecarga y temperatura
- Migración y redistribución de finos.

1.4.4 Orientación y propagación de la fractura. Los esfuerzos in situ y las propiedades de la roca son los parámetros que mayor relevancia tienen en el proceso de propagación y orientación de la fractura, controlando su geometría, así como también su dirección. Es entonces gracias a la magnitud de los esfuerzos que se da la dirección de crecimiento de la fractura. Como principio básico, la fractura se propaga en dirección de un plano perpendicular al mínimo esfuerzo matricial.

Para la mayoría de formaciones productoras, el esfuerzo principal máximo es el esfuerzo vertical o de sobrecarga, debido a la profundidad. Por esta razón el esfuerzo principal mínimo es un esfuerzo horizontal, lo cual ocasiona que las fracturas hidráulicas van hacer verticales y perpendiculares a este esfuerzo.

Esto deja dos situaciones límite; que el pozo se perfora en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo y se obtengan fracturas transversales, o que la trayectoria del pozo sea normal al esfuerzo horizontal mínimo y se obtengan fracturas longitudinales²¹.

Múltiples fracturas transversales es el diseño más recomendable para yacimientos de baja permeabilidad como los de shale gas, porque logran acelerar las tasas de producción. Además de ser el más probable, pues para lograr fracturas

²¹ ECONOMIDES, M.J. How to Decide Between Horizontal Transverse, Horizontal Longitudinal and Vertical Fracture Completion. 2010.

longitudinales se necesita controlar rigurosamente el azimut del pozo, lo que es un desafío operacional.

1.4.5 Inicio de la fractura. Las características del fluido de fracturamiento, las propiedades de la roca cercana al pozo, así como los esfuerzos aplicados sobre ella definen la mecánica del inicio, geometría y prolongación de la fractura.

La fractura se extiende cuando se aplica una presión diferencial hidráulica capaz de vencer los esfuerzos compresivos naturales que existen en las rocas.

Los esfuerzos compresivos se pueden encontrar con la siguiente expresión:

$$\sigma_v = 0.007\rho D \qquad \text{Ec. 1}$$

σ_v = Esfuerzo vertical total (psi)

ρ = Promedios de la densidad de la roca (lb/ft³)

D = profundidad (ft)

Los esfuerzos verticales presentes en la matriz se ven influenciados por la porosidad, el contenido de fluidos en la formación, la presión de poro y la presión de yacimiento. En el caso de los esfuerzos matriciales horizontales también se ven afectados por la presión de poro, asumiendo comportamientos distintos si se trata de áreas sin actividad tectónica o rocas permeables.

Las condiciones iniciales para generar una fractura vertical dependen de la fuerza de los esfuerzos verticales compresivos. Partiendo de lo anterior la presión en el pozo debe ser un mayor que el esfuerzo mínimo en la pared del pozo, al igual que superar la fuerza de tensión de la roca.

1.4.6 Presión de cierre de fractura. Una vez se haya abierto la fractura la presión de la fractura tiene que exceder la presión de poro en una cantidad mayor al esfuerzo matricial efectivo mínimo de la roca. Para hallar el gradiente de fractura que permita conocer la presión de cierre a cierta profundidad sencillamente se debe dividir la presión de cierre sobre la profundidad.

1.4.7 Presión de fractura neta. La presión que excede la presión de cierre de fractura se denomina presión de fractura neta. Esta presión influencia el módulo de Young lo que se refleja en afectar la extensión de la fractura, generando distintos efectos que nos permite conocer en qué condiciones se encuentra la fractura.

La presión de fractura neta al servir como indicador puede presentar distintos comportamientos. En el caso que la presión incremente en forma normal, implica que la fractura se propaga lejos de la vecindad del pozo en dirección vertical. Para cuando la presión se incrementa de manera anormal, la fractura se está “inflando” como un balón, es decir ocurre un arenamiento que impide que la fractura se propague. Si la presión neta de fractura cae de forma drástica, predice que la fractura se ha “arruinado” por encima o por debajo.

1.5 ESPACIAMIENTO ENTRE FRACTURAS

Para crear sistemas óptimos de fracturas mediante fracturamiento hidráulico que maximicen la producción de hidrocarburos y minimicen los costos asociados es necesario tener en cuenta el lugar, el número y el espacio entre las fracturas. A pesar del gran número de investigaciones que relacionan el comportamiento en la

producción con el sistema de fracturas; la optimización de las fracturas se sigue realizando ampliamente mediante ensayo y error²².

En los yacimientos de shale gas es fundamental la reducción del espacio entre las fracturas para asegurar mayores tasas de producción y obtener una depleción óptima del yacimiento. Diferentes estudios muestran que menores espacios entre las fracturas, hasta cierta medida, logran tasas iniciales más altas y drenajes más eficientes²³.

El espaciamiento entre las fracturas está estrechamente relacionado con características de completamiento como el número de etapas; propiedades como el volumen de yacimiento estimulado (SRV), la complejidad de las fracturas creadas y por fenómenos de reorientación de las fracturas (stress shadow)

1.5.1 Complejidad de las fracturas. El objetivo del fracturamiento hidráulico varía dependiendo el tipo de yacimiento. En yacimientos convencionales se buscan inducir fracturas simples que aumenten la conductividad de la fractura.

Por otra parte, en los yacimientos como el shale gas, el fracturamiento trata de incrementar el área de contacto desarrollando, en la medida de lo posible redes de fracturas²⁴. Para que se logren dichas redes de fracturas es necesaria la presencia de fracturas naturales y condiciones de esfuerzos favorables, como diferencias entre los esfuerzos horizontales principales.

²²LEE, Sunje. Challenges and Strategies of Shale Gas Development. 2012.

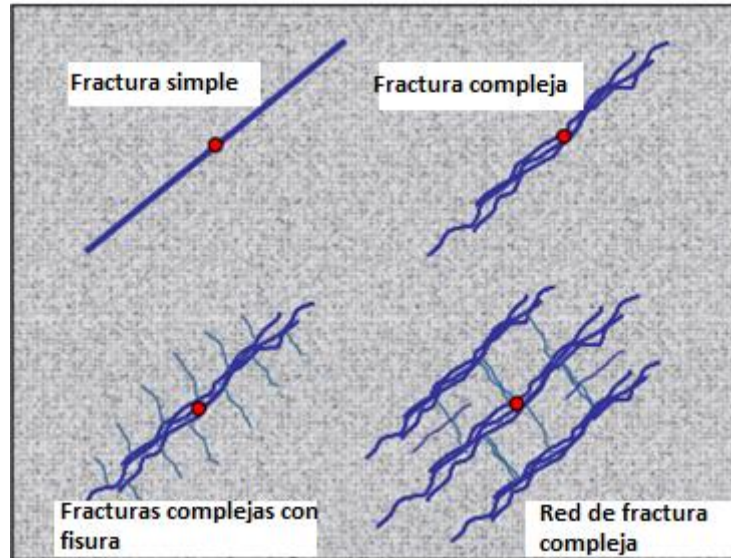
²³ ROUSSEL, Nicolas P. and SHARMA, Mukul M. Strategies to Minimize Frac Spacing and Stimulate Natural Fractures in Horizontal Completions. 2011

²⁴ WARPINSKY, N.R., et al. Stimulating Unconventional Reservoirs: Maximizing Network Growth while Optimizing Fracture Conductivity.

1.5.2 Número de etapas. Desarrollar fracturamientos hidráulicos de varias etapas es una estrategia de completamiento que busca evitar las heterogeneidades laterales que se encuentran a lo largo del pozo, buscando realizar estimulaciones más eficientes.

Al igual que la disminución entre el espacio entre las fracturas, una disminución entre la distancia entre las etapas significaría un aumento en las tasas de producción, sin embargo hay que recordar que el espacio entre las etapas está gobernado principalmente por la ubicación de los intervalos de mayor potencial. Por esta razón la interacción entre el espacio entre las fracturas y el espacio entre las etapas es clave para lograr mayor contacto con el yacimiento y mayores recuperaciones de hidrocarburos.

Figura 8. Tipos de fracturas

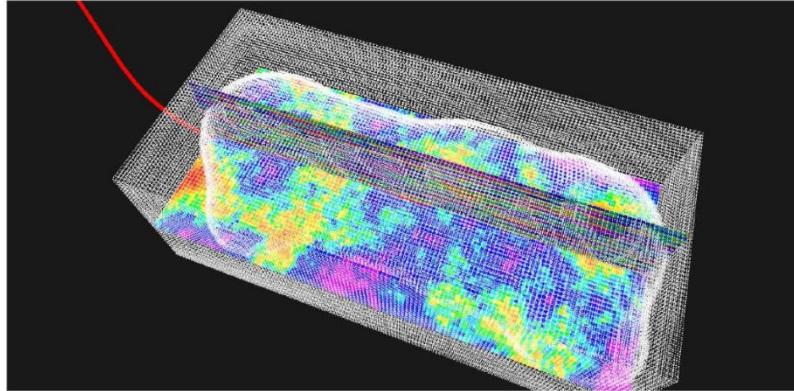


Modificado de: WARPINSKY, N.R., et al. Stimulating Unconventional Reservoirs: Maximizing Network Growth while Optimizing Fracture Conductivity. 2008

1.5.2 SRV. En yacimientos convencionales o incluso en arenas apretadas el desempeño del fracturamiento hidráulico puede ser evaluado a partir de la longitud de la fractura y la conductividad. Sin embargo las bajas permeabilidades presentes en los shales hacen que estos parámetros sean insuficientes para determinar la eficiencia del fracturamiento, por lo tanto el SRV ha surgido como una herramienta adicional para estimar el desempeño de los pozos²⁵.

El Volumen de Roca Estimulado (SRV, por sus siglas en inglés), se define como el volumen de roca contactada por la red de fracturas inducidas y está directamente relacionado con los perfiles de producción de los pozos. A mayores tamaños de tratamiento se obtienen fracturas más grandes y complejas, que incrementan el SRV.

Figura 9. SRV de un pozo hidráulicamente fracturado



Tomado de: FAZELIPOUR, Waleed. Innovative Reservoir Modeling and Simulation of Unconventional Shale Gas Reservoirs Powered by Microseismic Data, 2011.

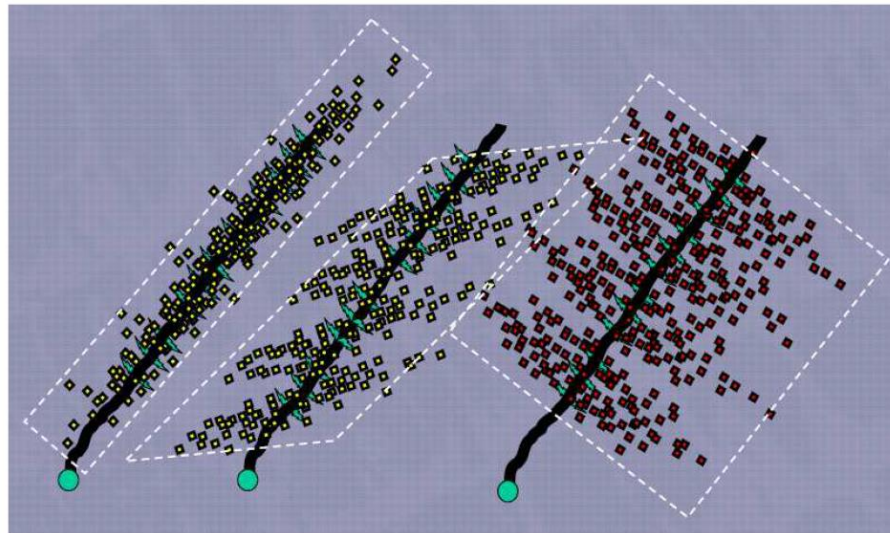
1.5.3 Monitoreo microsísmico. La complejidad de las redes de fracturas creadas durante la estimulación hidráulica, hacen impredecible la locación y geometría del

²⁵ MAYERHOFER, M.J., et al. What is Stimulated Reservoir Volume?. 2010.

SRV. De ahí que la microsísmica desempeñe un papel importante no solo para entender el SRV sino el espaciamiento entre fracturas²⁶.

El monitoreo microsísmico es una técnica que ha cobrado importancia en los últimos años para determinar el SRV. Consiste en detectar pequeños sismos de muy baja energía, ocasionados principalmente por reajustes en los esfuerzos de corte²⁷.

Figura 10. Esquema del SRV mediante microsísmica



Tomado de: FAZELIPOUR, Waleed. Innovative Reservoir Modeling and Simulation of Unconventional Shale Gas Reservoirs Powered by Microseismic Data. 2011.

En yacimientos de alta permeabilidad los cambios en los esfuerzos de corte pueden extenderse por varias zonas y se deben a cambios en la presión de poro que son transmitidos a través de la roca. Por su parte en los yacimientos no convencionales, los cambios en la presión no se transmiten rápidamente a menos que haya canales

²⁶ FAZELIPOUR, Waleed. Innovative Reservoir Modeling and Simulation of Unconventional Shale Gas Reservoirs Powered by Microseismic Data. 2011.

²⁷ MALDONADO CANO, Eliana Maria. Uso de Sísmica Pasiva en Superficie y su Relación con la Anisotropía y Producción de Fluidos en el Piedemonte Llanero Colombiano. 2010.

de flujo (fracturas). De esta manera la recopilación de eventos microsísmicos proporcionan una serie de puntos para cada una de las etapas de fractura, que al unirse forman un mapa que representa el volumen de yacimiento estimulado o SRV.

1.5.4 Factores que afectan el espaciamiento

Módulo de Young

Es una de las propiedades geomecánicas de mayor relevancia en el fracturamiento hidráulico. Se define como la cantidad de esfuerzo requerido para deformar la roca. La literatura muestra que altos valores del módulo de Young permiten menores espacios entre las fracturas, no obstante la reducción que se consigue es mínima.

Relación de Poisson

La relación de Poisson es un valor adimensional que relaciona las deformaciones axiales y laterales al aplicar a una fuerza a una roca y su valor oscila entre 0 y 0,5. Al igual que con el módulo de Young, aumentos en la relación de Poisson muestran una disminución en el espaciamiento entre las fracturas.

Parámetro de Biot

El parámetro de Biot es un valor adimensional que representa la fracción de la presión del fluido que afecta los esfuerzos de la roca. Al contrario de lo que sucede con la relación de Poisson o el módulo de Young, el menor espaciamiento entre las fracturas es favorecido por menores valores del parámetro de Biot. Sin embargo esta propiedad es generalmente poco isotrópica y se ha estudiado muy poco la influencia de su anisotropía en el espacio entre las fracturas.

Relación entre los esfuerzos horizontales

Es una de las variables que más influencia tiene en el espaciamiento entre fracturas y está estrechamente relacionada con la reorientación de las fracturas. Cuando los

esfuerzos horizontales son similares (relaciones cercanas a 1) se necesitan de mayores espaciamentos para que fenómenos como el de stress shadow no se presenten.

Conductividad

Respecto a la relación entre el espacio entre la fractura y la conductividad, se ha mostrado que la conductividad en la fractura tiene un impacto mayor que el espaciamento entre las fracturas. Sin embargo para fracturas con conductividades bajas, un pequeño espaciamento entre las fracturas implica un aumento de la producción acumulada de gas²⁸.

1.6 DEFINICIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

El sistema de producción hace referencia a las variables operacionales y de yacimiento que se tienen durante la producción de un pozo. Para la determinación de las variables de yacimiento se debe definir en primera instancia el lugar donde se planea llevar a cabo el proyecto, para precisar las propiedades petrofísicas.

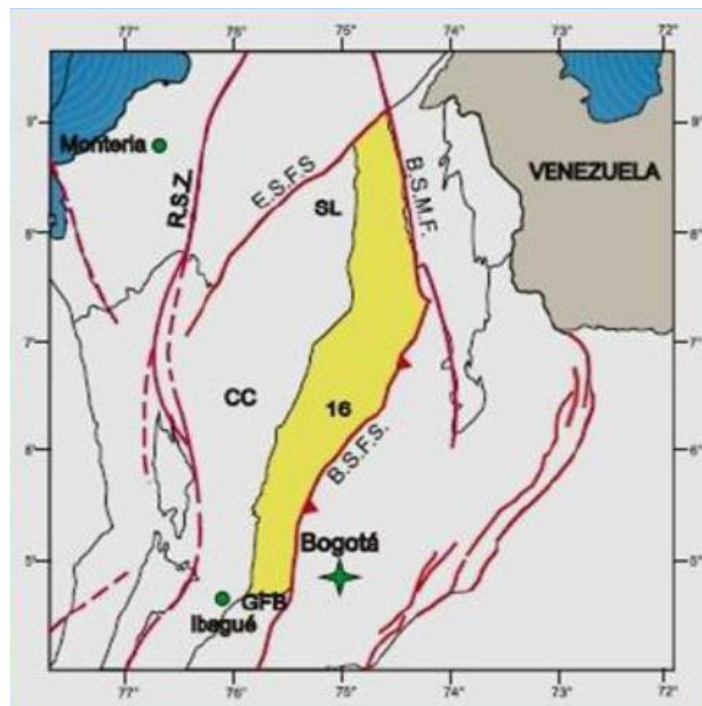
A su vez, para definir las características operacionales es necesario realizar analogías con yacimientos similares, que sirvan como punto de partida para la producción del pozo.

