

**EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL BRITTLENESS Y VOLÚMENES
ESTIMULADOS EN EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN EN SHALE
PLAYS**

**JUAN DAVID ALZATE NIÑO
JENNYFER TATIANA CABALLERO QUINTERO**

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

2016

**EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL BRITTLENESS Y VOLÚMENES
ESTIMULADOS EN EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN EN SHALE
PLAYS**

**JUAN DAVID ALZATE NIÑO
JENNYFER TATIANA CABALLERO QUINTERO**

**Trabajo de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:
JOSÉ CARLOS CÁRDENAS MONTES
Ingeniero de Petróleos**

**Codirector:
JHON ALEXANDER PABÓN VILLAMIZAR
Ingeniero de Petróleos**

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

2016

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar le damos gracias a Dios, por guiarnos y acompañarnos en el transcurso de ésta importante etapa.

A nuestras familias por el apoyo incondicional.

A la Universidad Industrial de Santander, nuestro segundo hogar, por formarnos como personas y profesionales de calidad y donde cumplimos uno de nuestros proyectos de vida.

A la escuela de ingeniería de petróleos y a nuestros profesores, por los conocimientos y experiencias compartidas a lo largo de estos años.

Al profesor José Carlos Cárdenas Montes por la confianza depositada, la paciencia y por permitirnos la realización de este proyecto.

Al ingeniero Jhon Alexander Pabón Villamizar por sus valiosos aportes y por brindarnos unos minutos de su tiempo para aconsejarnos y solucionar dudas.

A todos nuestros amigos que estuvieron presentes.

Juan David Alzate Niño.
Jennyfer Tatiana Caballero Quintero.

“La primera tarea de la educación es agitar la vida, pero dejarla libre para que se desarrolle”

María Montessori

A tí Señor, en cada momento de mi vida, estas presente.

A mi familia, por ser mi apoyo y mi voz de aliento.

Porque me enseñaron que soñar, es solo el principio.

Juan David Alzate Niño.

A Dios, el forjador de mi camino.

A mis padres, Ahida Quintero y Eliberto Caballero, mis mejores y más fieles amigos, gracias por el apoyo incondicional y consejos, los amo.

A la mujer más hermosa del mundo, mi abuelita Clemencia, gracias por ser luz en mi camino, alegría en mi día y permitirme soñar.

A Luis Martin Uribe, mi padrastro, por ser un grandioso modelo a seguir.

A mi familia, por ser los cimientos de mi desarrollo.

A mis amigos, por su compañía y sonrisas.

Jennyfer Tatiana Caballero Quintero.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. GENERALIDADES.....	16
1.1 DEFINICIÓN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.....	16
1.2 DIFERENCIA DE YACIMIENTO CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL	18
1.3 SHALES PLAYS	19
1.3.1 Definición	19
1.3.2. Técnicas de extracción	21
1.3.2.1 Perforación horizontal	21
1.3.2.2 Fracturamiento hidráulico	22
1.4 MÓDULOS ELÁSTICOS.....	23
1.4.1 Ley de Hooke.....	23
1.4.2. Módulo de Young (E)	25
1.4.3 Coeficiente de Poisson (ν).....	26
1.5 BRITTLENESS	27
1.5.1 Índice de Rickman	30
1.6 VOLUMEN ESTIMULADO DE YACIMIENTO (SRV)	35
2. MÓDELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN.....	38

2.1	DIMENSIONES Y CONDICIONES DEL GRID	40
2.2	PROPIEDADES DE LA ROCA Y DEL FLUIDO	42
2.3	INICIALIZACIÓN DEL MODELO	44
2.3.1	Inicialización del modelo IMEX	44
2.3.2	Inicialización del modelo GEM	49
3.	IMPACTO DEL BRITTLENESS Y CONDUCTIVIDAD NATURAL EN LA PRODUCCIÓN.....	52
3.1	EFFECTO DEL BRITTLENESS	52
3.2	EFFECTO DE LA CONDUCTIVIDAD NATURAL.....	54
4.	EFFECTO DEL BRITTLENESS Y SRV EN EL EUR	61
4.1	VALIDACIÓN POR SIMULACIÓN.	65
4.2	ANÁLISIS DE DATOS.....	68
5.	CONCLUSIONES	69
6.	RECOMENDACIONES	70
	BIBLIOGRAFÍA.....	71

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Yacimiento convencional y no convencional.....	17
Figura 2. Permeabilidad de un yacimiento no convencional.	19
Figura 3. Productos liberados a partir de la maduración del kerogeno.	20
Figura 4. Esfuerzo Vs Deformación.	24
Figura 5. Módulo de Young.....	25
Figura 6. Módulo de Young en términos de σ_x y ϵ_x	26
Figura 7. Geometría de la fractura en shales con alta y baja fragilidad.	28
Figura 8. Aumento del porcentaje de fragilidad.....	31
Figura 9. Módulo de Young en shales de Estados Unidos.....	33
Figura 10. Coeficiente de Poisson en shales de Estados Unidos.	33
Figura 11. Tendencia del brittleness según módulo de Young y coeficiente de Poisson.....	35
Figura 12. Tendencia del SRV contra la producción acumulativa de un pozo horizontal de Barnett Shale.....	37
Figura 13. Idealización del yacimiento fracturado.	39
Figura 14. Refinación de celda en forma logarítmica.....	39
Figura 15. Dimensiones del yacimiento.	41
Figura 16. Comportamiento de producción Barnett Shale	44
Figura 17. Comportamiento de producción modelo simulación base IMEX.....	45
Figura 18. Gas acumulado Vs. Días con sensibilidad de ancho de fractura.	46
Figura 19. Gas acumulado Vs. Días con sensibilidad de longitud de fractura	46
Figura 20. Gas acumulado Vs. Días con sensibilidad de conductividad de fractura hidráulica.	47
Figura 21. Gas acumulado Vs. Días con sensibilidad de conductividad de fracturas naturales.....	48
Figura 22. Análisis de sensibilidad de los parámetros del modelo IMEX.	49
Figura 23. Producción acumulada de gas con y sin acople geomecánico.....	51
Figura 24. Sensibilidad del módulo de Young y coeficiente de Poisson.	53
Figura 25. Variación del SRV en modelo base.	56
Figura 26. Variación del SRV en roca dúctil.....	56
Figura 27. Variación del SRV en roca frágil.	57
Figura 28. Comportamiento del EUR por conductividad de fracturas naturales. (Rango 0-0.004).....	58
Figura 29. Comportamiento del EUR por conductividad de fracturas naturales. (Rango 0-1.2).....	58
Figura 30. Análisis de sensibilidad de los parámetros del modelo GEM.....	60
Figura 31. Efecto de la red de fracturas en la recuperación de gas.....	63
Figura 32. Efecto del brittleness y el SRV en el EUR.	66

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Índices de brittleness en la literatura.	29
Tabla 2. Shale Plays con sus respectivas propiedades.	32
Tabla 3. Cálculo de brittleness.	34
Tabla 4. Dimensiones del yacimiento.	41
Tabla 5. Descripción y características del yacimiento.	42
Tabla 6. Propiedades de la roca.	42
Tabla 7. Propiedades PVT y datos permeabilidad relativa.	43
Tabla 8. Análisis de sensibilidad de las características de la fractura.	46
Tabla 9. Valores de conductividad de fracturas naturales en campo Barnett.	55
Tabla 10. SRV de campos de Estados Unidos.	62
Tabla 11. Brittleness y SRV para yacimientos tipo shale.	62
Tabla 12. Volumen estimulado Vs producción acumulada de gas.	64
Tabla 13. Delta de brittleness y SRV.	64
Tabla 14. Porcentaje de error de la ecuación 6.	67
Tabla 15. Producción a partir de la simulación del modelo establecido.	68

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL BRITTLINESS Y VOLÚMENES ESTIMULADOS EN EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN EN SHALE PLAYS*

AUTOR: JENNYFER TATIANA CABALLERO QUINTERO
JUAN DAVID ALZATE NIÑO**

PALABRAS CLAVES: FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, YACIMIENTO DE SHALE, MÓDULO DE YOUNG, COEFICIENTE DE POISSON, BRITTLINESS, FRACTURA NATURAL, VOLUMEN ESTIMULADO DEL YACIMIENTO.

DESCRIPCIÓN:

Debido al auge energético de las últimas décadas, apareció un nuevo concepto creando una oportunidad de desarrollo para la industria de los hidrocarburos, los yacimientos no convencionales.

Este tipo de yacimientos no tienen movimiento del fluido, lo que significa que requieren tecnología mucho más avanzada en los procesos de extracción como pozos horizontales y fracturamiento hidráulico que mejora la producción de los shales, a partir de la inyección de un fluido a alta presión y propanantes en el yacimiento con el fin de crear una red de fracturas y dar paso al flujo de fluidos en el pozo.

En términos geomecánicos el yacimiento está sujeto a propiedades mecánicas como el módulo de Young y coeficiente de Poisson, estos son los parámetros que condicionan la geometría de la fractura, impactando significativamente el diseño de la misma. Basados en el módulo de Young y el coeficiente de Poisson, se determina el brittleness de la roca. De acuerdo al brittleness, los shale se pueden clasificar en dúctil y frágil.

La forma en que la roca responde al tratamiento de estimulación, se basa en gran medida en el brittleness, las fracturas en las formaciones dúctiles son simples y su complejidad aumenta a medida que las propiedades varían de dúctil a frágil y aumenta el grado de fracturas secundarias y el brittleness.

Esta investigación tiene como objetivo evaluar como el comportamiento de un shale play (siendo dúctil o frágil) afecta el volumen de yacimiento estimulado (SRV) y como esto afecta en términos de producción.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. Ing. José Carlos Cárdenas Montes, Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: IMPACT ASSESSMENT OF BRITTLENESS AND STIMULATED RESERVOIR VOLUME IN THE PRODUCTION BEHAVIOR IN SHALE PLAY*.

**AUTHORS: JENNYFER TATIANA CABALLERO QUINTERO
JUAN DAVID ALZATE NIÑO****

KEYWORDS: HYDRAULIC FRACTURING, SHALE DEPOSIT, YOUNG'S MODULUS, POISSON'S RATIO, BRITTLENESS, NATURAL FRACTURE, STIMULATED RESERVOIR VOLUME.

DESCRIPTION:

Due to the energy boom of recent decades, a new concept appeared creating an opportunity of development for the hydrocarbons industry, the unconventional reservoirs.

These kinds of reservoirs do not have a fluid movement, which means that they require much more advanced technology in the extraction processes as horizontal wells and hydraulic fracturing which improves shale production, injecting a fluid with high pressure and proppants in the reservoir in order to create a network fracture and give way to fluid flow into the well.

In geomechanical terms the reservoir is subject to mechanical properties such as Young's modulus and Poisson's ratio, these are the parameters that determine the geometry of the fracture significantly impacting the design of it. Based on the Young's modulus and Poisson's ratio, the brittleness of the rock is determined. In agreement of brittleness, shale is classified as either ductile or brittle.

The way the rock would be respond to stimulation treatment is largely based on its brittleness, fractures in ductile formations are simple and complexity of the fractures increase as the shale properties move from ductile to brittle and the degree of secondary fracturing increases as brittleness increases too.

This research aims to evaluate how the behavior of the shale play (being ductile or brittle) affects the stimulated reservoir volume (SRV) and how that affected in terms of production.

* Degree project

** Physical and chemical engineering faculty. Petroleum engineering. Director: Ing. José Carlos Cárdenas Montes.

INTRODUCCIÓN

Debido al auge energético de las últimas décadas, apareció un nuevo concepto creando una oportunidad de desarrollo para la industria de los hidrocarburos, los yacimientos no convencionales. Siendo el petróleo un recurso no renovable, se ha pasado de una era donde se producía petróleo de manera fácil y económica a una donde se ha empezado a buscar la manera de explotar éstos tipos de yacimientos que nos permitan obtener hidrocarburos.

Es ahí, cuando los yacimientos no convencionales entran a jugar un papel importante en los últimos años, siendo estos, una fuente considerable de hidrocarburos pero con la problemática de que no producen de manera similar a los yacimientos convencionales, esta vez entran a jugar nuevos factores que antes no se habían tenido en cuenta.

Este proyecto tiene como finalidad entrar a analizar como uno de esos factores permitiría encaminar a una estrategia para el éxito de la explotación del hidrocarburo.

El brittleness considerado un parámetro clave en fracturas hidráulicas iniciales y en la propagación en rocas de baja permeabilidad, determinara la selección adecuada del pozo y las estrategias óptimas de producción con el objetivo de que el proyecto sea económicamente viable.

1. GENERALIDADES

1.1 DEFINICIÓN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Debido al auge energético de las últimas décadas, apareció un nuevo concepto generando una nueva oportunidad de desarrollo para la industria. El término yacimiento no convencional a comparación del ya conocido yacimiento convencional.