1.6.1 Cuenca Valle Medio del Magdalena. La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es una importante fuente de hidrocarburos en Colombia, siendo una de las cuencas que más aporta en la producción del petróleo en Colombia. Es a principio del siglo XX con el yacimiento del campo la Cira Infantas que comienza la

²⁸ CIPOLLA, C.L., et al. Reservoir Modeling in Shale-Gas Reservoirs. 2009.

producción comercial de hidrocarburos y desde entonces se han descubierto numerosos yacimientos de menor tamaño, pero que al igual poseen numerosas reservas.

Figura 11. Ubicación cuenca Valle Medio del Magdalena



Fuente: ANH. Colombian sedimentary basins. 2007

Junto con Catatumbo y Cesar Rancheria la cuenca del Valle Medio del Magdalena cuenta con una de las mayores reservas de Shale gas en Colombia. La cuenca tiene un área de 34000 km^2 y se encuentra en medio de la cordillera Central y Oriental. Esta ubicación se caracteriza por su alta actividad tectónica, aunque al interior de la cuenca poseen simples estructuras con relativas superficies

topográficas planas. El oeste de la cuenca es estructuralmente más complejo y presenta cabalgamientos²⁹.

Reservas

Sus dos formaciones La Luna y Tablazo provienen de un ambiente de depositación marino y su formación son del cretácico superior e inferior respectivamente. Entre las dos formaciones almacenan una riqueza de 135 Tcf de los cuales se consideran recuperables 18 Tcf. Por el lado del crudo se determinó unas OOIP de 79 billones de barriles con 4,8 billones técnicamente recuperables.

Aunque Ecopetrol ha dicho que el potencial recuperable en la cuenca del VMM es de 29 Tcf³⁰.

Tabla 1. Reservas Cuenca Valle Medio del Magdalena

Cuenca	Formación	GIP (Tcf)	Técnicamente Recuperable (Tcf)	OOIP (MMMbbl)	Técnicamente Recuperables (MMMbbl)
Valle Medio del Magdalena	La Luna/ Tablazo	135	18	79	4,8

Modificado de: EIA. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assesment. 2013.

Prospectos

²⁹ KUUSKRAA, Velo. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assesment. 2013

³⁰ EIA. "Review of Emerging Resources U.S. shale gas and shale oil play", Julio 2011.

Desde el 2012 un gran número de compañías entre ellas Ecopetrol, ConocoPhillips, ExxonMobil, Nexen y Shell han planeado la perforación de 12 pozos exploratorios horizontales y verticales. Ecopetrol en el año 2011 perforó su primer pozo estratigráfico no convencional: La Luna 1. Por su parte ConocoPhillips posee tres licencias de exploración, con las cuales dice tener 260.000 acres netos con potencial de Shale oil. ConocoPhillips, ExxonMobil y Shell planean perforar en conjunto 19 pozos estratigráficos con un costo aproximado de \$123 millones de dólares³¹.

1.6.2 Formación Tablazo. Esta unidad consiste en calizas gris a negro, fosilíferas, localmente glauconíticas y arcillosas de color negro, con niveles intercalados de arcillolitas grises a gris azulado, calcáreas, fosilíferas, en capas medianas a gruesas, con intercalaciones de areniscas grises, grano fino a medio, arcillosas, levemente calcáreas, en capas delgadas³². La Formación Tablazo se encuentra en contacto concordante con la Formación Paja que la infrayace y la Formación Simití que la suprayace.

Propiedades petrofísicas

La Formación Tablazo tiene un espesor bruto promedio de 650 ft y un espesor neto que oscila entre 150 – 450 ft. Tablazo posee una reflectancia a la vitrinita de 1,1 %, además de una temperatura máxima que oscila entre los 860 y 950°F, por ende se encuentra entre las ventanas de generación de gas húmedo y seco. Tiene una gran cantidad de materia orgánica que se refleja en un TOC que va desde el 2% al 8%. También posee una porosidad efectiva del 6% al 8% y un alto contenido de arcilla del 30%.

³¹ KUUSKRAA, Velo. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assesment. 2013

³² DELGADO, L. LUNA, J. Potencial hidrocarburiífero de las formaciones del calcáreo basal en el municipio de Villanueva, departamento de Santander, Colombia. 2012

Tabla 2. Tabla de resumen de las propiedades de la Formación Tablazo

PROPIEDAD	VALOR
Porosidad (%)	6,79
Permeabilidad (μD)	0,4 – 340
Espesor (ft)	150 – 450
Rango de profundidad (ft)	7400 – 16000
Sw (%)	40
TOC (%)	2 – 8
Ro (%)	1,1
Gradiente de Presión (psi/ft)	0,65
Temperatura máxima (°F)	860 – 950
Módulo de Young (10^6 psi)	1,2 – 4,8
Coefficiente de Poisson	0,26 – 0,44
Tipo de Kerógeno	Tipo II y III
Tipo de Hidrocarburo	Gas húmedo y gas seco

Modificado de: RENGIFO, J. et al. Estudio de analogías y sus posibles aplicaciones en las formaciones del Valle Medio del Magdalena, a partir del análisis histórico del desarrollo de los shale plays en Estados Unidos. 2015

Características operacionales

Al hacer una revisión a los diferentes yacimientos de shale gas desarrollados en Estados Unidos, se encontró que la Formación Tablazo, muestra bastantes similitudes con los shale plays de Haynesville y la zona más profunda de Eagle Ford, con relación a sus características petrofísicas, geoquímicas y de tipo de fluido. Por ende se recurrió a utilizar las condiciones operacionales similares a la de dichos yacimientos, que se presentan a continuación.

Tabla 3. Características operacionales para la Formación Tablazo

PROPIEDAD	VALOR
TVD (ft)	10000-12000
Longitud horizontal (ft)	3000
Tasa de bombeo (bbl/min)	75
Numero de cluster por etapa	4
Espaciamiento entre etapas(ft)	100- 300
Promedio de fluido de fracturamiento bombeado (bbl/etapa)	10600
Promedio de propante bombeado (lb/gal)	2.5

Modificado de: RENGIFO, J. et al. Estudio de analogías y sus posibles aplicaciones en las formaciones del Valle Medio del Magdalena, a partir del análisis histórico del desarrollo de los shale plays en Estados Unidos.. 2015

2. MODELAMIENTO DE YACIMIENTOS DE SHALE GAS

Debido a la complejidad en el desarrollo de la fractura hidráulica y la baja permeabilidad de la matriz, características predominantes en la mayoría de los yacimientos de shale gas; la simulación de yacimientos es el método más utilizado para la evaluación y predicción del desempeño de los pozos. Aunque se han propuesto otro tipo de enfoques, como soluciones analíticas y semianalíticas, éstas no logran representar el largo flujo transitorio en la matriz que caracteriza al shale gas.

2.1 TIPOS DE MODELO

Dentro de la simulación numérica existen diferentes modelos para representar los distintos mecanismos de almacenamiento y de flujo de un yacimiento

2.1.1 Porosidad simple. Los fluidos son almacenados únicamente en la matriz. Su principal ventaja es el menor tiempo de computación, no obstante solo puede utilizarse para representar yacimientos con nula o escasa presencia de fracturas naturales; por ende no son el modelo más apropiado para representar un yacimiento de shale.

2.1.2 Doble porosidad. Los fluidos pueden almacenarse tanto en la matriz como en las fracturas, sin embargo es en el medio matricial donde se almacena la mayor cantidad de fluidos. El flujo se da solo a través de las fracturas; llevando el gas desde la matriz, la cual actúa simplemente como una fuente o sumidero, a la cara

del pozo. Esto implica que la matriz se encuentra aislada por la red de fracturas y que solo existe una interacción matriz-fractura mientras que la interacción matriz-matriz no ocurre.

Para lograr este comportamiento el simulador discretiza el yacimiento en dos conjuntos de bloques ubicados en el mismo espacio. Uno es denominado matriz y el otro fractura. Los bloques, los cuales representan la matriz, están separados por las fracturas y sus dimensiones dependen del espaciamiento de la fractura, su orientación y su ancho.

Un elemento importante en el modelamiento de yacimientos de doble porosidad es el factor de forma, que refleja la geometría de los elementos de la matriz y controla el flujo entre la matriz y las fracturas³³. Existen dos métodos principales para calcular el factor de forma, el modelo de Warren y Root (1962) y el modelo de Gilman y Kazemi (1983).

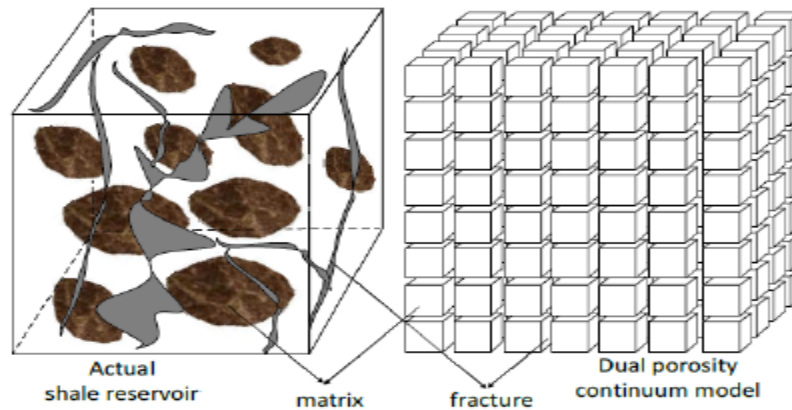
Para calcular los factores de forma el simulador necesita información sobre el espaciamiento entre las fracturas naturales en las tres direcciones principales (i,j,k). Si se ingresan espacios de fracturas muy grandes, el factor de forma tenderá a hacerse más pequeño, indicando una interacción matriz-fractura menor. En cambio, si los valores de espacios entre fracturas son pequeños, el factor de forma será mayor y existirá mayor interacción entre la matriz y las fracturas. Por su parte, un valor de cero en el espaciado de las fracturas significa que no hay planos de fractura perpendiculares a aquellos ejes³⁴.

³³ WORREN, J., ROOT, P. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. 1962

³⁴ Manual del usuario. IMEX.

Aunque los modelos de doble de porosidad permiten un enfoque de los sistemas de matriz y de fracturas a lo largo del yacimiento, se quedan cortos al representar tanto el gas adsorbido como el gas libre en la matriz.

Figura 12 . Representación del modelo de doble porosidad



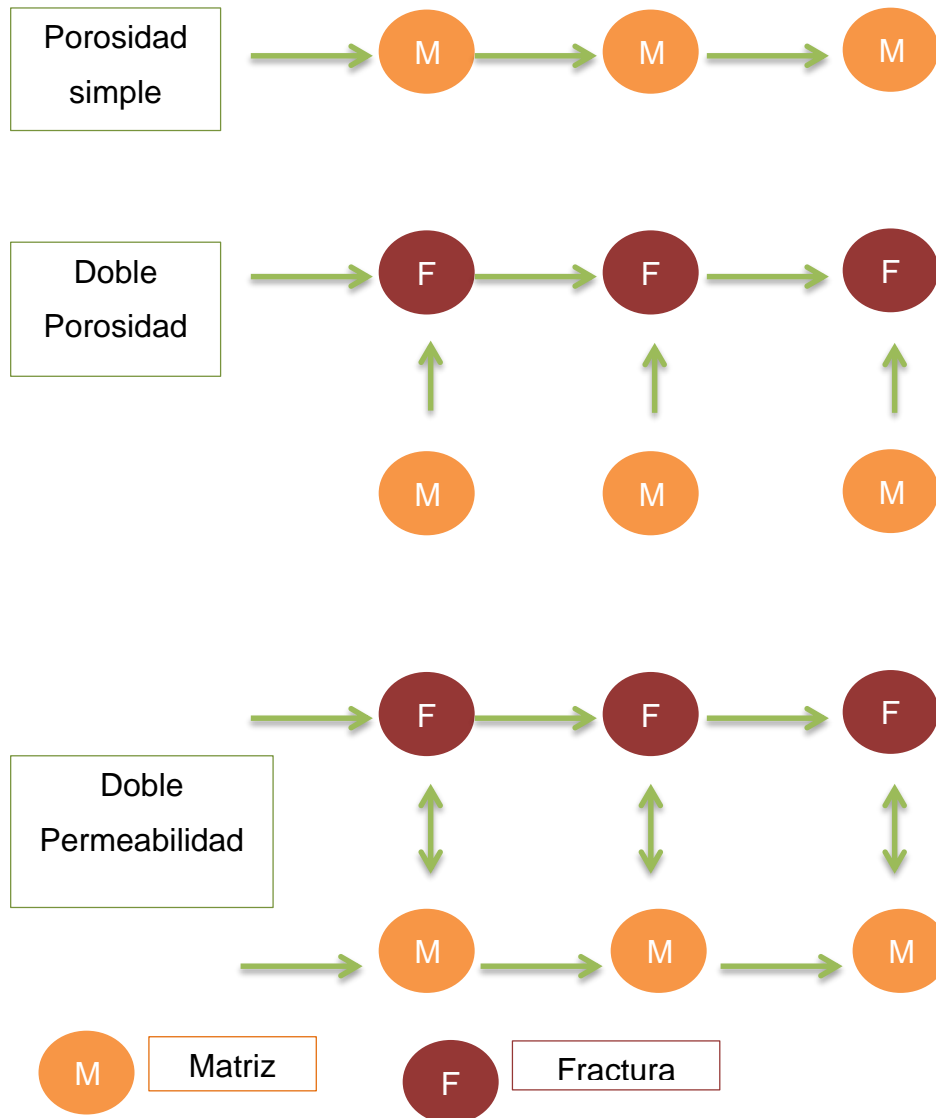
Tomado de: CHAOHUA, G. et al. Improved Numerical Simulation for Shale Gas Reservoir.

2.1.3 Doble permeabilidad. Un modelo de doble permeabilidad es también un modelo de doble porosidad, puesto que los fluidos se almacenan en la matriz y en el sistema de fracturas. Pero a diferencia de éste, el modelo de doble permeabilidad tiene en cuenta la interacción matriz-matriz. Los bloques que representan la matriz no actúan como fuentes aisladas, sino que están conectadas a las fracturas y a los demás bloques de matriz.

El modelo de doble permeabilidad permite representar más acertadamente yacimientos con gas libre, pero sigue sin poder describir el gas adsorbido. Ambos factores son inicialmente claves en los yacimientos de shale gas, sin embargo Cipolla encontró que aunque el gas desorbido puede significar del 5-15% de la producción acumulada de gas, la desorción solo aporta significativamente a la producción en tiempos tardíos, afectando muy poco la productividad inicial del

yacimiento. Por esta razón la desorción del gas tiene muy poco impacto en el desarrollo del shale gas, pues la mayoría no están proyectados a largo plazo³⁵.

Figura 13. Esquema de los diferentes modelos de simulación



Modificado de: DEAN, R. Simulations of Naturally Fractured Reservoirs. En SPE reservoir engineering. 1988

³⁵ CIPOLLA, Reservoir Modeling Shale Gas Reservoirs.

Por esta razón se escogió el modelo de doble permeabilidad como el más adecuado para realizar la evaluación técnica del presente proyecto.

2.2 REFINAMIENTO

El refinamiento de un enmallado surge por la necesidad de estudiar a mayor profundidad las propiedades y los comportamientos que ocurren en el modelo que se está simulando, ya que se requiere un análisis especial y trae consigo un acercamiento al comportamiento esperado y una disminución considerable del tiempo de corridas de las simulaciones.

Existen dos clases de refinamiento de una malla cartesiana. El refinamiento global en el cual la zona de interés se encuentra subdividida y el refinado se extiende hasta zonas donde no es importante conocer los cambios que se presentan por la subdivisión, mientras que el refinamiento local hace referencia a subdividir esos bloques de estudio donde las propiedades y las condiciones de las celdas sean de vital importancia cambiarlas y adaptarlas para ser estudiadas en profundidad.

El shale posee un comportamiento especial debido a sus múltiples características obligando a un desarrollo particular en su modelamiento, lo que ha llevado a determinar la manera más exacta y eficiente de representar el conjunto de fracturas tanto hidráulicas como naturales.