Para el Ministerio de Minas y Energía un yacimiento convencional, es una formación rocosa en la que ocurren acumulaciones de hidrocarburos en trampas estratigráficas y/o estructurales. Se caracteriza por un sistema natural de presión único, de manera que la producción de hidrocarburos de una parte del yacimiento afecta la presión de reservorio en toda su extensión. Está limitado por barreras geológicas, tales como estratos impermeables, condiciones estructurales y agua en las formaciones, y se encuentra efectivamente aislado de cualquier otro yacimiento que pueda estar presente en la misma área o estructura geológica.¹

Es decir que el yacimiento convencional está conformado por una serie de elementos que se encuentran en una línea de tiempo. Estos elementos son: la roca madre o roca generadora, roca reservorio o roca almacén, roca sello, la columna estratigráfica (la cual ejercerá presión sobre el yacimiento), una trampa y los procesos que transcurren en el sistema (generación, migración y entrapamiento del hidrocarburo)

En cambio el término yacimientos no convencionales hace referencia a los hidrocarburos que presentan características similares a los convencionales por ser recursos no renovables. Sin embargo, su acumulación no responde a un sistema

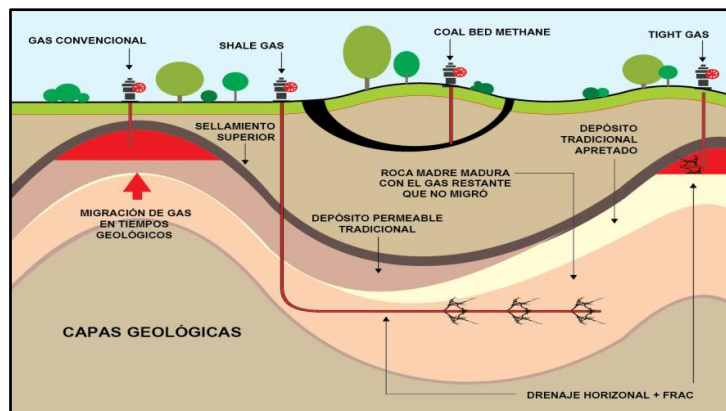
¹ Asociación Colombiana del Petróleo. ACP Hidrocarburos. Yacimientos no convencionales, el nuevo boom. Junio- agosto 2012, p. 36-43.

petrolero tradicional, donde la acumulación es predominantemente regional, extensa y la mayoría de las veces independiente de trampas estratigráficas o estructurales y además se les debe realizar una estimulación adicional para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos.²

The Canadian Society for Unconventional Resources explica que este tipo de hidrocarburos no presentan un movimiento fluido, pues la mayoría de veces se encuentran en rocas poco permeables, lo que significa que requieren de una tecnología mucho más avanzada en los procesos de extracción. Se encuentran en grandes cantidades, incluso más que los de tipo convencional, y su explotación es difícil, pero debido a los nuevos avances tecnológicos, ahora pueden ser trabajados y desarrollados.

Como se observa en la figura 1, se pueden encontrar en una gran extensión areal a diferentes profundidades una variedad de yacimientos, ya sean convencionales o no convencionales, las condiciones del medio son las que lo determinan.

Figura 1. Yacimiento convencional y no convencional.



Fuente: www.anh.gov.co.

² Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Resolución. 18 1495. Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos. Septiembre 2009, p.8.

1.2 DIFERENCIA DE YACIMIENTO CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL

La diferencia entre los yacimientos de hidrocarburos (petróleo y gas) no convencionales y convencionales radica en que los primeros contienen hidrocarburos que se encuentran en unas condiciones geológicas que no permiten el movimiento del fluido, ya sea por estar atrapado en rocas poco permeables o por tener una alta viscosidad.³

Por lo tanto, la escala de la operación industrial requerida para la extracción de estos yacimientos es mayor que la que tradicionalmente se utiliza en los yacimientos convencionales.

En los yacimientos convencionales el hidrocarburo está atrapado en trampas estratigráficas, y su liberación ocurre a través de un sistema natural de presión, sin embargo en algunos casos se utiliza la estimulación por fracturamiento hidráulico. En cambio, como en los yacimientos no convencionales los recursos se encuentran incrustados en una roca madre, con el fin de incrementar el flujo del hidrocarburo, se realiza un procedimiento de estimulación, que en la mayoría de los casos utiliza una combinación de perforación horizontal seguida de un fracturamiento hidráulico intensivo.

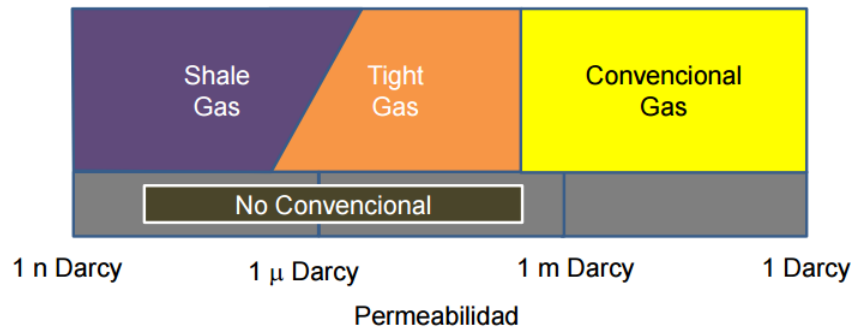
A diferencia de los convencionales que requieren inicialmente una alta inversión y durante el resto de la vida útil del yacimiento una menor, los no convencionales requieren de una inversión constante durante todo su proceso de producción. El hecho de que estos yacimientos tengan baja permeabilidad implica mayor incertidumbre en el recobro, mayor complejidad en el manejo del yacimiento, mayores inversiones de capital y tecnologías de última generación, pozos más costosos (perforación horizontal o direccional y estimulación), con lo cual, este tipo de proyectos presentan menor rentabilidad y mayor periodo de repago de la

³ Asociación Colombiana del Petróleo ACP. Yacimientos no convencionales. www.acp.com.co.

inversión que los proyectos de exploración y producción en yacimientos convencionales¹.

Una de las propiedades más significativas de los shales, es que tienen rangos de permeabilidad muy bajos, como se observa en la figura 2. Los procesos de estimulación que se aplican a estos yacimientos tienen como finalidad, mejorar los canales de flujo de la roca al pozo.

Figura 2. Permeabilidad de un yacimiento no convencional.



Fuente: SCHNEIDER, F. Yacimientos no convencionales, diciembre 2014.

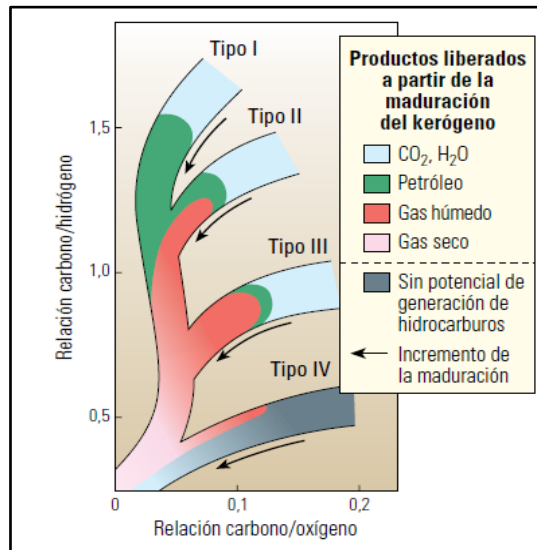
1.3 SHALES PLAYS

1.3.1 Definición. El término shale o lutita hace referencia a la roca sedimentaria detrítica, de granos muy finos, formada por la consolidación de partículas de tamaño de arcilla y limo en capas relativamente impermeables de escaso espesor. Es la roca sedimentaria más abundante. Los shales pueden contener cantidades relativamente grandes de material orgánico inmaduro, en comparación con otros tipos de rocas y este se origina fundamentalmente de ambientes de depositación, incluidos lagos, pantanos de agua dulce y agua salada, cuencas marinas litorales y plataformas submareales.

Los minerales arcillosos al ser tan finos y compactos evitan un flujo adecuado de oxígeno hacia el interior del sistema lo que ha hecho que al shale se le denomine geológicamente como la roca generadora de hidrocarburos por excelencia.⁴

El kerogeno presente inicialmente en la roca, incide en la clase de hidrocarburo que se desarrollará cuando ocurra el proceso de maduración térmica. Los kerogenos característicos de los shales corresponden a la clasificación en el tipo I y tipo II.

Figura 3. Productos liberados a partir de la maduración del kerogeno.



Fuente: ALLIX, P., et al. 2011.

Como se observa en la figura 3 los kerogenos Tipo I y Tipo II, en la mayoría de los shales que adquieren la categoría de rocas generadoras (roca madre), aún no exhiben una maduración suficiente como para generar hidrocarburos. A medida que estos kerogenos maduran, normalmente a través del proceso de

⁴ GIL R., Lina M. Estudio de factibilidad para el desarrollo del gas shale como fuente de hidrocarburos no convencionales en Colombia. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2013.

sepultamiento geológico y del incremento del calor asociado con éste, se transforman en petróleo, y luego con más calor, se convierten en gas, que luego migra y bajo las condiciones adecuadas, se acumulan y quedan atrapados hasta su descubrimiento y explotación. En la naturaleza, la mayoría de las rocas generadoras pueden requerir millones de años para generar petróleo a temperaturas de sobrepresión que oscilan entre 210°F y 300°F.⁵

Puede ocurrir que shales ricos en materia orgánica llegando a la madurez térmica no expulsaran el petróleo generado.

1.3.2. Técnicas de extracción. Dados los avances tecnológicos donde antes se consideraba un shale como una roca generadora de formación de hidrocarburos, hoy en día han cobrado un papel fundamental para la economía mundial y los procesos en la industria de los hidrocarburos.

1.3.2.1 Perforación horizontal. Se llama perforación horizontal al proceso de perforación de un pozo vertical para llegar unos pocos cientos de metros arriba de la altura del yacimiento. Donde este se desvía desde el plano vertical haciendo una curva para introducirse en el yacimiento a través de un punto de entrada con una inclinación casi horizontal para así perforar a través del depósito de shale, permitiendo una mayor extracción de éste. Se necesitaron años de experiencia y avances tecnológicos en distintas ciencias para que fuera una técnica física y económicamente viable.

Es importante recalcar que esta técnica no es efectiva en yacimientos de shale gas sin su debido proceso de fracturamiento hidráulico.

⁵ALLIX, P., BURNHAM, A., FOWLER, T., HERRON, M., KLEINBERG, R., and SYMINGTON, B. Coaxing Oil from Shale. Oilfield Review. Edition 22. 2011. p.4-15.

1.3.2.2 Fracturamiento hidráulico. El fracturamiento hidráulico o fracking es un tratamiento de estimulación diseñado para crear una serie de canales conductivos en la formación, con el fin de obtener un mayor índice de productividad del pozo. La presión ejercida sobre la formación se incrementa hasta que ésta se rompe o se fractura. El bombeo continuo hace que la fractura se propague lejos del pozo, lo cual incrementa la superficie de la formación desde la que los hidrocarburos pueden fluir hacia el interior del pozo. Esto ayuda al pozo a lograr una tasa de producción más alta.

Los tratamientos de fracturamiento consisten en dos etapas principales de fluido. La primera etapa, no contiene propantes. El fluido se bombea a través de los disparos de la tubería de revestimiento con una tasa y una presión suficientes para romper la formación y crear una fractura.

La segunda etapa, fluido con propantes, se transporta a través de los disparos hacia la fractura abierta. La fractura se cierra sobre el propante cuando cesa el bombeo y lo mantiene en su lugar durante el reflujó del fluido de fracturamiento en el pozo y también durante la producción de hidrocarburos.

Los fluidos de fracturamiento deben ser suficientemente viscosos para crear y propagar una fractura y además transportar el propante, por el pozo, hacia el interior de la fractura. Una vez concluido el tratamiento, la viscosidad debe reducirse suficientemente para favorecer la evacuación rápida y eficiente del fluido de fracturamiento del pozo.⁶

⁶ D'HUTEAU, E., GILLARD, M., Johnson, J., MEDVEDEV, O., RHEIN, T., and WILLBERG, D. Open-Channel Fracturing. A fast track to production. Oilfield Review, 23(3), (2011). p. 4-17.

La eficiencia del proceso depende sustancialmente de la correcta integración de análisis geomecánicos del sistema (magnitud y orientación de esfuerzos) y de las características físicas del material a ser empleado como soporte.⁷

1.4 MÓDULOS ELÁSTICOS

Un principio inicial por el cual se estudia las propiedades mecánicas de la roca es la elasticidad, que es la habilidad del material para resistir y recuperar su forma de las deformaciones producidas por fuerzas externas.

En la industria, la roca del yacimiento está sometida a diferentes esfuerzos ya sean naturales o inducidos y es de vital importancia reconocer y controlar los parámetros de trabajo cuando la roca falla. Esto se puede lograr a través de relaciones esfuerzo-deformación, las cuales se estudian por medio de los módulos elásticos, obtenidos en su mayoría por medio de pruebas de laboratorio.

1.4.1 Ley de Hooke. La ley de Hooke es solo aplicable a deformaciones unitarias pequeñas, hasta que se alcanza el límite de proporcionalidad.

Cuando un material elástico o plástico es sometido a una fuerza de tensión y tiempo después se retira está, si este no es capaz de recuperar sus dimensiones originales, se dice que el material ha experimentado una deformación plástica.

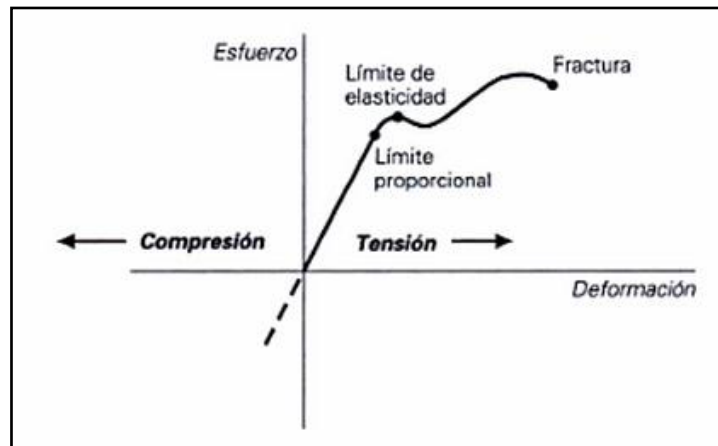
En cambio cuando un material es sometido a una fuerza de tensión y esté se deforma pero regresa a sus dimensiones originales, se dice que ha experimentado una deformación elástica.