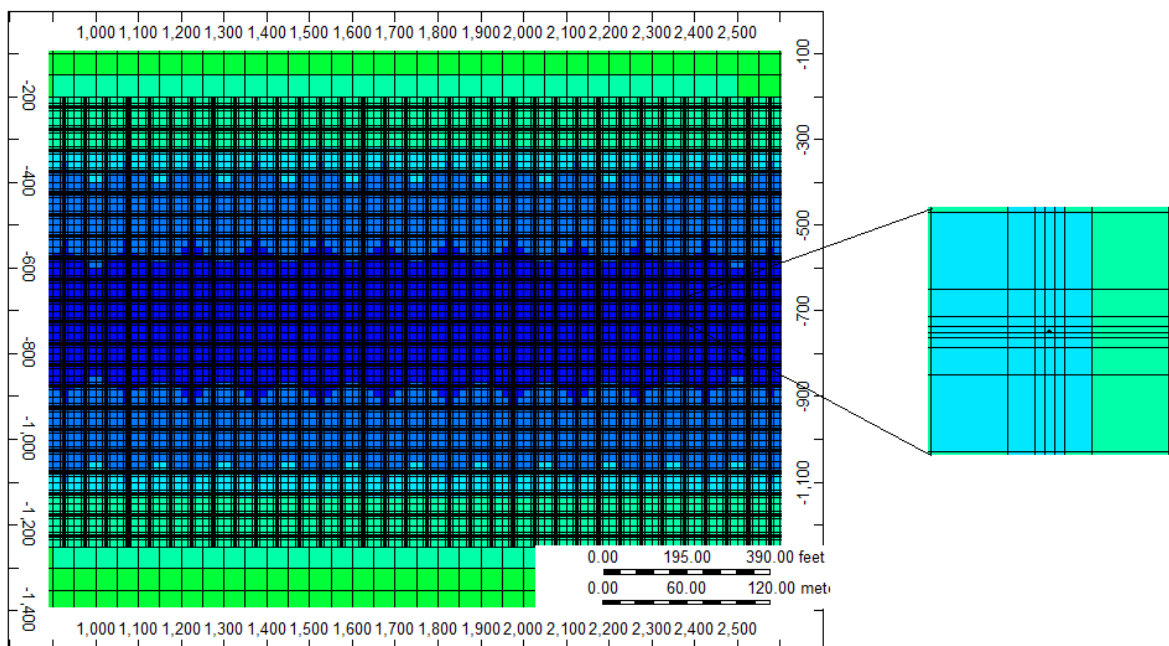
Para simular un yacimiento de shale gas hidráulicamente fracturado es necesario asumir una serie de parámetros:

- El uso de un refinamiento local de la malla (LGR locally refined grid), para simular explícitamente un entrecruzamiento de fracturas centrales y celdas

circundantes de shale y así evidenciar el flujo transitorio desde el yacimiento a la fractura hidráulica.

- Emplear un espaciado logarítmico (LG logarithmically spaced) con el fin de discretizar las celdas circundantes a las fracturas.
- Un modelo de doble permeabilidad (DK dual permeability) para representar la matriz y la fractura dentro y fuera del volumen estimulado por las fracturas hidráulicas, cabe resaltar que afuera del SRV no se refina el enmallado.

Figura 14. Refinamiento logarítmico del enmallado.



Modificado: Results 3D Computer Modeling Group. 2014

La Figura 14 ilustra lo que es una combinación de los parámetros anteriormente mencionados. El refinamiento local de la malla donde se observa un área del enmallado con subdivisiones más pequeñas, el espaciado logarítmico que se

aprecia en cada celda del área refinada acompañado de líneas espaciada y finalmente el modelo de doble permeabilidad que no se puede percibir en este tipo de representación.

Cipolla desarrolló un modelo espaciado logarítmicamente 9x9x1 en cada celda que se encuentra refinada, puesto que este acercamiento en el enmallado general alcanza mejores resultados a modelos anteriores, donde el espaciamiento logarítmico es tanto vertical como horizontal. De la misma manera evita los cambios en el tamaño de la malla con el fin de representar alteración en la magnitud de la fractura

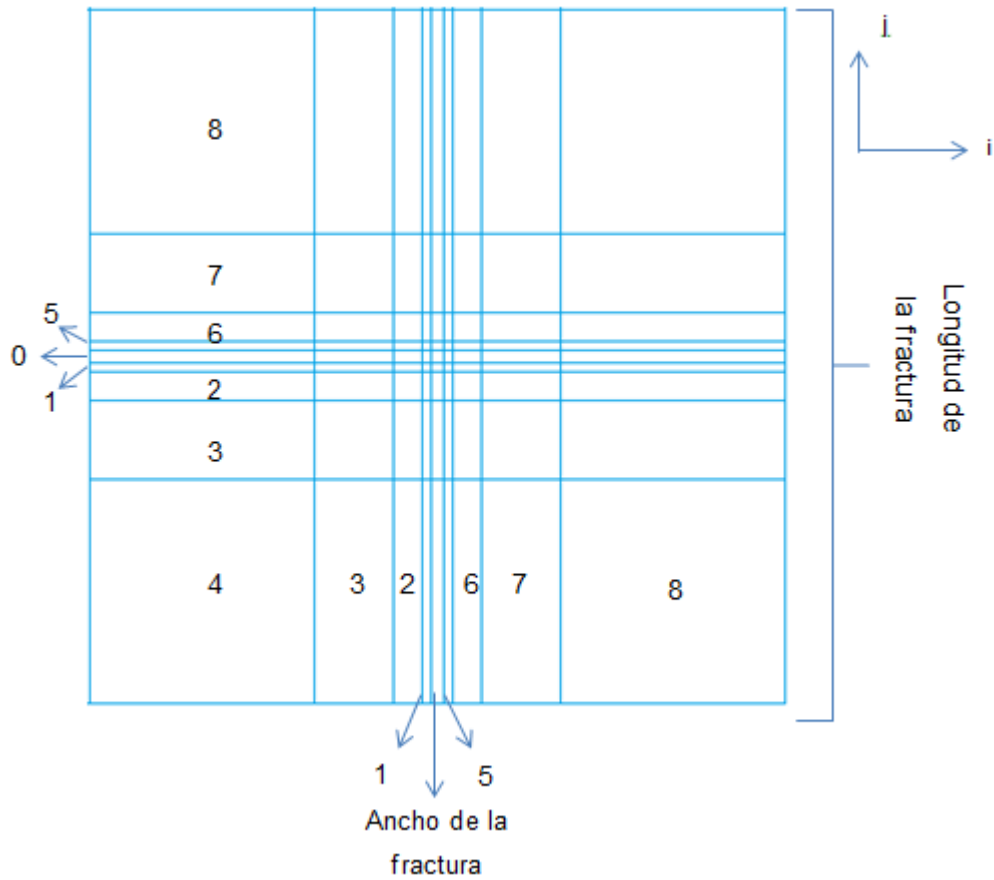
2.2.1 Distribución del refinamiento. Para realizar el refinamiento se deben tener en cuenta parámetros como la longitud de la celda a refinar, es decir la longitud de cada celda perteneciente al volumen estimulado; el ancho de la fractura hidráulica y el número de subdivisiones en cada celda refinada

El ancho de la fractura hidráulica se representa a través del ancho de la celda ubicada en la mitad del refinado de cada celda; a partir de esta celda existe una ampliación logarítmica del tamaño de las mismas a medida que se alejan de la fractura, como se ilustra en la figura 15

El procedimiento para determinar el ancho de las subdivisiones que componen el espaciamiento logarítmico comienza con el cálculo del parámetro R

$$R = \left(\frac{\text{longitud de la celda a refinar}}{\text{ancho de la fractura hidraulica}} \right)^{\frac{1}{\#celdas refinadas \div 2}} \quad \text{Ec. 2}$$

Figura 15. Celda refinada logarítmicamente.



Modificado: Builder, Computer Modeling Group. 2014

Donde

W_n = Ancho de la fractura para la celda n , donde $n=1,2,3,4$. Las celdas 5, 6, 7 y 8 poseen el mismo ancho de que las celdas 1, 2, 3, 4.

R= Patrón de refinamiento.

W_0 = Mitad del ancho de la celda 0, equivale a la mitad del ancho de la fractura natural.

El refinamiento se realiza para las celdas en los ejes i y j; en ambos casos se aplica el procedimiento anteriormente descrito para definir los anchos de las celdas. Finalmente los valores de W_n se ingresan en el simulador para generar el refinamiento logarítmico deseado.

2.3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN

2.3.1 Selección del simulador. Para realizar el modelo se escogió el simulador de aceite negro IMEX del paquete de simulación de la compañía Computer Modeling Group, CMG. IMEX es un simulador de petróleo negro implícito/explícito que cuenta con términos de gravedad y capilares. Los sistemas de enmallado pueden ser cartesianos, cilíndricos o de espesor variable. Es posible realizar configuraciones bidimensionales y tridimensionales con cualquiera de estos sistemas de enmallado³⁶.

Además el simulador cuenta con dos características fundamentales; la opción de doble permeabilidad que permite la comunicación de los fluidos entre los diferentes bloques de matriz, y la posibilidad del refinamiento local del enmallado, lo que le permite al simulador calcular automáticamente todas las conexiones y transmisibilidades entre los bloques.

³⁶ Manual del usuario. IMEX. 2014

2.3.2 Dimensiones y propiedades del grid de simulación. Para llevar a cabo la simulación se optó por un modelo Single Well con un grid de simulación de 72*29*1 bloques que representa unas dimensiones de 120 acres (3600 ft*1452 ft) y 150 ft. Para cada bloque se establecieron las propiedades petrofísicas pertenecientes a la Formación Tablazo, cuyos valores de porosidad y permeabilidad de matriz son de 8,3% y 0,017 mD, respectivamente. Para las propiedades de las fracturas naturales fuera del SRV se asumieron los valores de porosidad de 0.01% y de permeabilidad de 1E-005 mD.

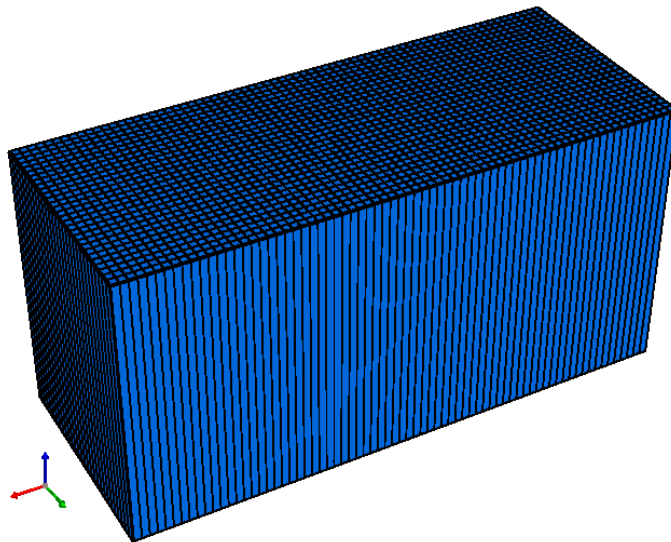
Tabla 4. Resumen propiedades del modelo base

PROPIEDADES		
Tamaño del grid	Refinamiento	Espesor
72x29x1	9x9x1	150 ft
Área	Presión	Temperatura
120 Acres	5196	320°F
Porosidad de la matriz	Permeabilidad de la matriz	Porosidad de la fractura natural
8,3%	17 μ D	1E-005
Permeabilidad de la fractura natural	Porosidad de la fractura hidráulica	Permeabilidad de la fractura hidráulica
260 μ D	0.292	25 Md
Compresibilidad de la roca	Tope de la formación	BHP
3E-005	12000	1000

Fuente: Autores

En el modelo se representó un pozo perforado paralelo al eje X, con una sección horizontal de 3000 ft, centrado en el enmallado. Para simbolizar el fracturamiento hidráulico se representó un volumen estimulado de yacimiento (SRV) mediante un refinamiento local de 9x9x1, que significa nueve particiones tanto en i, como en j, logarítmicamente espaciadas. Las fracturas en la dirección i representan las fracturas naturales, mientras que las fracturas hidráulicas están en la dirección j. Se realizaron 30 etapas de fractura, lo que equivale a un espaciamiento de las fracturas hidráulicas de 100 ft.

Figura 16. Vista 3D del modelo



Fuente: Builder. Computer Modeling Group. 2014.

El SRV tiene dimensiones de 3000ft x 700 ft, con un ancho de fractura hidráulica de 0,2 pulgadas y una permeabilidad de fractura de 1200 mD, lo que equivale a una conductividad de fractura hidráulica de 20 mD-ft. Sin embargo el simulador no converge con anchos de fractura tan pequeños por lo cual se introdujo un valor de 0,8 ft. Para corregir el efecto de un ancho de fractura mayor se recurrió a unas ecuaciones de porosidad y permeabilidad efectivas que se muestran a continuación:

$$\Phi_{fra_{eff}} = \frac{W_{fr} * L_{fr} * H_{fr}}{W_{lgr} * L_{lgr} * H_{lgr}} \quad Ec. 4$$

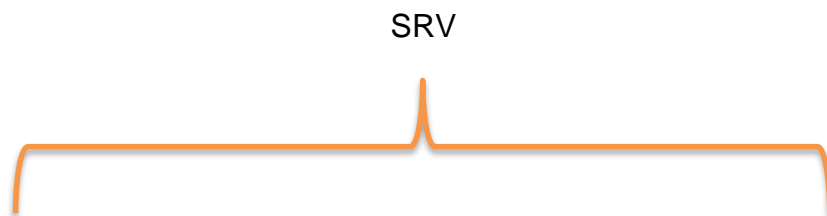
$$K_{fra_{eff}} = \frac{W_{fr} * K_{fr}}{W_{lgr}} \quad Ec. 5$$

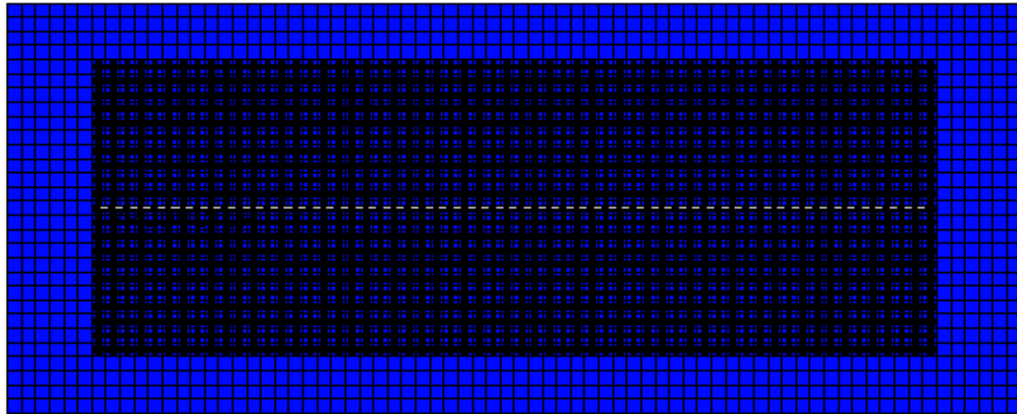
Donde W_{fr} simboliza el ancho de fractura, L_{fr} la longitud de fractura y H_{fr} la altura de la fractura; mientras que W_{lgr} el ancho de la celda, L_{lgr} , la longitud de la celda y H_{lgr} la altura de la celda.

Con lo cual se obtuvo una porosidad de fractura hidráulica de 29,2% y una permeabilidad de 25 mD.

Por otra parte la porosidad de las fracturas naturales dentro del SRV tienen el mismo valor de 1E-005 mientras que la permeabilidad aumenta a 260 μ D. A su vez las fracturas naturales se espaciaron 100 ft.

Figura 17. Vista superior del modelo y del SRV



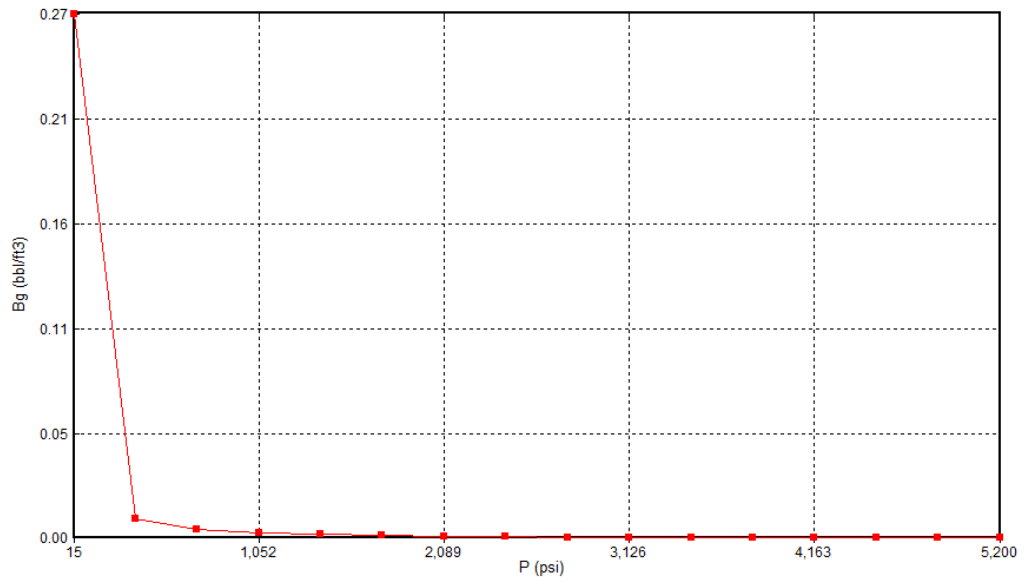


Fuente: Builder. Computer Modeling Group. 2014.

La profundidad de 12000 ft del modelo es acorde con la profundidad de la zona productora de la Formación Tablazo. A su vez el contacto agua-gas se fijó a los 13000 ft de profundidad. La compresibilidad de la roca se fijó en $3E-005$ 1/psi y la temperatura del yacimiento en 320°F . En cuanto a las restricciones del pozo, solo se utilizó la de presión mínima de fondo de 1000 psi.

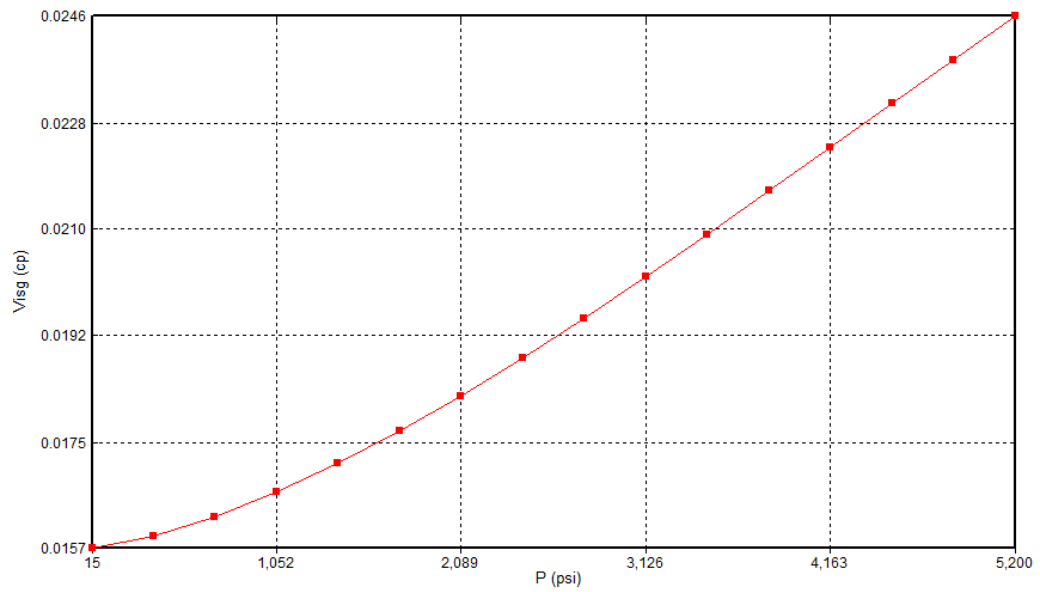
2.3.3 Propiedades de los fluidos. Teniendo en cuenta que la evidencia refleja que el fluido presente en la Formación Tablazo es gas seco, para la elaboración del modelo de fluidos se optó por el modelo por defecto gas-agua que se encuentra incorporado al simulador IMEX. Obteniendo como resultados las figuras 18 y 19 que reflejan las propiedades de factor volumétrico y viscosidad del gas

Figura 18. Comportamiento del factor volumétrico de formación del gas



Fuente: Builder. Computer Modeling Group. 2014

Figura 19. Comportamiento de la viscosidad en función de la presión.



Fuente: Builder. Computer Modeling Group. 2014

2.3.4 Permeabilidades relativas. Las curvas de permeabilidad relativas se construyeron a partir de datos típicos de un yacimiento de shale gas, tal como puede observarse en la tabla 5.

Tabla 5. Curva de permeabilidades relativas.

Sw	Krw	Sg	Krg
0.3	0	0.3	0
0.55	0	0.30	0
0.8	0	0.31	0
0.81	0.0039	0.33	0.0039
0.82	0.0156	0.36	0.0156
0.84	0.0352	0.38	0.0352
0.85	0.0625	0.41	0.0625
0.86	0.0976	0.43	0.0976
0.88	0.1406	0.46	0.1406
0.89	0.1914	0.48	0.1914
0.90	0.2500	0.50	0.2500
0.91	0.3164	0.53	0.3164
0.92	0.3906	0.55	0.3906
0.94	0.4726	0.58	0.4726
0.95	0.5625	0.60	0.5625
0.96	0.6602	0.63	0.6602
0.98	0.7656	0.65	0.7656

0.99	0.8789	0.68	0.8789
1	1	0.7	1

Fuente: Autores

2.4 VALIDACIÓN DEL MODELO

Para comprobar la validez del modelo fue necesario recurrir a los datos del yacimiento de Haynesville en Estados Unidos, ya que no se cuenta con datos de producción de la formación Tablazo.

Los datos utilizados se pueden observar en la tabla 6.

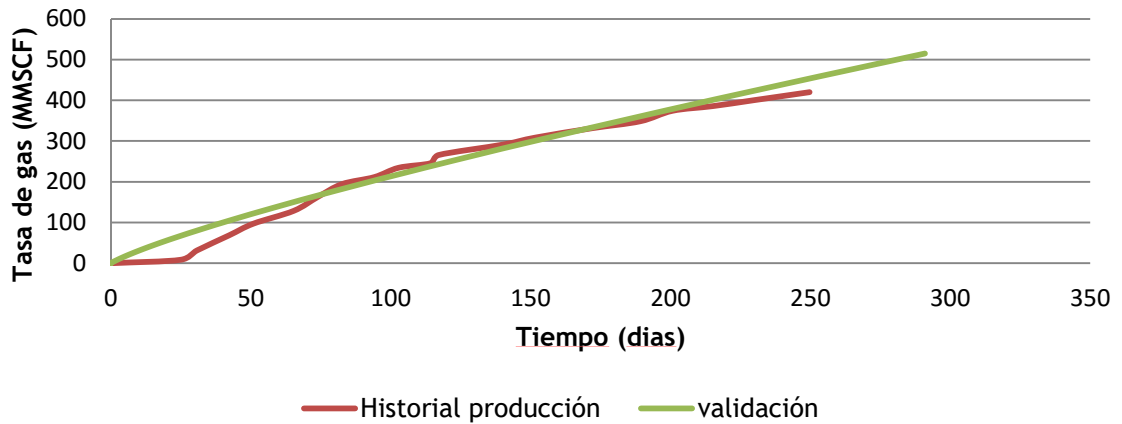
Tabla 6. Propiedades para la validación del modelo.

PROPIEDADES	
Espesor [ft]	300
Profundidad [ft]	11000
Conductividad [md-ft]	2.5
Temperatura °F	325
Gravedad especifica	0.65
Gradiente de presión [psi/ft]	0.9
Saturación de agua %	0.3

Modificado de: POPE, C.D. et al. Improving stimulation effectiveness – Field results in the Haynesville shale. 2010.

Se realizó un ajuste mediante las curvas de producción acumulada y se verificó que tienen un comportamiento similar como se puede observar en la figura 20.

Figura 20. Ajuste de las curvas de producción de gas acumulada.



Fuente: Autores

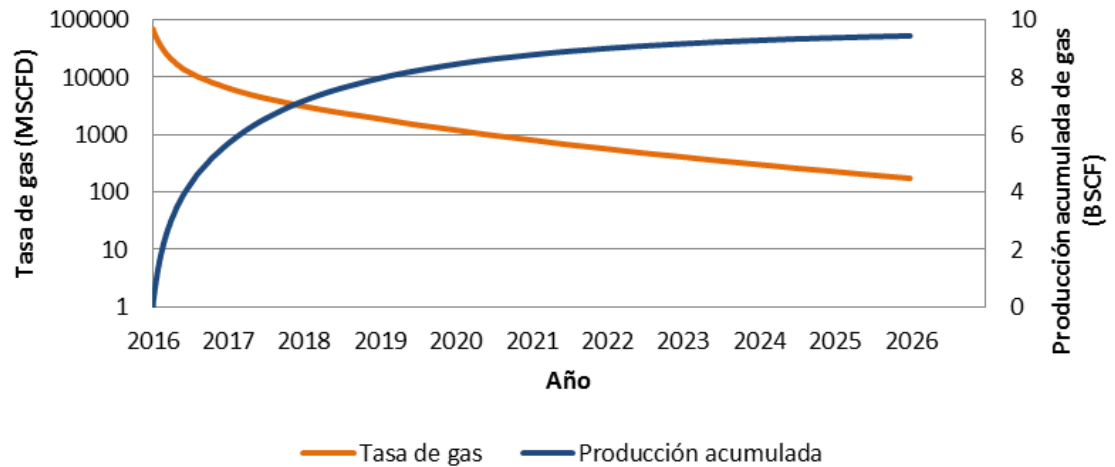
3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Un análisis de sensibilidad consiste en evaluar el impacto que tiene la variación de diferentes parámetros en una determinada propiedad. Para este caso se pretendió analizar cómo afectaban las variaciones del espaciamiento y geometría de fractura (longitud y conductividad), los resultados de tasa de producción y producción acumulada de gas.

El estudio se realizó a un tiempo de 10 años de producción, debido a que los yacimientos de shale gas tienen la característica de declinar rápidamente. El modelo base presentó el comportamiento que se puede observar en la figura 20, mostrando

un total de gas recuperado de 9,448 BSCF y un pico de producción de 75,161 MMSCD.

Figura 21. Comportamiento modelo base



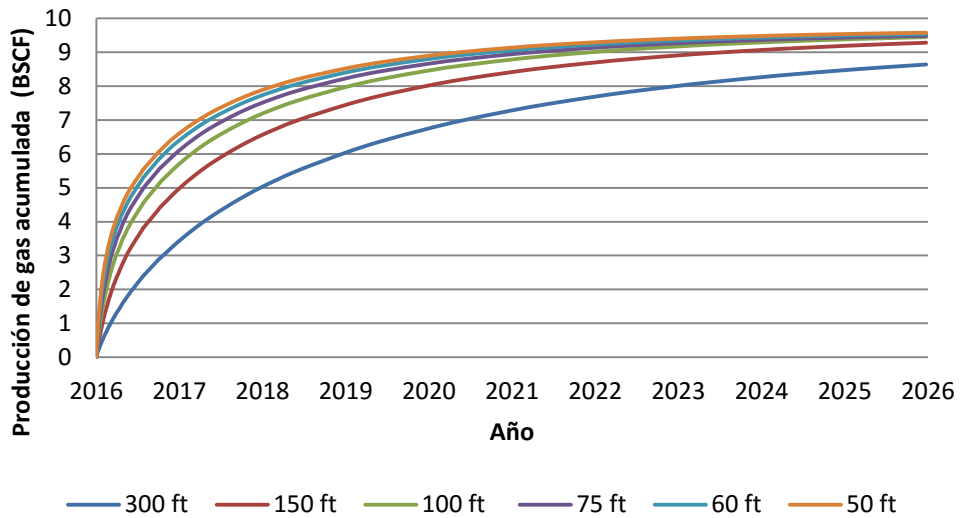
Fuente: Autores

3.1 VARIACIÓN DEL ESPACIAMIENTO ENTRE FRACTURAS

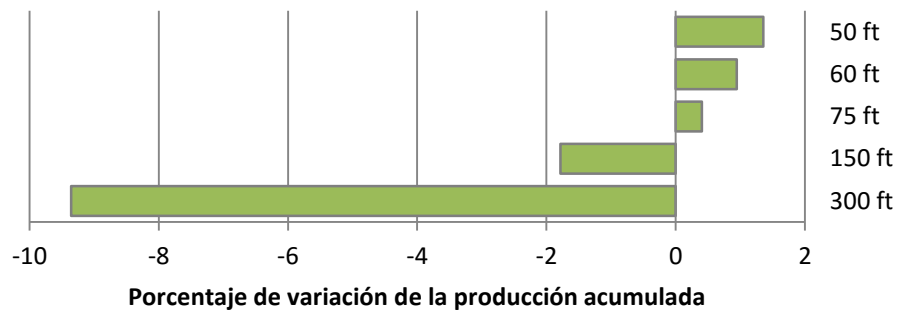
En la Figura 21a. se muestra el comportamiento de la producción acumulada de gas con relación al espacio entre las fracturas hidráulicas. Se graficó el caso base cuyo número de etapas son 30, dando como resultado un espacio entre las fracturas de 100 ft.

Figura 22. Producción acumulada para diferentes espaciamentos de fractura.

a. Producción acumulada



b. Variación de la producción acumulada respecto al caso base



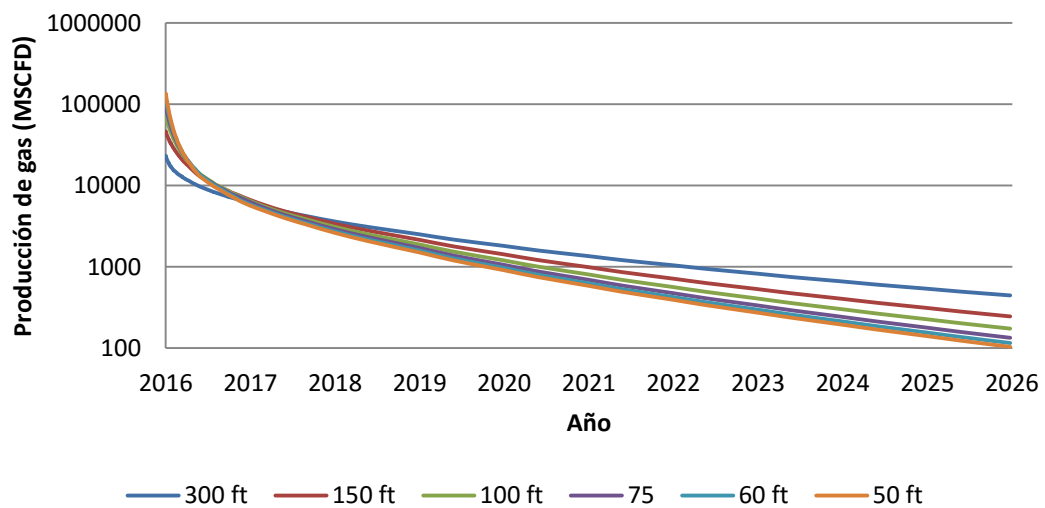
Fuente: Autores

Además se muestran otros cinco casos con 10, 20, 40, 50 y 60 etapas, que representan espacios de 300 ft, 150 ft, 75 ft, 60 ft y 50 ft entre las fracturas hidráulicas, respectivamente. En ella se puede evidenciar que a medida que se incrementa el número de etapas, es decir, se disminuye el espacio entre las fracturas, la producción de gas acumulada tiende a aumentar.

No obstante el aumento se hace menos significativo en espacios de fracturas menores a 100 ft, que equivalen a más de 30 etapas. Puesto que para las distancias de fractura de 40 ft, 50 ft y 60 ft se obtiene un acumulado de 9,487 BSCF, 9,538 BSCF y 9,578 BSCF respectivamente, que representan incrementos de menos del 1,3%; como puede observarse en la figura 21b.

Este fenómeno ocurre porque cada fractura hidráulica posee una determinada área de drenaje, y a medida que se disminuye el espacio entre ellas, esas áreas de influencia pueden superponerse, ocasionando que en cierto punto la realización de más etapas de fractura no genere un incremento significativo en la producción.

Figura 23. Tasa de gas para diferentes espaciamientos de fractura



Fuente: Autores

Por otra parte, al analizar la gráfica 22 se puede apreciar que el mayor pico de producción se obtuvo con el menor espacio entre las fracturas, 50 ft, con una tasa de 147,8 MMSCFD. Sin embargo luego del primer año, la producción decae por debajo de las demás configuraciones. Esto se debe a que un menor espaciamiento equivale a un mayor SRV, por ende el gas tiene mayores canales de flujo para moverse, facilitando una producción inicial muy alta y una depleción más rápida.