⁷GAURAV, A., DAO, E. K., and MOHANTY, K. K. Ultra-Lightweight Proppants for Shale Gas Fracturing. Society of Petroleum Engineers. 2010.

Cuando al mismo material se le aplica una fuerza de tensión y se superan los límites de la deformación plástica, se dice que se ha llegado al punto de fractura, el cual se puede evidenciar en el material.

El esfuerzo aplicado y la deformación presentada están relacionados entre sí, a través de un diagrama de esfuerzos vs deformación, como se observa en la figura 4.

Figura 4. Esfuerzo Vs Deformación.



Fuente: WILSON, J., BUFFA A., Física 5a edición. Pearson Education, México 2003.

Es decir que se presentaran dos tipos de materiales, los frágiles que se rompen al superar el límite elástico y los dúctiles que se siguen deformando al superar el límite elástico, siguiendo un comportamiento plástico. La fatiga elástica será la alteración de las características elásticas tras muchas deformaciones.

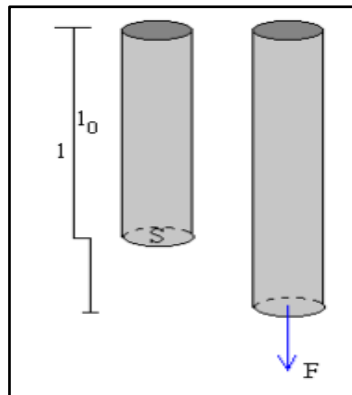
En el estudio de mecánica de las rocas, el módulo de Young y el coeficiente de Poisson son los parámetros más importantes y pueden determinar:

- Geometría de la roca
- Confinamiento de fractura
- Facilidad de fracturamiento

1.4.2. Módulo de Young (E). Es una propiedad que caracteriza el comportamiento de un material elástico (roca), según la dirección en la que se aplica una fuerza. Este es un parámetro extremadamente importante en los procesos de fracturamiento hidráulico, que se obtiene a través de pruebas de laboratorio con núcleos de formación.

Como se observa en la figura 5 si aplicamos una fuerza F a una barra de longitud l_0 el material se deforma longitudinalmente y se alarga $l - l_0$. La razón de proporcionalidad entre el esfuerzo (fuerza por unidad de área) y deformación unitaria (deformación por unidad de longitud) está dada por la constante E , denominada módulo de Young, que es característico de cada material.

Figura 5. Módulo de Young.

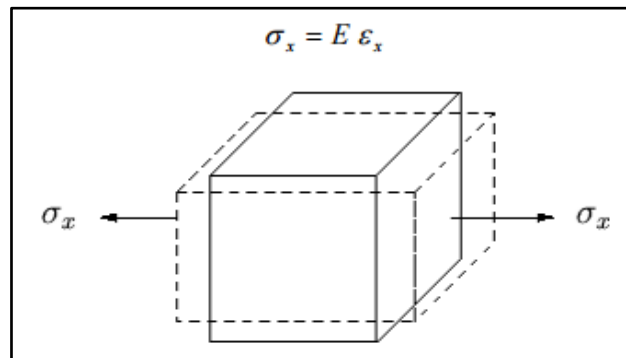


Fuente: www.ual.es/mnavarro. Elasticidad.

$$\frac{F}{S} = E = \frac{L - L_0}{L} \quad \text{Ecuación 1}$$

La Ley de Hooke relaciona la deformación ϵ_x de una barra sometida a esfuerzo axial, con la tensión normal generada por dicho esfuerzo σ_x , mediante la constante E que se denomina módulo de elasticidad lineal o módulo de Young

Figura 6. Módulo de Young en términos de σ_x y ϵ_x .



Fuente: www.ual.es/mnavarro. Elasticidad.

La rigidez de un material queda caracterizada por la relación entre el esfuerzo σ_x y deformación ϵ_x , o sea por el módulo de Young.

$$\mathbf{E} = \frac{\sigma_x}{\epsilon_x} = \frac{F_x/A}{\Delta_x/x} \quad \text{Ecuación 2}$$

Los valores del módulo de Young son muy altos, en el orden los Giga Pascales (10^9 Pascales) y en las rocas puede tomar un valor de entre 0,145 a 14,5038 (10^6 Psi) donde a mayor magnitud de este módulo la roca se comporta de manera más rígida y frágil, y con valores menores la roca será más dúctil y deformable.

1.4.3 Coeficiente de Poisson (ν). El coeficiente de Poisson es un parámetro característico de cada material que indica la relación entre las deformaciones longitudinales que sufre el material en sentido perpendicular a la fuerza aplicada y las deformaciones longitudinales en dirección de la fuerza aplicada sobre el mismo.

Si $\nu = 0$ quiere decir que no hay expansión en el material, mientras un máximo valor de Poisson oscila en 0.5 (expansión completa). Valores típicos de ν para rocas de yacimiento está entre $0.1 \leq \nu \leq 0.3$.⁸

Basados en el módulo de Young y el coeficiente de Poisson, el brittleness de la roca es determinado, y con este valor, la roca (shale) es clasificada ya sea como dúctil o frágil.

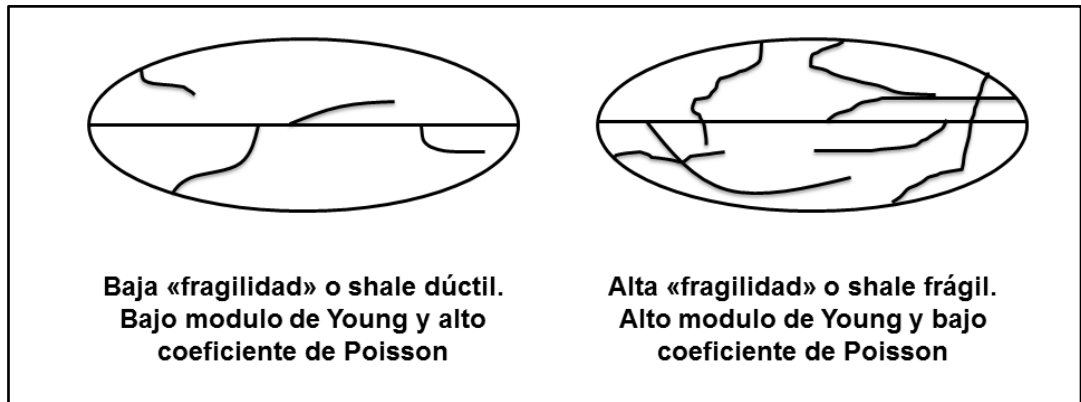
1.5 BRITTLENESS

A menor brittleness se encuentra una mayor plasticidad, puede obtenerse a partir de datos de laboratorio o campo siendo un parámetro clave a la hora de realizarse fracturamiento hidráulico. Existen diversas definiciones de brittleness pero es usado comúnmente para definir como las rocas se fallan.