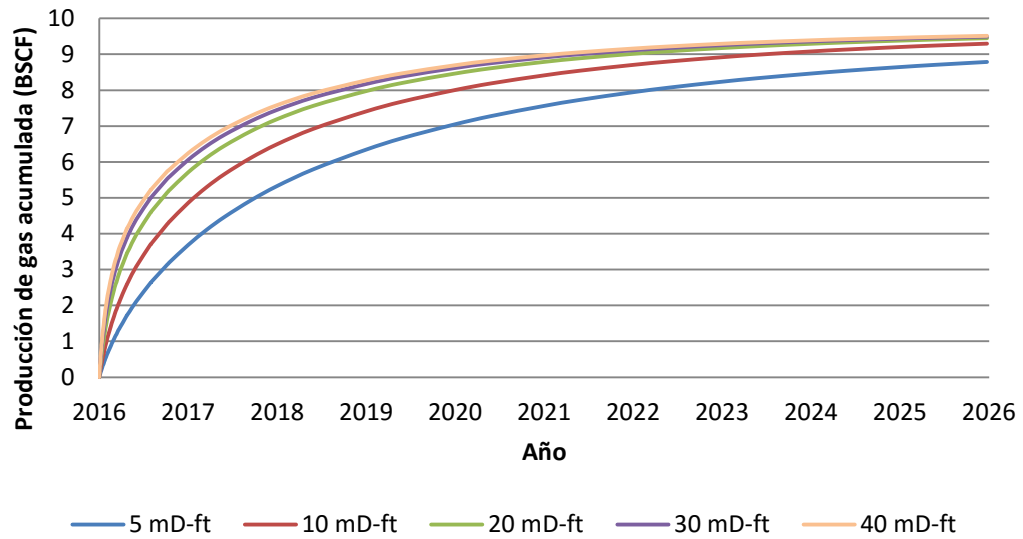
3.2 VARIACIÓN DE LA CONDUCTIVIDAD DE FRACTURA

Como parte de la evaluación de la geometría de la fractura, se tuvo en cuenta la conductividad de la fractura hidráulica, para lo cual se graficó el caso base con una conductividad de 20 mD-ft junto con dos valores inferiores de 5 mD-ft y 10 mD-ft y dos valores superiores de 30 mD-ft y 40 mD-ft, como se puede observar en la figura 23a.

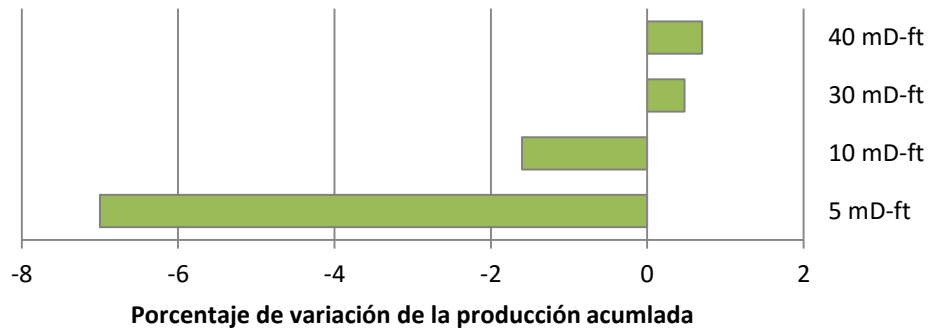
Al analizar dicha gráfica se evidencia que para valores menores a 20 mD-ft, el aumento en la conductividad ocasiona un incremento considerable en la producción, pues se obtiene un volumen de gas recuperado para los dos primeros casos de 8,786 BSCF, 9,296 BSCF, mientras que para el caso base da un consolidado de 9,448 BSCF. Esta tendencia demuestra como la conductividad de la fractura, y por ende el ancho y la permeabilidad de la fractura, están directamente relacionados con la producción de gas acumulada.

Figura 24. Producción acumulada para diferentes conductividades de fractura

a. Producción acumulada de gas.



b. Variación de la producción acumulada de gas respecto al caso base

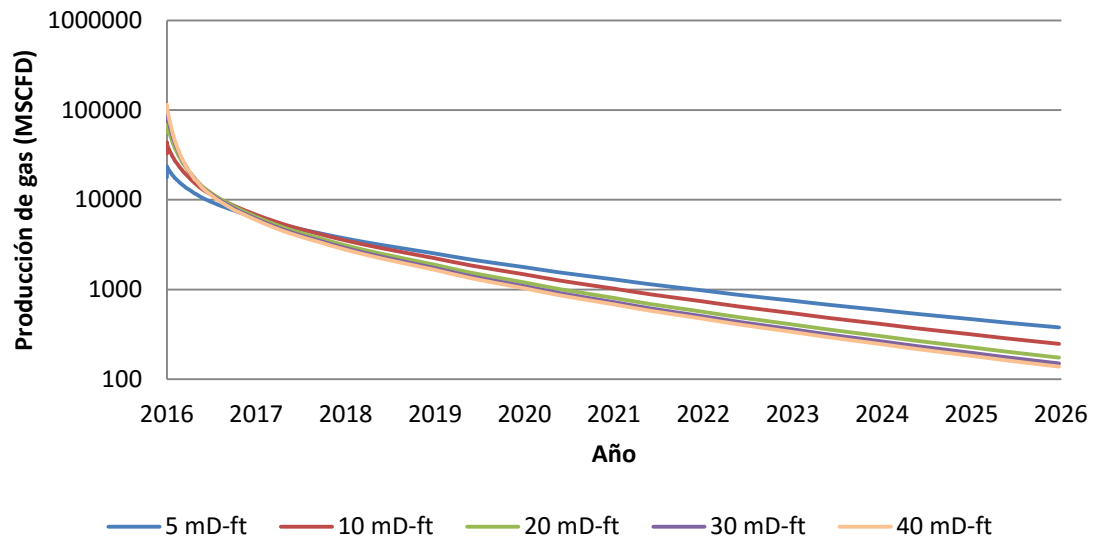


Fuente: Autores

Sin embargo para conductividades mayores el aumento es menos significativo, especialmente luego de los primeros cinco años de producción; donde las curvas comienzan a superponerse y se obtienen producciones acumuladas para los casos de 30 mD-ft y 40 mD-ft de 9,493 BSCF y 9,514 BSCF, respectivamente. Estos volúmenes de gas representan incrementos de tan solo 0,5% y 0,7% si se comparan con el caso base (figura 23b). Dicho comportamiento permite entrever que existe un determinado valor de conductividad, sobre todo para evaluaciones a largo plazo;

donde por más incremento que se realice, la producción de gas acumulada tiende a mantenerse constante.

Figura 25. Tasa de gas para diferentes conductividades de fractura.



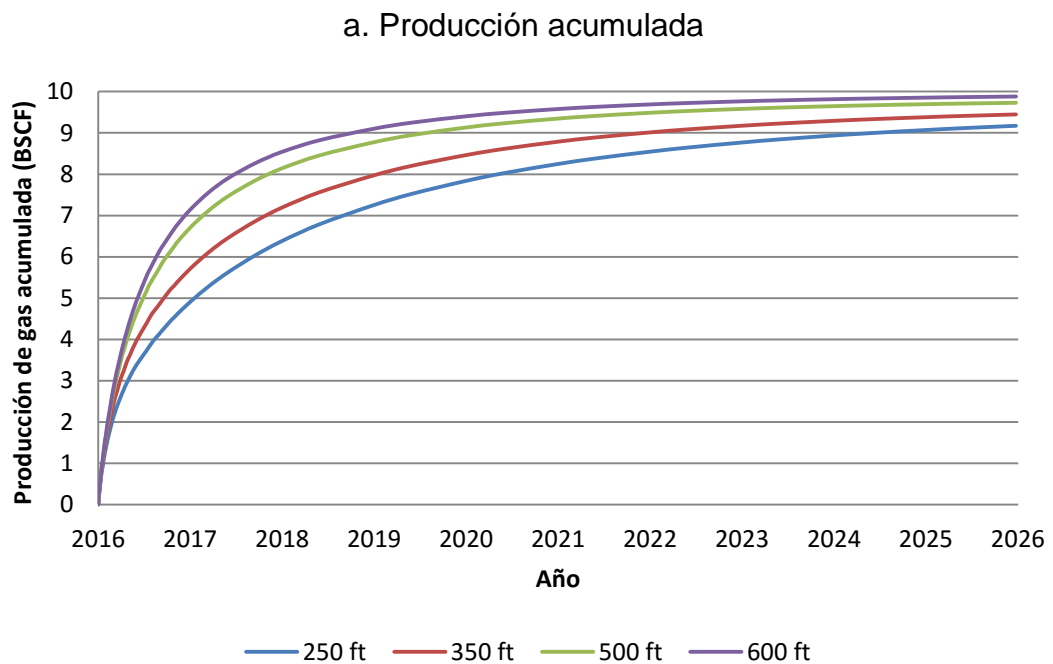
Fuente: Autores

En relación a la tasa de gas, que se muestra en la gráfica 5, la mayor producción inicial se consigue con la conductividad de 40 mD-ft con un valor de 131,09 MMSCFD, pero al igual que ocurre con el mayor número de etapas, luego del primer año la producción declina por debajo de los demás casos. Esto ocurre porque una mayor conductividad de la fractura facilita el movimiento del gas dentro de las mismas.

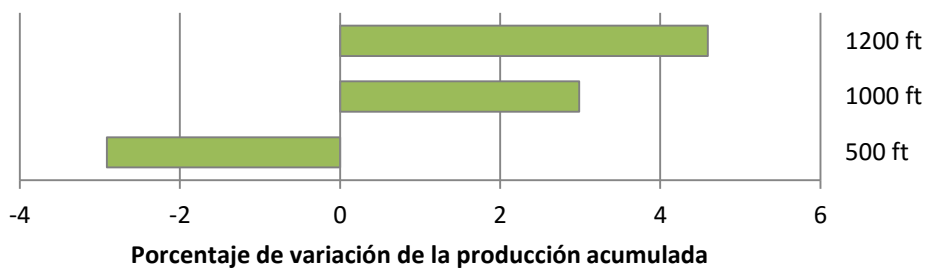
3.3 VARIACIÓN DE LA LONGITUD DE FRACTURA

Finalmente, el último parámetro que se evaluó fue la longitud de la fractura. Además del caso base cuya longitud de fractura es de 700 ft, se graficaron los volúmenes de gas recuperado para longitudes de 500 ft, 1000 ft y 1200 ft, como puede verse en la figura 25a

Figura 26. Producción acumulada para longitud de fractura



b. Variación de la producción acumulada respecto al caso base



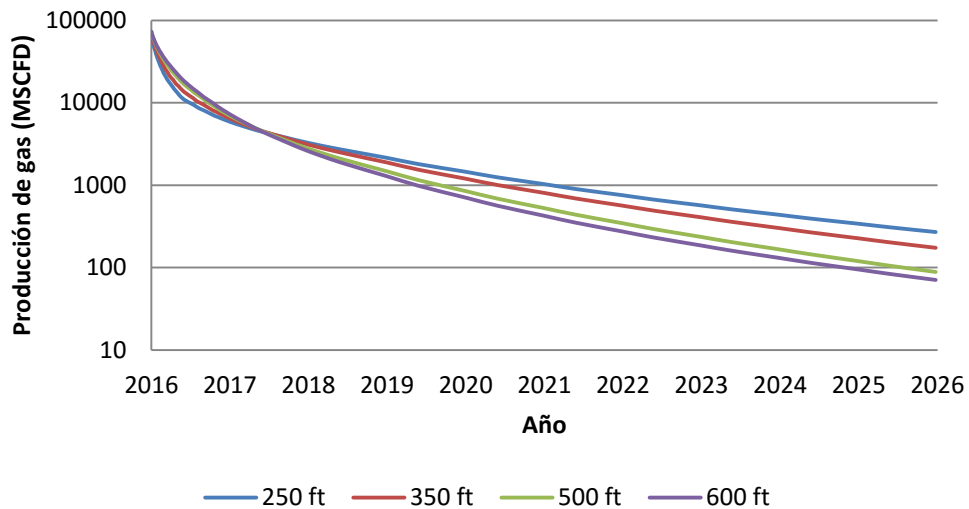
Fuente: Autores

La mayor producción de gas acumulada se obtuvo de la mayor longitud de fractura con un valor de 9,882 BSCF, seguido de las longitudes de 1000 ft, 700 ft y 500 ft,

con producciones acumuladas de 9,730 BSCF, 9,448 BSCF y 9,173 BSCF, respectivamente. A diferencia de las anteriores propiedades el volumen de gas recuperado sigue aumentando al incrementar la longitud de fractura. Esto ocurre porque al aumentar la longitud de fractura, el SRV también incrementa, por lo cual una mayor zona del yacimiento es estimulada. Lo anterior implica mayores canales de flujo que permiten mayor volumen de gas recuperado.

En cuanto a la tasa de gas, el mayor pico de producción se obtuvo con el valor más grande de longitud de fractura, 1000 ft, con una producción de 78,83 MMSCFD. De igual manera que con las otras propiedades evaluadas, la curva de mayor producción declinó aproximadamente luego de un año por debajo de las demás configuraciones.

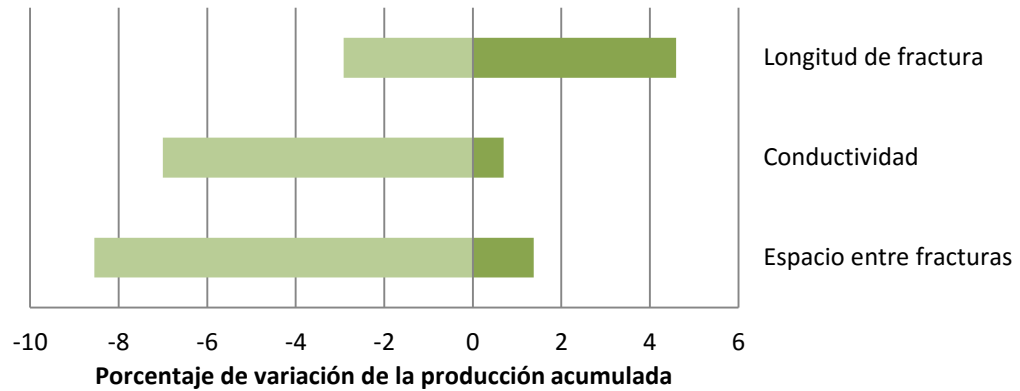
Figura 27. Tasa de gas para diferentes longitudes de fractura.



Fuente: Autores

3.4 RESULTADOS DE LA SENSIBILIDAD

Figura 28. Diagrama de tornado de la producción acumulada



Fuente: Autores

Finalmente, para evaluar la sensibilidad de las variables mencionadas anteriormente, se recurrió a un diagrama de tornado que permite determinar su impacto en el volumen total de gas recuperado, que se muestra en la figura 27. En él se evidencia que el espacio entre las fracturas es la variable que más incide en la producción acumulada de gas, mientras que la longitud y la conductividad de la fractura impactan de manera similar pero en menor medida.

4. EVALUACIÓN FINANCIERA

La evaluación constituye el último componente de un proyecto de factibilidad y permite a los interesados tomar decisiones de aprobación, modificación, desaprobación o aplazamiento de las inversiones que implica el proyecto³⁷. La evaluación de la factibilidad puede realizarse a través de dos áreas diferentes pero no opuestas, la evaluación financiera y la evaluación económica

La evaluación privada o financiera como su nombre lo dice se centra en conocer los beneficios o ganancias que puede generar un proyecto para los inversionistas, gracias a las proyecciones de los estados financieros –ganancias y pérdidas, flujo de caja para la planificación financiera y flujo neto de efectivo- determinando el rendimiento del capital que incide en el proyecto.

Tabla 7. .Diferencias entre la evaluación financiera y la económica

Evaluación financiera	Evaluación económica
<ul style="list-style-type: none"> • Maximizar utilidades con mínimo riesgo e incertidumbre para los inversionistas 	<ul style="list-style-type: none"> • Maximizar bienestar de la comunidad • Mejores servicios y mayor calidad
<ul style="list-style-type: none"> • Máximo B/C, VPN, TIR individual 	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor B/C, VPN, TIR social
<ul style="list-style-type: none"> • Asignar recursos para obtener máxima sobre la inversión. 	<ul style="list-style-type: none"> • Cumplimiento de objetivos del plan de desarrollo.

Fuente: Autores

³⁷ MENDEZ, Rafael. Formulación y evaluación de proyectos: enfoque para emprendedores. 2004

Por su parte la evaluación económica difiere de la evaluación financiera en que la primera observa los beneficios que puede generar a la sociedad, es decir se enfoca en la economía local midiendo el aporte neto al bienestar de la comunidad.

Para este proyecto se optó por la evaluación financiera, que se basa en las variables técnicas de espaciamiento y geometría de fractura. Los dos parámetros primordiales en términos de inversión son la longitud de la fractura ya que se puede conocer el costo por pie fracturado y el número de etapas en el cual se puede determinar el costo adicional por fracturar una nueva etapa.