Los shale presentan hidrocarburos atrapados geológicamente a través del tiempo, conteniendo grandes cantidades de aceite o gas natural. Es necesario reconocer que los conocimientos sobre las propiedades de la roca han aumentado, su explotación se comporta de igual manera, donde a partir de estudios se sobrepone a retos de perforación y completamiento. La meta es encontrar zonas de la roca donde se presenta una alta fragilidad y de esta manera conectar la mayor cantidad de volumen de roca tal como se muestra en la figura 7 aumentándose así la producción inicial del yacimiento.

⁸ POLLARD, D.D., FLETCHER, R: C. (2005) Citado por: CALDERÓN, Z., H. Introducción a la mecánica de rocas y sus aplicaciones en la industria del petróleo, Universidad Industrial de Santander. 2014.

Figura 7. Geometría de la fractura en shales con alta y baja fragilidad.



Fuente: Chong, K. K., et al. 2010.

A lo largo del estudio del brittleness mediante pruebas triaxiales, se han determinado índices prácticos a partir de parámetros consecuentes de una comprensión del mismo como una fractura generada una vez se supera el límite elástico⁹.

Mediante aplicaciones de los índices de brittleness se logra determinar que a pesar de usarse los mismo datos en cada uno de ellos, los resultados son diferentes, esto debido a que no se tiene una concepción universal del brittleness, por lo tanto, la ausencia de un método para calcularlo certeramente. Esta situación genera la necesidad de investigar esta propiedad¹⁰.

Hay una serie de características que se consideran representativas en el comportamiento frágil de la roca incluyéndose el fallo de la fractura, el mayor

⁹ HOLT, R. M., FJAER, E., NES, O. M., and Alassi, H. T. A Shaly Look At Brittleness. American Rock Mechanics Association. 2011, January 1. p. 1.

¹⁰CHONG, K. K., JARIPATKE, O. A., GRIESER, W. V., and PASSMAN, A. A Completions Roadmap to Shale-Play Development A Review of Successful Approaches toward Shale-Play Stimulation in the Last Two Decades. Society of Petroleum Engineers. 2011. p. 3-5.

ángulo de fricción interna o la mayor razón de resistencia a la compresión, etc¹¹, como se observa en la tabla 1

Tabla 1. Índices de brittleness en la literatura¹².

13	$B_1 = \frac{\epsilon_{el}}{\epsilon_{tot}}$	ϵ_{el} = deformación elástica ϵ_{tot} = deformación total	Coates
14	$B_2 = \frac{W_{el}}{W_{tot}}$	W_{el} = energía elástica W_{tot} = energía total	Baron
15	$B_3 = \frac{C_o - T_o}{C_o + T_o}$	C_o = esfuerzo de compresión T_o = esfuerzo de tensión	Hucka y Das
16	$B_4 = \text{Sen}\varphi$	φ = ángulo de fricción	Hucka y Das
17	$B_5 = \frac{T_{max} - T_{res}}{T_{max}}$	T_{max} = esfuerzo máximo T_{res} = esfuerzo residual	Bishop
18	$B_6 = \left \frac{\epsilon_f^p - \epsilon_c^p}{\epsilon_c^p} \right $	ϵ_f^p = deformación elástica en la fractura ϵ_c^p = deformación específica más allá de la fractura	Hajiabdolmajid y Kaiser

¹¹ HUCKA, V., and DAS, B., Brittleness determination of rocks by different methods: International Journal of Rocks Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. 1974. cit., p.389-392.

¹² YANG, Y., SONE, H., HOWS, A., and ZOBACK, M. D., Comparison of Brittleness Indices in Organic-rich Shale Formations. American Rock Mechanics Association. 2013. p.2

¹³ COATES, D., and PARSONS R., Experimental criteria for classification of rock substances: International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. 1996. cit., p. 181-189.

¹⁴ BARON, L., LOGUNSTOV B., and POZIN E. Determination of the Properties of Rocks: Gosgortekkhizdat. Moscow. 1962.

¹⁵ HUCKA, Op. cit, p. 389-392

¹⁶ Ibid., p.389-392

¹⁷ BISHOP, A. Progressive failure with special reference to the mechanism causing it: Proc. Geotech. Conf. Oslo. 1967. cit., p. 142-150.

¹⁸ HAJIABDOLMAJID, V., and P. KAISER. Brittleness of rock and stability assessment in hard rock tunneling: Tunnelling and underground space technology, v, 18.2003. cit., p. 35-48.

19	$B_7 = \left(\frac{\sigma_{v,max}}{\sigma_v} \right)^b$	$\sigma_{v,max}$ = esfuerzo vertical máximo previo σ_v = esfuerzo vertical efectivo actual b = valor empírico ≈ 0.89	Ingram y Urai
20	$B_8 = \frac{1}{2} \left(\frac{E_{dyn} (0.8 - \phi)}{8 - 1} + \frac{\nu_{dyn} - 0.4}{0.15 - 0.4} \right)$	E_{dyn} = Módulo de Young dinámico ν_{dyn} = Coeficiente de Poisson dinámico ϕ = porosidad	Rickman et al.
21	$B_Q = \frac{Q}{Q + C + Cl}$	Q = % peso de cuarzo C = % peso de carbono Cl = % peso de arcilla	Jarvie et al.

Fuente: YANG, Y., et al. Op. cit. 2013

1.5.1 Índice de Rickman.²² Para el desarrollo del actual trabajo se empleará el índice de Rickman que combina el módulo de Young y el coeficiente de Poisson, el cual refleja la capacidad de la roca para fallar bajo un esfuerzo (coeficiente de Poisson) y mantener la fractura (módulo de Young) una vez la roca se ha fracturado.

Un shale dúctil no es un buen yacimiento ya que la formación tenderá a cerrar cualquier fractura ya sea natural o hidráulica, aunque atrapan el hidrocarburo de migraciones al hacer un buen sello. Un shale frágil tiene más probabilidad de ser fracturado naturalmente y de responder bien a tratamientos de fracturamiento hidráulico.

¹⁹ INGRAM, G. M., and J. L. URAI. Top-seal leakage through faults and fractures: the role of mudrock properties: Geological Society. London. Special Publications. v, 158. cit., 1999. p. 125-135.