En el caso de la conductividad de la fractura es difícil de cuantificar el costo por cada md/ft puesto que esta propiedad está sujeta a las características propias del yacimiento, como lo son el estado de esfuerzos y el módulo de Young; por ende es difícil predecir el valor de esta propiedad antes de realizar un fracturamiento y generalmente se evalúa después de llevado a cabo el proceso mediante microsísmica.

4.1 PRECIO DEL GAS

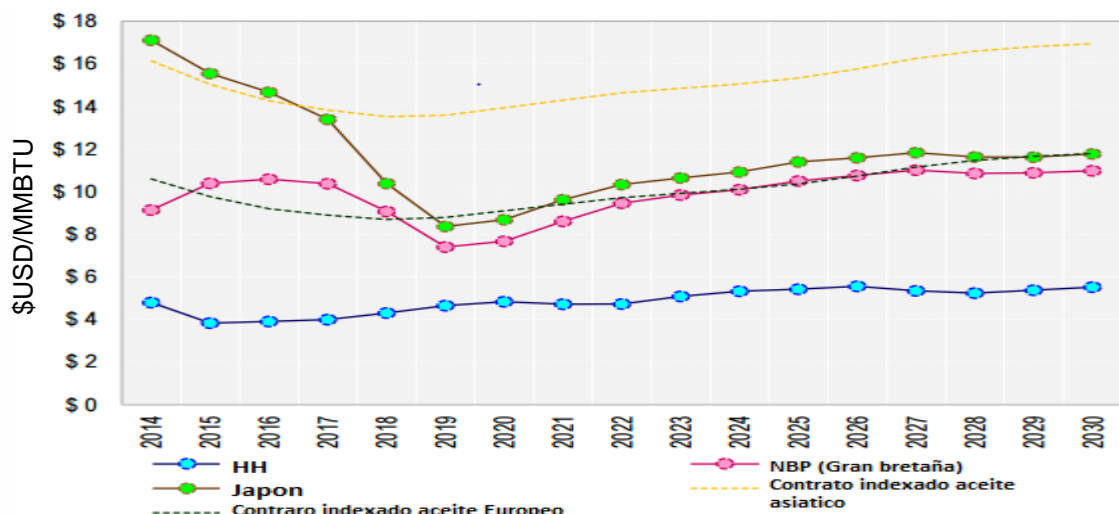
Los precios del gas juegan un papel importante en la viabilidad de un proyecto de inversión. El gas no es ajeno a una variación de su precio de venta con el paso del tiempo dependiendo de diferentes factores económicos. Para el caso del gas existen tres mercados principalmente a considerar: Estados Unidos, Asia y Europa; donde cada uno de ellos manejan condiciones específicas para la venta generando diferentes precios de venta en cada mercado.

El desarrollo de nuevas tecnologías para el desarrollo de yacimientos no convencionales ha impactado fuertemente en el precio mundial de este recurso,

disminuyendo su valor considerablemente. El principal protagonista de los precios considerablemente bajos es el mercado de los Estados Unidos donde su gas se vende hasta tres veces más barato que el JKM propio de Japón e incluso dos veces más barato que NBP perteneciente a Reino Unido y comercializado en Europa.

Los prospectos de los precios del gas tipo Henry Hub comercializado en Estados Unidos se estipulan entre los \$3 USD hasta los \$6 USD para los años 2014 al 2030 como se muestra en la gráfica. La venta del recurso energético para los casos de Europa y Asia reflejan en sus precios la influencia del costo del barril del crudo es por esta razón que se manejan altos valores en comparación del caso Norte americano que se rige por la oferta y la demanda.

Figura 29. Pronósticos precios de gas (\$USD/MMBTU)

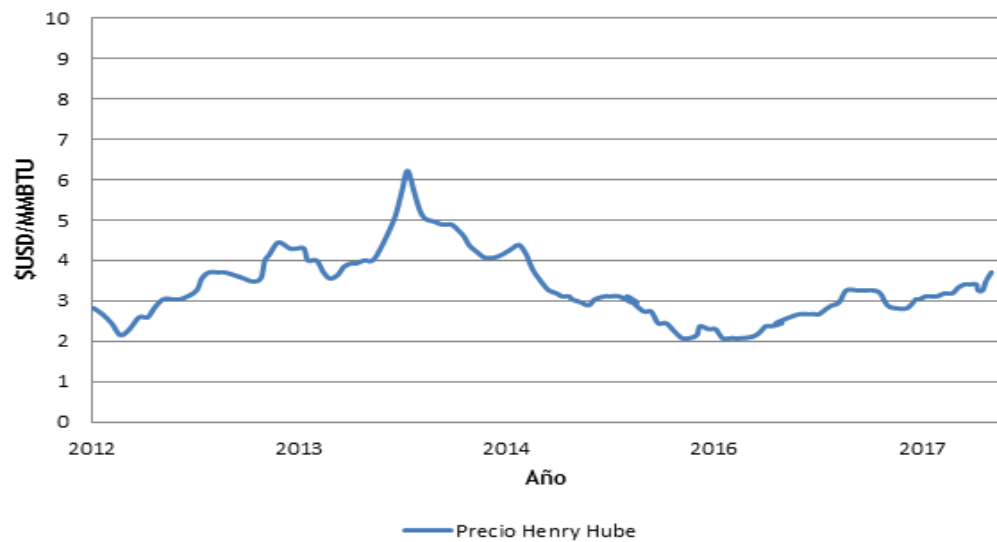


Modificado de: UPME. Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica. 2014

A pesar de que los precios en años anteriores se encontraban en valores superiores a los \$5USD /MBTU, la realidad desde hace un tiempo ha sido otra, puesto que los precios son bajos en comparación a lo estipulado. El precio para enero de 2016 según la EIA fue de \$2,35USD lo que genera un visión más realista de los precios.

Basado en que los precios del gas recientemente se encuentran oscilando los \$2USD como lo manifiesta la figura 29, se tomó este valor para el análisis financiero como el precio realista. A su vez se estipuló como \$5 USD el costo del gas para un escenario optimista donde se esperaba obtener mayores ganancias como se observa en la Tabla 6.

Figura 30. Historia precios de gas



Modificado de: EIA. Short-term energy outlook. 2016

Tabla 8. Escenarios de precios para la evaluación financiera

COSTO DEL GAS (\$USD/MMBTU)	
Escenario Realista	Escenario Optimista
\$2USD	\$5USD

Fuente: Autores

4.2 CAPEX

Recibe el nombre en inglés de capital expenditures el cual constituye el capital necesario para llevar a cabo un proyecto, se tiene en cuenta la necesidad de materia prima, los productos en procesos y los terminados, los equipos, en fin todo aquello que genere un gasto para poner en funcionamiento el proyecto deseado.

El valor que se deriva del CAPEX es tenido en cuenta en el presente ya que como inversión inicial es hecha al día de hoy, aunque en algunas ocasiones hay que considerar que al ser un capital se requiere un financiamiento por consiguiente existirán intereses que deben ser tenidos en cuenta.

Las inversiones iniciales que se deben realizar para desarrollar un proyecto de shale gas consisten principalmente en:

Tabla 9. Descripción de costos de inversión

Descripción	Costo (\$USD)
Perforación (Pozo horizontal de 12000 pies de profundidad y 3600 pies de longitud) ³⁸	16'000000
Producción y facilidades de superficie ³⁹	472500
Completamiento³⁹	650000
Fracturamiento por etapa³⁹	150000
Fracturamiento por pie de longitud de fractura ⁴⁰	400

Fuente: Autores

4.3 OPEX

³⁸ RODRIGUEZ J. challenges and opportunities for the development of Shale resources in Colombia. Tesis de Maestria. 2013.

³⁹ HEFLEY W. The economic impact of value chain of a Marcellus shale Well. University of Pittsburgh. 2011

⁴⁰ SCHWEITZER R. The role of economics on wells and fracture design completions on Marcellus Shale Wells. 2009

Se refiere al costo de cada una de las operaciones que se realizan para el funcionamiento y mantenimiento del proyecto durante los periodos en que se desarrolla. Este gasto depende de ciertas variables vitales para el sostenimiento del proyecto, por consiguiente es necesaria que sean restadas a las ganancias que se obtienen en cada periodo.

Para el proyecto se tuvieron en cuenta principalmente el lifting cost, al cual se le asignó un valor de 0,6 \$USD/MMSCF. Junto a esto se aplicó los costos generados por las regalías que para el caso colombiano se estiman según la Ley 756 del 2002, la cual asigna el porcentaje según el volumen de gas producido. Sin embargo es necesario realizar un descuento ya que el decreto 4923 del 26 de Diciembre de 2011 hace un ajuste para un yacimiento no convencional; finalmente las regalías equivalen el 4,8% de la producción.

Por otra lado, aunque no hacen partes de los costos operacionales, existen ciertos rubros que deben ser descontados a los ingresos que se recibe en el proyecto, como son los impuestos, los cuales son principalmente el impuesto a la renta consiste en el 25% de las ventas y el segundo es el impuesto CREE que tiene un porcentaje del 8%, sumando un total del 33%.

Tabla 10. Descripción de costos operacionales

Costos operacionales	
Lifting Cost (\$USD/MMSCF)⁴¹	0,6
Regalias (%)	4,8
Impuestos	
Impuesto a la renta (%)	33

⁴¹ BROWNING J, et al. Study forecast gradual Haynesville production recovery before final decline. 2015.

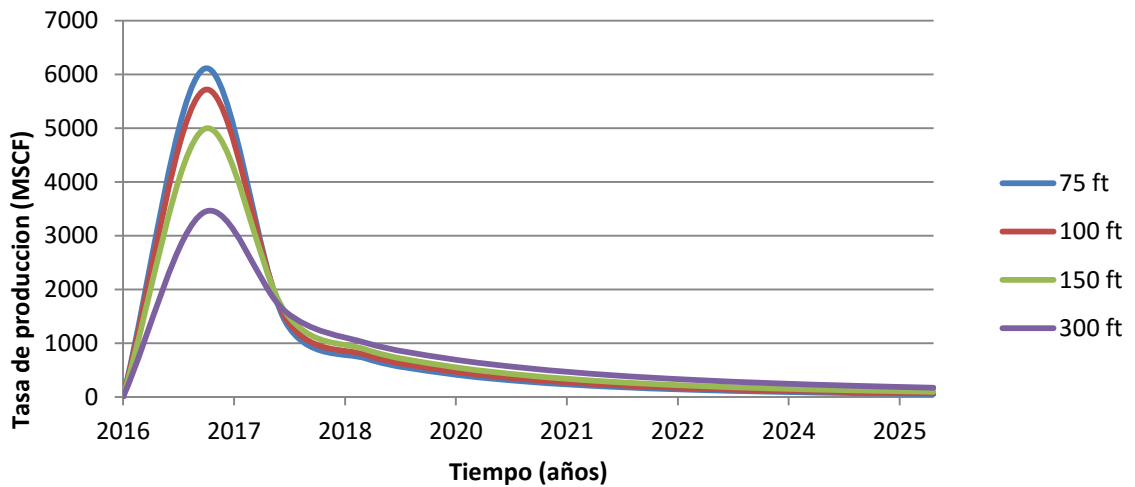
Fuente: Autores

4.4 INGRESOS

Se define como todas aquellas entrada económicas que puede recibir una empresa; estos ingresos son producto de la remuneración que se obtiene por ofrecer o vender un servicio. Para el caso de estudio hacen referencia al dinero recaudado por el gas vendido al final de cada año, es decir el producto del volumen de gas producido y el costo del gas para el escenario propuesto.

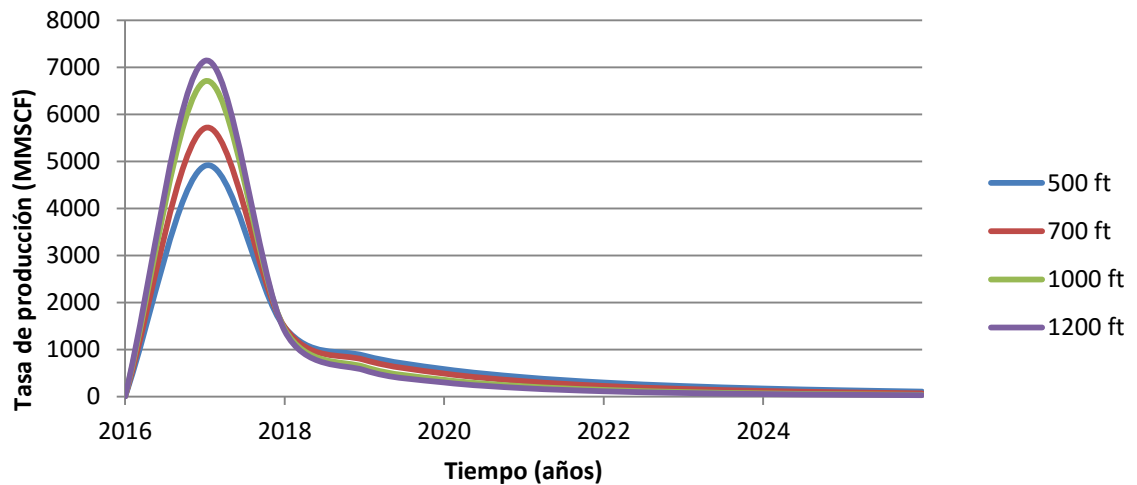
La producción para cada uno de los años se presenta en la siguiente figura 30; cabe resaltar que se ilustran los diferentes casos en que se cambia la longitud de la fractura y el número de etapas para cada gráfico. Se excluyen algunos casos ya que como se mencionó en el capítulo anterior la producción tiende a ser la misma.

Figura 31. Producción anual de gas, distancia entre fracturas.



Fuente: Autores

Figura 32. Producción anual de gas, longitud de fractura.



Fuente: Autores

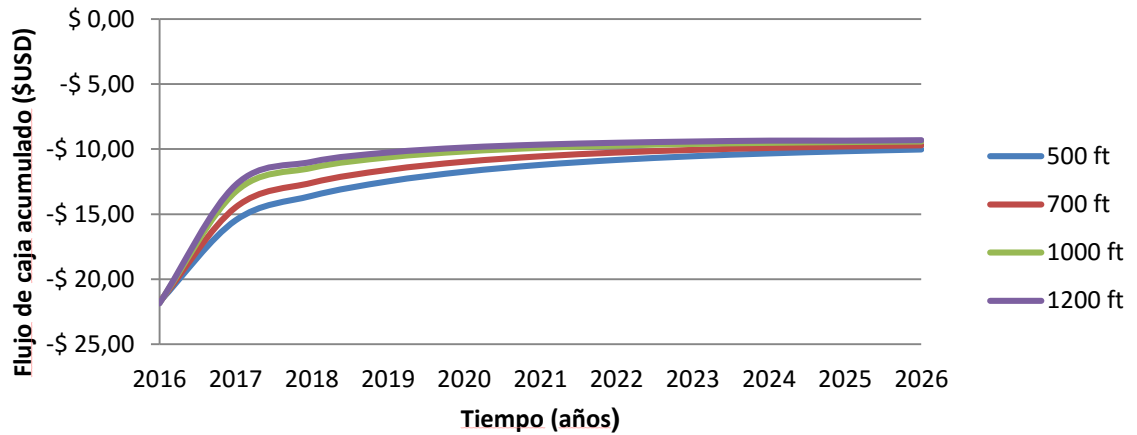
4.5 FLUJO DE CAJA

Es un estado financiero que mide los movimientos de efectivo teniendo como objetivo determinar la liquidez de la empresa o del proyecto en determinado momento. Para determinar la liquidez se recoge todos los ingresos y egresos que se pagan en el periodo contable, de esta forma se puede analizar la viabilidad del proyecto, determinando si se está en capacidad de cumplir sus obligaciones financieras.

El flujo de caja libre para el proyecto cada año es la resta de los ingresos para el periodo en curso menos lo que se debe pagar por cargos operacionales e impuestos. De forma paralela el flujo de caja acumulado es la suma de cada uno de los flujos de caja hasta el periodo en curso.

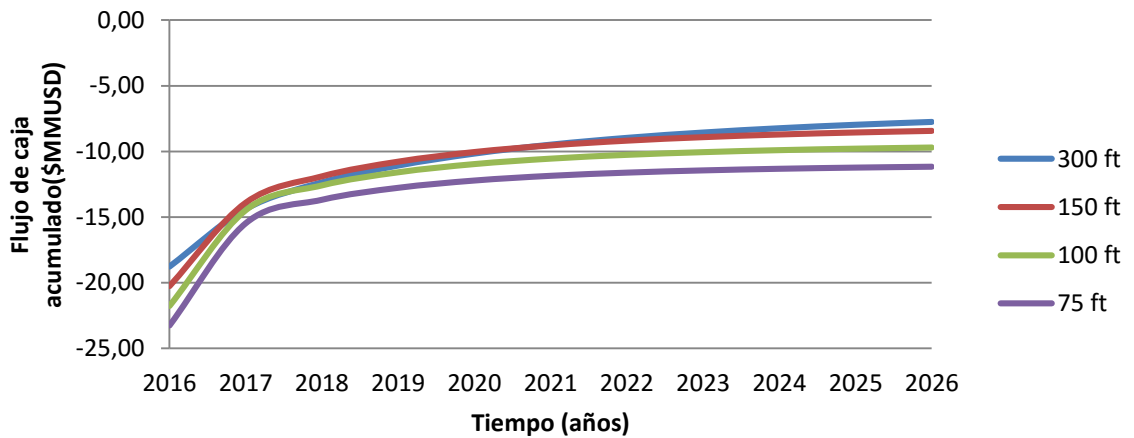
En los resultados de los flujos de caja ninguno de los casos realistas llegó a tener un valor positivo, ya que a pesar de las ganancias que se obtenían por los ingresos a partir del segundo periodo eran mayores a cero, nunca fueron lo suficientemente grande para superar la inversión inicial ni la suma de los OPEX de cada periodo.

Figura 33. Flujo de caja acumulado caso realista longitud de fractura



Fuente: Autores

Figura 34. Flujo de caja acumulado caso realista espaciamiento entre fracturas.

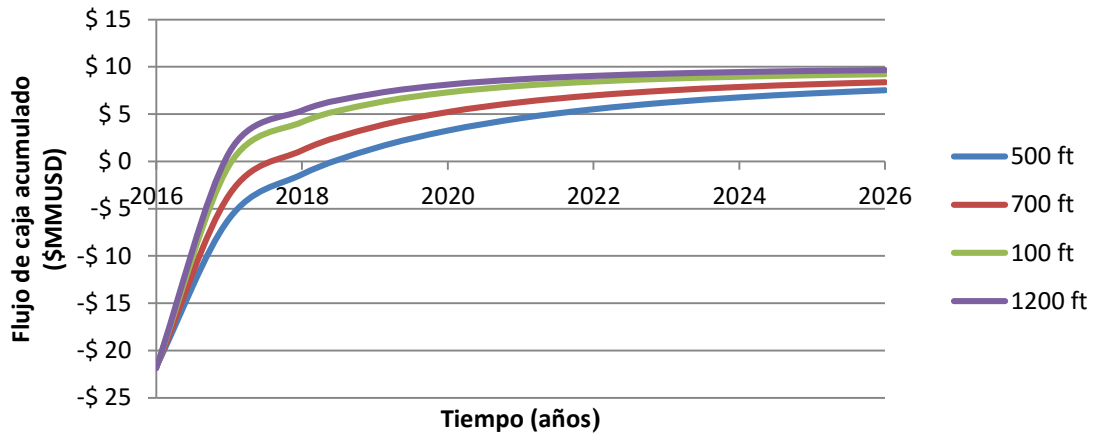


Fuente: Autores

Para el caso optimista en un comienzo se tuvo el valor del flujo de caja negativo puesto que la inversión inicial era mucho mayor a la ganancia generada por la producción. No obstante con el paso del tiempo se consiguió un valor

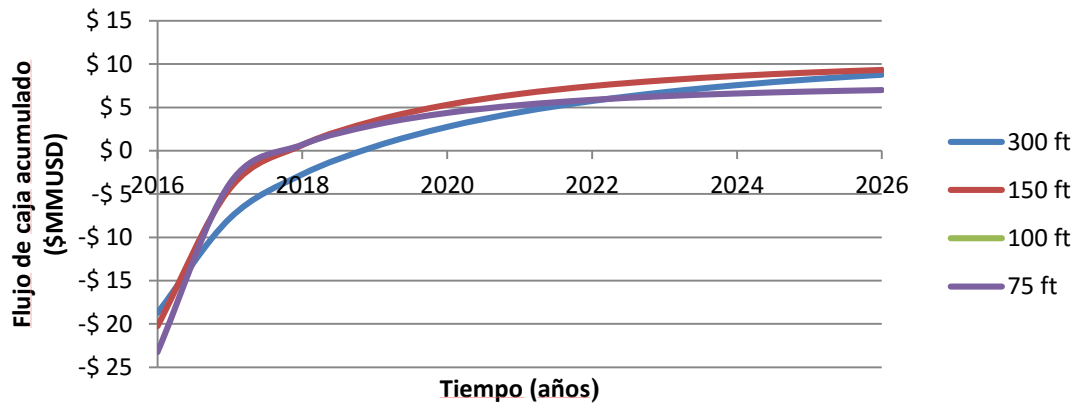
suficientemente alto que permitía recuperar la inversión y comenzar a obtener ganancias.

Figura 35. Flujo de caja acumulado caso optimista longitud de fractura



Fuente: Autores

Figura 36. Flujo de caja acumulado caso optimista espaciamiento fracturas



Fuente: Autores

4.6 PARÁMETROS DE EVALUACION FINANCIERA

La evaluación financiera requiere de parámetros para conocer la rentabilidad a futuro, como también el valor del proyecto en el presente. Combinando los diferentes parámetros cuantificables que involucra el desarrollo del proyecto se obtienen tres técnicas de evaluación: Valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR) y relación beneficio-costos (B/C). Al final según la conveniencia del inversionista se determina cuál de los tres factores será el predominante para tomar alguna decisión.

4.6.1 Valor presente neto. Se le conoce por ser el método más aceptado y práctico en términos financieros para determinar la viabilidad de un proyecto. Su objetivo es determinar la rentabilidad después de restar las pérdidas o inversión inicial; para ello toma todas las ganancias en los periodos futuros de vida útil del proyecto y los trae a la ganancia que equivaldría hoy en día, para posteriormente restarlo con la inversión inicial. El criterio de selección para la respuesta arrojada por el VPN es sencilla, para valores mayores a 0 el proyecto puede aceptarse, pero a la hora de elegir el mejor, se tienen en cuenta el de mayor VPN.

Tabla 11. Valores presente neto para los diferentes casos

VPN Caso realista.			
Distancia entre fracturas			
300 [ft]	150 [ft]	100 [ft]	75 [ft]
-\$9'405.347 USD	-\$9'723.141 USD	-\$10'718.033 USD	-\$11'915.899 USD
Longitud de fractura			
500[ft]	700 [ft]	1000 [ft]	1200 [ft]
-\$11'176.678 USD	-\$10'718.033 USD	-\$10'229.316 USD	-\$10'037.911 USD

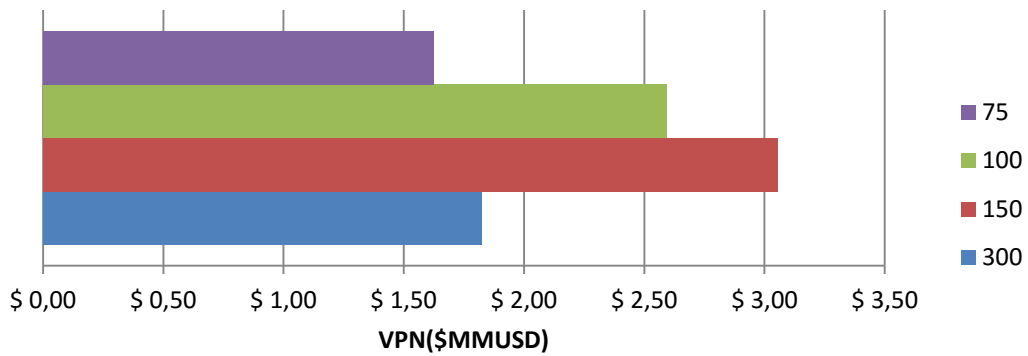
VPN Caso optimista			
Distancia entre fracturas			
300 [ft]	150 [ft]	100 [ft]	75 [ft]
\$1'822.077 USD	\$ 3'053.283 USD	\$ 2'591.422 USD	\$ 1'622.033 USD
Longitud de fractura			
500[ft]	700 [ft]	1000 [ft]	1200 [ft]
\$1'390.573 USD	\$ 2'591.422 USD	\$ 3'894.481 USD	\$4'469.141 USD

Fuente: Autor

En la figura 36 se muestra el valor del VPN solo para los casos optimistas, ya que para el precio de gas realista se obtuvieron VPN negativos como se mencionó en la tabla anterior.

Aunque se obtuvo un alto valor presente neto cuando se generaron fracturas poco espaciadas (muchas etapas), se obtuvieron pérdidas para distancias de fracturas menores a 75 ft donde el VPN comienza a ser negativo. Además de esto se evidencia que el VPN más alto se logra con 20 etapas de fracturamiento, es decir 150 ft de espaciamiento, con un valor de \$3'053.283 USD, por lo tanto sería el valor del parámetro a elegir para recuperar la inversión y generar mayores ganancias.

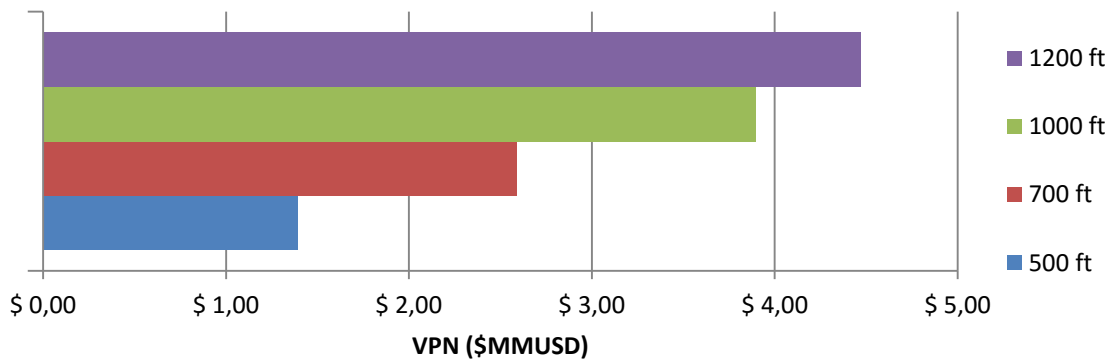
Figura 37. VPN distancia entre fracturas caso optimista



Fuente: Autores

La tendencia de la figura 37 es un aumento del valor presente neto a medida que se aumenta la longitud de fractura, por tal razón es de esperarse que para una fractura de longitud de 1200 ft se alcance la mayor rentabilidad alcanzando casi los cinco millones de dólares (\$ 4'469.141 USD).

Figura 38. VPN longitud de fractura caso optimista



Fuente: Autores

4.6.2 Tasa interna de oportunidad. La tasa interna de oportunidad o también llamada tasa mínima de descuento es asignada por cada entidad inversora en el proyecto, su fin principal es determinar a qué interés desean obtener la ganancia a través de cada periodo. Es de suma importancia ya que es la rentabilidad mínima

para decidir si invertir los recursos en un proyecto. En la industria de los hidrocarburos, dicha tasa suele encontrarse entre 11 y 12%. La TIR se compara con la tasa interna de oportunidad y se busca que sea mayor. Para el caso de estudio se escoge una TIO del 11% la cual será de importancia en el cálculo del VPN.

4.6.3 Tasa interna de retorno. La tasa interna de retorno o también llamada tasa interna de rendimiento, se basa en encontrar aquel interés que generé un VPN de cero; es decir hallar la tasa de descuento que se debe aplicar al flujo de caja en cada periodo para que se obtenga la mínima ganancia. Para conocer la aceptación de la TIR se compara con la TIO o tasa interna de oportunidad, si se obtiene un valor mayor al interés anteriormente mencionado se dice que el proyecto es viable, de lo contrario el interés que se espera ganar es mayor al que puede generar el proyecto.

La TIR en los casos realistas dan todas menores a cero es decir la inversión no se recupera con los flujos de fondo de todos los periodos. Por tener un valor negativo queda claro que la inversión no es rentable y a su vez es innecesario compararla con la TIO puesto que se busca un interés positivo.

Tabla 12. Tasa interna de retorno para los diferentes casos

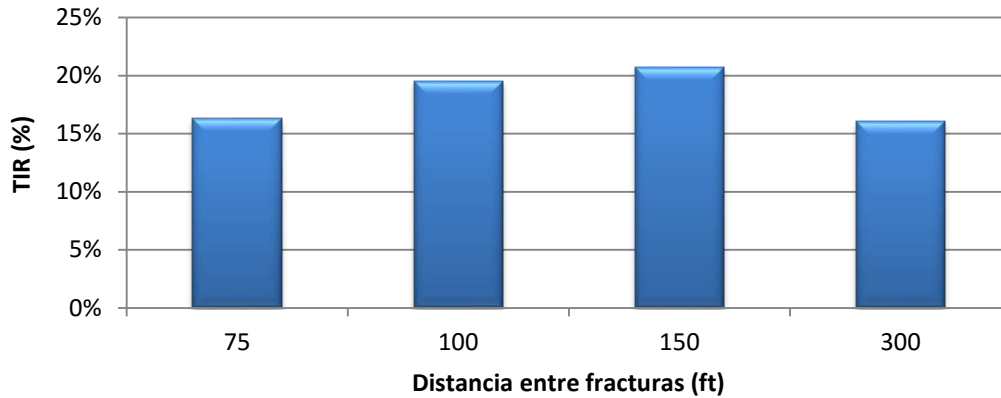
TASA INTERNA DE RETORNO CASO REALISTA			
Distancia entre fracturas			
300 [ft]	150 [ft]	100 [ft]	75 [ft]
-14%	-17%	-20%	-23%
Longitud de fractura			
500[ft]	700 [ft]	1000 [ft]	1200 [ft]
-19%	-20%	-23%	-25%

TASA INTERNA DE RETORNO CASO OPTIMISTA			
Distancia entre fracturas			
300 [ft]	150 [ft]	100 [ft]	75 [ft]
16%	21%	20%	16%
Longitud de fractura			
500[ft]	700 [ft]	1000 [ft]	1200 [ft]
15%	20%	26%	29%

Fuente: Autores

El precio de \$5USD favorece el desarrollo de estos proyectos, para la mayoría de los casos. La distancia de fractura que proporciona el valor óptimo es de lo que equivale a 20 etapas, alcanzando un valor del 21%, es decir diez puntos mayor que la TIO.

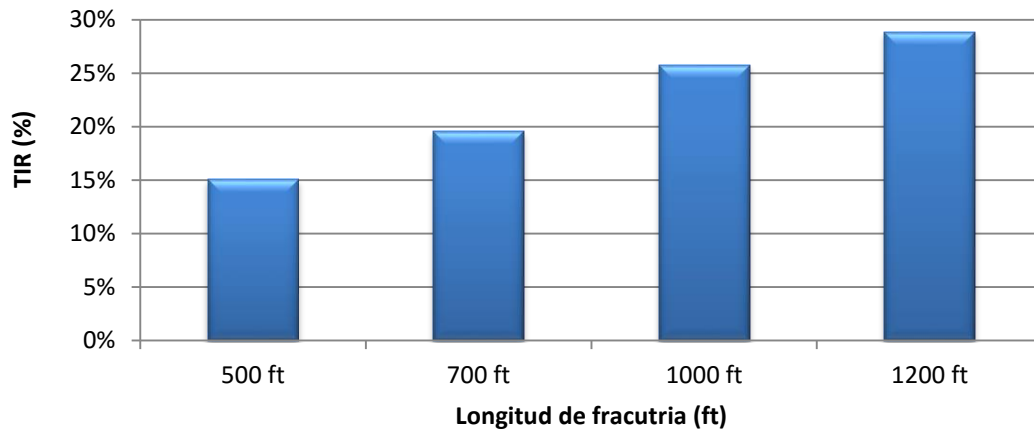
Figura 39. TIR distancia entre fracturas caso optimista



Fuente: Autor

Entre mayor sea la longitud de la fractura la tasa interna de retorno aumenta a tal punto que alcanza el 29% para el último caso. Si se compara con la TIO, demuestra que es altamente viable ya que tasas de interés menores al 11% no serían tenidas en cuenta

Figura 40. TIR longitud de fracturas caso optimista



Fuente: Autores

4.6.4 Relación beneficio costo. Para determinar la relación beneficio costo se tiene en cuenta la relación de los ingresos netos sobre la inversión inicial, de esta forma si la relación es mayor a 1 implica que el valor de los ingresos totales es mayor que el costo de la inversión inicial, por consiguiente un valor más alto de B/C se traduce en una inversión más atractiva.