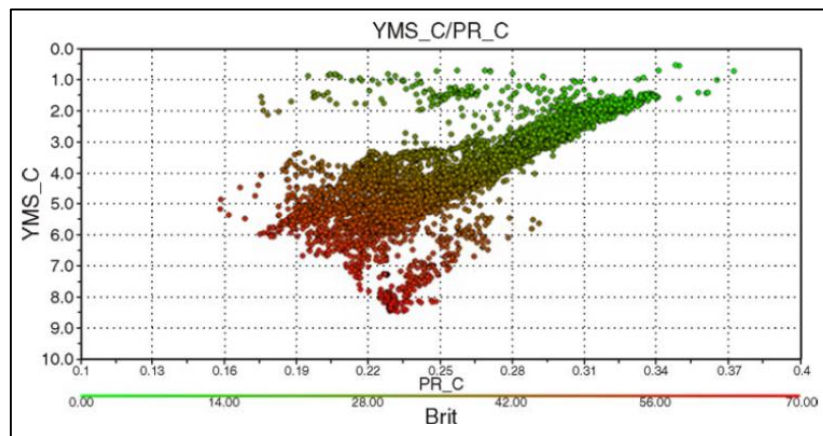
²⁰ RICKMAN, R., M. MULLEN, J. PETRE, W. GRIESER, and D. KUNDERT. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the Barnett shale: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2008.cit., p. 3-5.

²¹ JARVIE, D. M., HILL, R. J., RUBLE, T. E., and POLLASTRO, R. M. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment: AAPG bulletin. v, 91. 2007. cit., p. 475-499.

²² Rickman, R., et al. Opt. 2008.

La figura 8 muestra que a bajos valores del coeficiente de Poisson (PR_C), el valor de fragilidad aumenta y al incrementar el módulo de Young (YMS_C) de igual manera lo hace la fragilidad. Ya que las unidades de coeficiente de Poisson y del módulo de Young son diferentes, el brittleness que se obtiene por cada componente es unificado y dado como porcentaje. El concepto es que los puntos de un shale dúctil se ubicaran en el cuadrante superior derecho y un shale frágil en el inferior izquierdo.

Figura 8. Aumento del porcentaje de fragilidad.



Fuente: RICKMAN, R., et al. (2008).

Para calcular el brittleness se emplea la ecuación de Rickman et al. (2008) a partir del módulo de Young, el coeficiente de Poisson y la porosidad del yacimiento. El término brittleness se da en unidad de porcentaje.

$$\text{Brittleness} = \frac{1}{2} \left(\frac{E_{\text{dyn}} (0.8 - \phi) - 1}{8 - 1} + \frac{v_{\text{dyn}} - 0.4}{0.15 - 0.4} \right) \quad \text{Ecuación 3}$$

Dónde:

E_{dyn} = Módulo de Young

v_{dyn} = Coeficiente de Poisson

ϕ = porosidad

A continuación se muestra una tabla con la información de shale plays importantes que será empleada para los respectivos cálculos de brittleness:

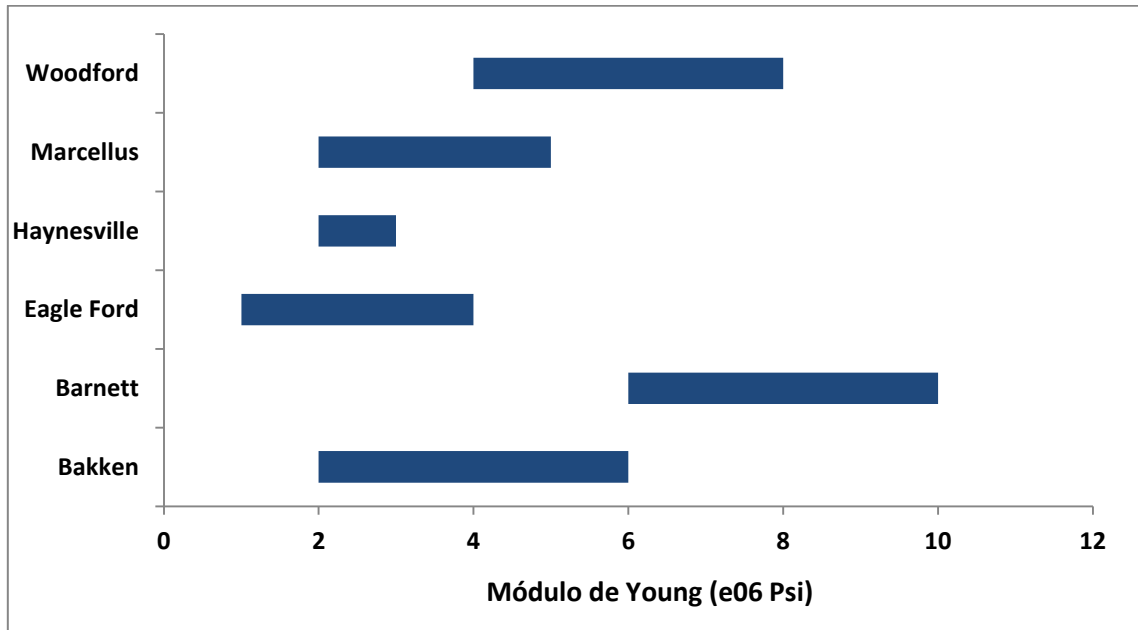
Tabla 2. Shale Plays con sus respectivas propiedades.

Propiedades	Campos					
	Bakken	Barnett	Eagle Ford	Haynesville	Marcellus	Woodford
Cuenca	-	Forth Worth	-	North Louisiana Salt	Appalachian	Arkoma
Profundidad (ft)	8000-11000	6500 - 8500	4000 - 8500	10500-14000	4000 - 8500	6000 - 11000
Espesor (ft)	6-15 & 80-145	200 - 300	40-500	60-350	50 - 200	50 -220
TOC (%)	11-40 & 8-21	-	0.5-9	2-5	0.3 - 11	2.9 - 3.8
Porosidad (%)	2 - 12	3 - 8	3-15	8-15	9 - 13	7.5 - 14
Contenido Cuarzo (%)	15-70	40 - 45	1-30	25-52	18 - 24	55 - 87
Contenido Arcilla (%)	-	20 - 40	0.6	25 - 33	40 - 60	8 - 34
Presión de Yac.(Psi)	-	3000 - 4000	-	8000 - 10000	1600 - 5000	3100 - 5800
Gradiente Presión Yac. (Psi/ft)	0.5-0.6	0.42 - 0.46	0.4-0.85	0.85-0.93	0.4 - 0.7	0.48 - 0.55
Tipo Yacimiento	-	Gas	Aceite - Condensados	-	Gas - Condensados	-
Area (acres)	-	3200000	3000000	5760000	15000000	37065807,2
Sw (%)	25-60	25 - 43	9 - 44	16 - 41	6 - 53	33
Temperatura (F°)	160-240	205	170 - 231	300 - 350	110 - 160	-
Permeabilidad	<0.1	0.05-0.4	-	-	0.0001 - 0.001	36.8e-9 - 118e-9
Módulo de Young (10 ⁶ Psi)	2-4	6-10	1-4	2-3	2-5	4-8
Módulo de Poisson	0.25 - 0.28	0.13-0.25	0.20-0.27	0.23-0.27	0.19-0.23	0.15-0.25