Tabla 13. Refinación beneficio-costo para el caso realista

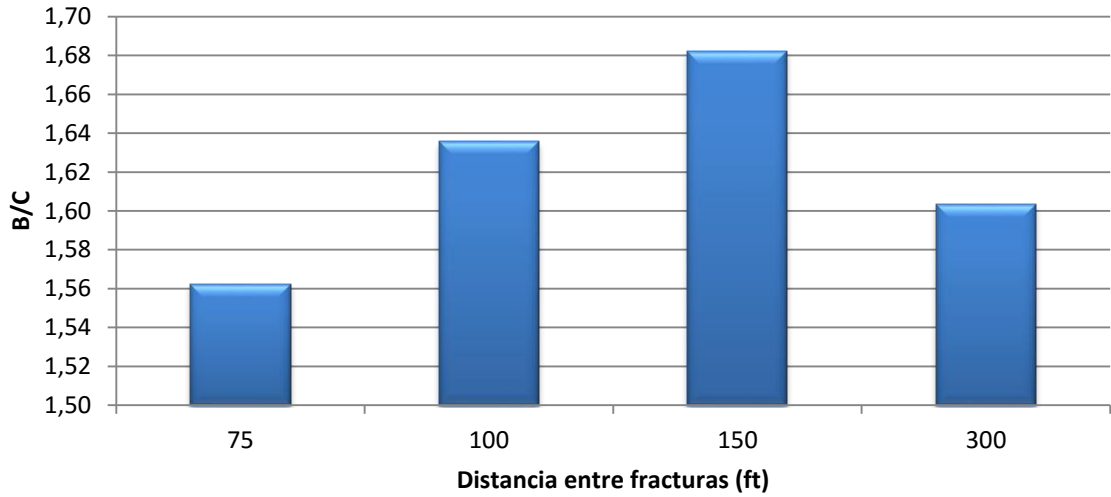
RELACIÓN BENEFICIO—COSTO CASO REALISTA			
Distancia entre fracturas			
300 [ft]	150 [ft]	100 [ft]	75 [ft]
0.67	0.71	0.69	0.65
Longitud de fractura			
500[ft]	700 [ft]	1000 [ft]	1200 [ft]
0.65	0.69	0.73	0.74

RELACIÓN BENEFICIO—COSTO CASO OPTIMISTA			
Distancia entre fracturas			
300 [ft]	150 [ft]	100 [ft]	75 [ft]
1.56	1.64	1.68	1.60
Longitud de fractura			
500[ft]	700 [ft]	1000 [ft]	1200 [ft]
1.55	1.64	1.72	1.76

Fuente: Autores

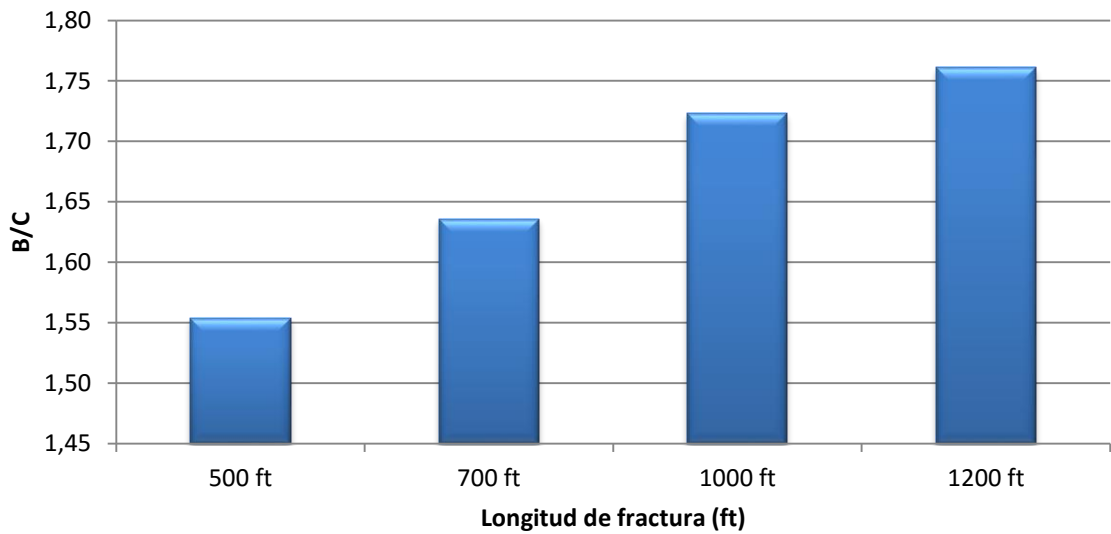
Como era de esperarse la relación beneficio-costo fue menor a 1 para los casos realistas. Los beneficios generados por los ingresos netos nunca llegan a superar la inversión inicial traduciéndose en pérdidas por los costos altos que no se pueden llegar a solventar.

Figura 41. B/C distancia entre fracturas caso optimista



Fuente: Autores

Figura 42. B/C longitud de fracturas caso optimista



Fuente: Autores

La relación beneficio-costos aunque de mayor a 1 no significa necesariamente que sea recomendable para el bolsillo del inversionista, por eso la importancia de corroborar lo positivo de este parámetro con los otros parámetros financieros. Como

se ha ejemplificado antes los menores valores de TIR se asocian a menores valores de VPN y la relación B/C no es la excepción.

4.7 CASO ÓPTIMO

Con el fin de sensibilizar cada parámetro y observar la variación que poseen respecto al caso base, se desarrolló en la tabla 13 el estudio de las variables que optimizan el proceso de fracturamiento (longitud, espaciamiento y conductividad), teniendo en cuenta aspectos técnicos y financieros

Tabla 14. Sensibilidad teniendo en cuenta aspectos técnicos y financieros

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD						
VARIABLES DEPENDIENTES	LONGITUD DE FRACTURA		ESPACIAMIENTO ENTRE FRACTURAS		CONDUCTIVIDAD	
	Alta	Baja	Mayor	Menor	Minima	Maxima
Produccion acumulada	↑	↓	↓	↑	↓	↑
Tasa de gas	↑	↓	↓	↑	↓	↑
VPN	↑	↓	↑	↓	-	-
Relación B/C	↑	↓	↑	↓	-	-
TIR	↑	↓	↑	↓	-	-

Fuente: Autores

De allí se concluye que:

- Altos valores de longitud de fractura generan mejoría en todos los aspectos que se evaluaron.
- A un mayor espaciamiento se obtienen mejorías en el aspecto financiero pero trae consigo disminución en el gas producido
- La máxima conductividad genera un aumento en la tasa de producción y en la producción acumulada.

Finalmente se evaluó el caso de 40 md-ft de conductividad, 20 etapas y 1200 ft de fractura ya que es la combinación de la distancia, la longitud y conductividad óptima de fracturas en los tres casos anteriormente mencionados con el objetivo de verificar si puede llegar a obtener la geometría que brinde un óptimo desarrollo económico del shale. A continuación se ilustran los indicadores financieros

Tabla 15. Indicadores financieros para el caso óptimo

VPN	TIR	Relacion B/C
\$ 5'388.712 USD	34%	1.84

Fuente: Autores

El valor más alto del VPN que se había obtenido en los casos evaluados anteriormente era de \$ \$ 4'469.141 USD, mientras que para el caso óptimo (20 etapas, 1200 ft y 40 md-ft) se tiene un valor de \$ 5'388.712 USD, para una diferencia de \$ 919.571 USD; el cual equivale a un incremento del 20,6% de las ganancias generadas

La tasa interna de retorno toma un valor del 34%, 6 puntos por encima de la configuración de longitud de fractura 120 ft y 30 etapas, que había sido la de mayor rendimiento.

A su vez la relación beneficio-costo presenta un aumento sustancial de 1,76 a 1,84. Por lo tanto es posible afirmar que todos los criterios financieros arrojaron mejoras en sus valores cuando se trabajan espaciamientos de fractura de 150 ft, 1200 ft de longitud y conductividad de 40 mD-ft, en comparación a todos los casos anteriores. Razón por la cual esta geometría resultó la de mejor rendimiento y se le puede atribuir a los siguientes factores

- Al ser la distancia de fracturas de 150 ft, se presenta un ahorro en la inversión inicial al tener que completar una menor cantidad de etapas, lo cual se traduce en mayores ganancias.
- Aunque se pueden obtener mayores producciones con un mayor número de etapas, la cantidad de gas incremental que se obtiene no permite generar una rentabilidad que permita recuperar la inversión luego de los diez años del proyecto

5. CONCLUSIONES

- El escenario óptimo de espaciamiento y geometría de fracturas teniendo en cuenta los indicadores técnicos y financieros para el modelo evaluado se obtuvo con fracturas de longitud media de 600 ft, cada una de ellas espaciadas 150 ft y con una conductividad de 40 mD-ft.
- Colombia tiene potencial para el desarrollo de yacimientos de shale gas en cuencas como la del Valle Medio del Magdalena. Allí la Formación Tablazo posee adecuadas características petrofísicas y geoquímicas para la explotación de shale gas.
- La variable estudiada que más incide en el volumen de gas recuperado es el espaciamiento entre fracturas, convirtiéndola en una de las características de mayor relevancia durante la planeación de un proyecto de fracturamiento hidráulico en un yacimiento de shale gas.
- Para el modelo evaluado luego de cuarenta etapas y de una conductividad de 20 mD-ft, los incrementos que se obtienen en el volumen de gas recuperado son muy poco significativos.
- Los escenarios de menor espaciamiento entre fracturas no fueron rentables para el modelo desarrollado, debido a que aunque se obtienen mayores ingresos, el costo de un mayor número de etapas no permite recuperar la inversión
- Los proyectos de shale gas presentan riesgos desde el punto de vista financiero, ya que los altos costos que conllevan su desarrollo pueden no generar ganancias con un escenario de precios bajos.

6. RECOMENDACIONES

- Efectuar el análisis del espacio y geometría de fracturas para yacimientos de shale oil.
- Realizar un modelo que tenga en cuenta el acople geomecánico, para observar el impacto de variables como el módulo de Young, la relación de Poisson y el parámetro de Biot en un yacimiento de shale gas.
- Evaluar un modelo heterogéneo donde se observe los efectos gravitacionales en un yacimiento de shale gas.
- Desarrollar modelos para otros shale plays con potencial para el desarrollo de shale gas en Colombia como la formación La Luna, Capacho y Gachetá.

BIBLIOGRAFÍA

ANH. Colombian sedimentary basins. 2007

AGUILERA, Roberto. Flow Units: From Conventional Gas to Tight Gas to Shale Gas Reservoirs. En Trinidad and Tobago Energy Resources Conference. Society of Petroleum Engineers, 2010

ARAGUNDADE, O and SOHRABI, M. A Review of Recent Development and Challenges in Shale Gas Recovery. En SPE Saudi Arabian Section Technical Symposium and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2012.

BENETT, Les, et al. La Fuente para la Caracterización de Fracturas Hidráulicas. En Oilfield review , 2006. vol 18, No. 1, p. 46-61.

BROWNING J, et al. Study forecast gradual Haynesville production recovery before final decline. 2015

CIPOLLA, C.L., et al. Reservoir Modeling in Shale-Gas Reservoirs. En SPE Eastern Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers. 2009

DEAN, R. Simulations of Naturally Fractured Reservoirs. En SPE reservoir engineering. 1988

DELGADO, L. LUNA, J. Potencial hidrocarburífero de las formaciones del calcáreo basal en el municipio de Villanueva, departamento de Santander, Colombia. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. 2012. 163 p.

ECONOMIDES, M. MARTIN, T. Modern fracturing. Enhancing natural gas production. 2007

ECONOMIDES, M.J. How to Decide Between Horizontal Transverse, Horizontal Longitudinal and Vertical Fracture Completion. En SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2010.

EIA. Review of emerging resources U.S. shale gas and shale oil play. 2011.

EIA. Short-term energy outlook. 2016

EIA. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assesment. 2013.

EL SHAARI, N. Northern California Gas Sand-Hydraulic Fracture Stimulation. Opportunities and Challenges. En SPE Western regional and Pacific section AAPG joing meeting. 2008

FAZELIPOUR, Waleed. Innovative Reservoir Modeling and Simulation of Unconventional Shale Gas Reservoirs Powered by Microseismic Data. En SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2011.

HEFLEY, William. The economic impact of value chain of a Marcellus shale Well. University of Pittsburgh. 2011

KUNDERT, Donald and MULLEN, Mike. Proper Evaluation of Shale Gas Reservoirs Leads to a more Effective Hydraulic-Fracture Stimulation. En SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers, 2009.

LEE, Sunje. Challenges and Strategies of Shale Gas Development. Tesis de Maestría. Austin. University of Texas at Austin, 2012. 95 p.

LOPEZ, C. e HIGUERA, J. Análisis del impacto de las propiedades PVT en la producción de un yacimiento de shale oil, haciendo uso de la simulación numérica. Tesis de pregrado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2015. 125 p.

MALDONADO CANO, Eliana Maria. Uso de Sísmica Pasiva en Superficie y su Relación con la Anisotropía y Producción de Fluidos en el Piedemonte Llanero Colombiano. Tesis de Maestría. Medellín. Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Maestría en Ciencias de la Tierra, 2010. 90 p.

MAYERHOFER, M.J., et al. What is Stimulated Reservoir Volume?. En SPE Productions and Operations, Febrero,2010. vol 25, p. 89-98

MENDEZ, Rafael. Formulación y evaluación de proyectos: enfoque para emprendedores. Bogotá. Quebecor World, 2004. 327 p

MORIDIS, G.J., et al. Analysis of Mechanisms of Flow in Fractured Tight-Gas and Shale-Gas Reservoirs, En SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference, 2010.

MONTGOMERY, Carl ,et al. Hydraulic Fracturing: History of an Enduring Technology. Journal of Petroleum Technology Diciembre 2010. vol 62, No. 12, p 26-32.

MORRIL, Jonathan C. and MISKIMINS, Jennifer L. Optimizing Hydraulic Fracture Spacing in Unconventional Shales. En SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. Society of Petroleum Engineers, 2012.

PENNER Eric. The truth is Out There- Shale production Economics- Variable Cost And Net Present Value. [en línea]. Citado: 11 Abril de 2016. Disponible en: <https://rbnenergy.com/shale-production-economics-part-4-variable-cost-and-net-present-value>.

REY, C. y AMAYA, F. Evaluación del comportamiento de un yacimiento de gas-shale utilizando un software de simulación para determinar el mejor esquema de explotación que permita maximizar las reservas recuperables. Tesis de pregrado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2011. 107 p.

RENGIFO, J. et al. Estudio de analogías y sus posibles aplicaciones en las formaciones del Valle Medio del Magdalena, a partir del análisis histórico del desarrollo de los shale plays en Estados Unidos. XVI Congreso colombiano de petróleo y gas. 2015

RODRIGUEZ J. challenges and opportunities for the development of Shale resources in Colombia. Tesis de Maestria. 2013.

ROKOSH, C.D., et al. What Is Shale Gas? An introducing to Shale-Gas Geology in Alberta. Energy Resources Conservation Board, ERCB/AGS Open File Report, 2008. 26 p.

ROUSSEL, Nicolas P. and SHARMA, Mukul M. Strategies to Minimize Frac Spacing and Stimulate Natural Fractures in Horizontal Completions. En SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2011.

SCHWEITZER. The role of economics on wells and fracture design completions on Marcellus Shale Wells. Society of Petroleum Engineers. 2009

UPME. Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica. 2014

VÁZQUEZ, Juan. Mejoramiento de la Conductividad en el Fracturamiento Hidráulico. Tesis de pregrado. Mexico D.F. Universidad Autonoma de Mexico 2009

VECINO, Iván. Metodología para identificar los factores geomecanicos y geologicos influyentes en tratamientos de fracturamiento hidraulico en pozos de un campo colombiano. Trabajo pregrado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2013. 183 p.

VIJAYKUMAR Rajgopal. Selection of Fracturing Fluid for Stimulating Tight Gas Reservoirs .Tesis de Maestria. Austin. University of Texas at Austin. 2006

WANG, Zhongmin and KRUPNICK, Alan J. A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States: What Led to the Boom? [en línea]. Resources for the Future Publication, abril de 2013. [Citado 20 de Mayo 2015] Disponible en: <http://www.rff.org/RFF/Documents/RFF-DP-13-12.pdf>

WANG, F.P., et al. Pore Networks and Fluid Flow in Gas Shales. En SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. 2009

WARPINSKY, N.R., et al. Stimulating Unconventional Reservoirs: Maximizing Network Growth while Optimizing Fracture Conductivity. En SPE Unconventional Reservoirs Conference. Society of Petroleum Engineers, 2008.

WORREN, J., ROOT, P. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. 1962

ZHAO, Yu-Lung, et al. "Triple porosity" modeling of transient well test and rate decline analysis for multi-fractured horizontal well in shale gas reservoirs. En: Journal of Petroleum Science and Engineering. Octubre, 2013. vol. 110, p. 253-262.