Fuente: HALLIBURTON. National Field Development. Final Report. 2011

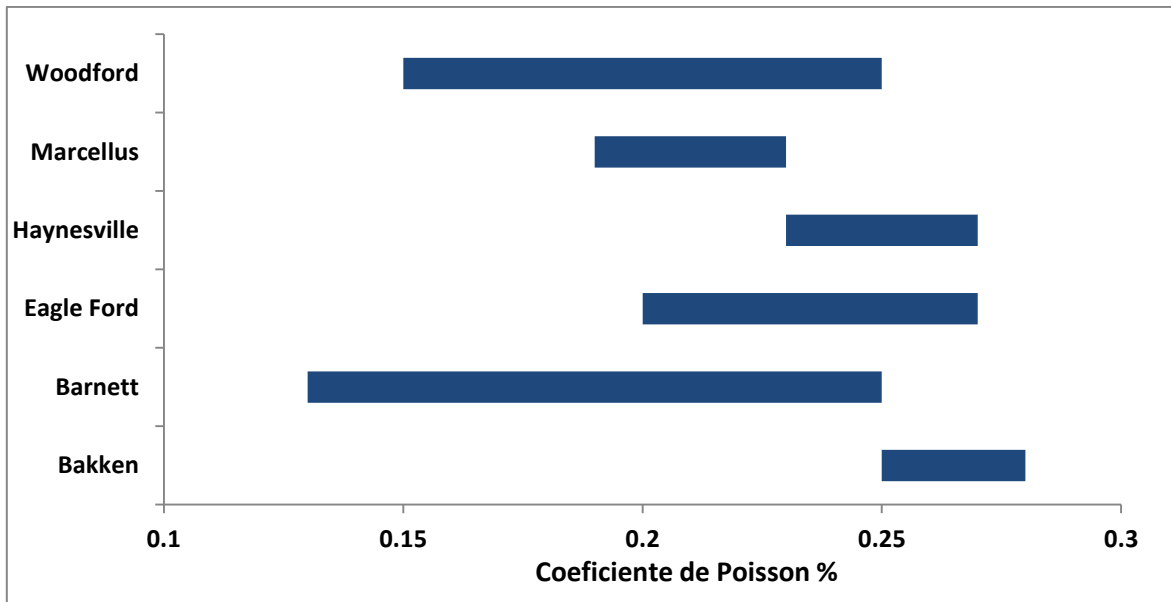
La figura 9 y 10 muestran los intervalos de módulo de Young y coeficiente de Poisson de los campos de shale más importantes de los Estados Unidos, encontrados en la búsqueda bibliográfica.

Figura 9. Módulo de Young en shales de Estados Unidos.



Fuente: ZHANG, R., et al. (2015).

Figura 10. Coeficiente de Poisson en shales de Estados Unidos.



Fuente: ZHANG, R., et al. (2015).

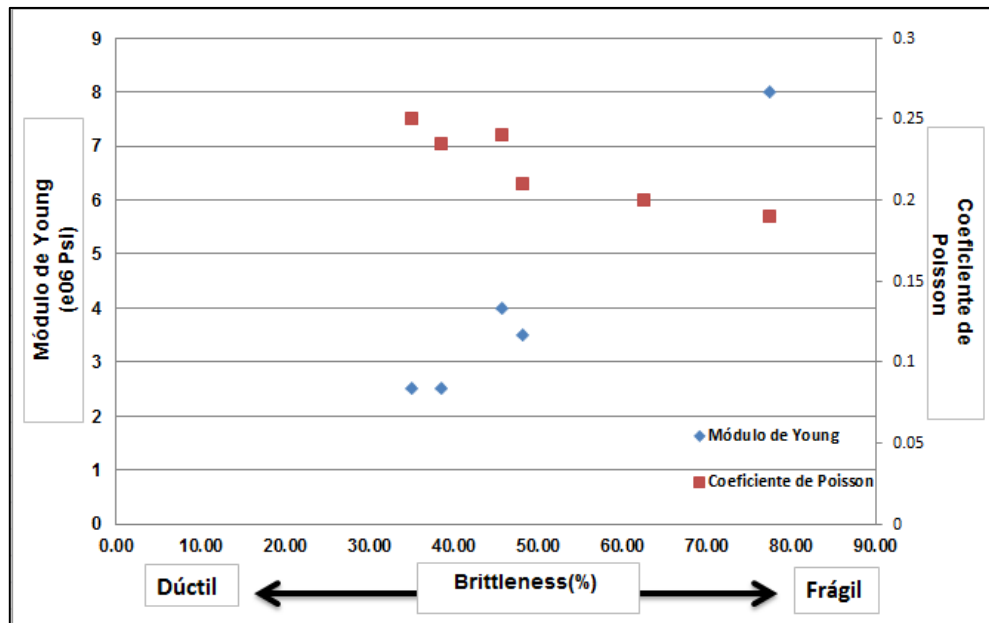
Con base a estos valores se procede a calcular el valor del brittleness de cada campo a partir del modelo de Rickman, y comprobando que la tendencia de éste se mantiene. Los valores se presentan a continuación.

Tabla 3. Cálculo de brittleness.

Campos	Bakken	Barnett	Eagle Ford	Haynesville	Marcellus	Woodford
Módulo de Young (10⁶ Psi)	4	8	2.5	2.5	3.5	6
Coefficiente de Poisson	0.24	0.19	0.235	0.25	0.21	0.2
Porosidad	7.00%	5.50%	9.00%	11.50%	11.00%	10.75%
Brittleness (%)	45.71	77.43	38.54	35.09	48.11	62.54

Los resultados de brittleness obtenidos en la anterior tabla se pueden observar en la figura 11, de la cual se concluye que una roca frágil presentará un valor alto de módulo de Young y un valor bajo de coeficiente de Poisson, por otro parte, una roca dúctil tendrá un valor bajo de módulo de Young y un valor alto de coeficiente de Poisson.

Figura 11. Tendencia del brittleness según módulo de Young y coeficiente de Poisson.



1.6 VOLUMEN ESTIMULADO DE YACIMIENTO (SRV)

Diferentes autores calculan el volumen afectado por el tratamiento hidráulico de forma ligeramente distinta. Por lo tanto, diferentes nombres para esencialmente el mismo parámetro se pueden encontrar en la literatura. Mayerhofer et al. (2010) se refiere al SRV o Área del yacimiento estimulada (SRA). Cipolla et al. (2011) y Maxwell et al. (2011) se refieren al mismo parámetro Volumen Estimado Efectivo (ESV). Jhamandas (2011) también se refiere a esto como SRV. No obstante, los cálculos detallados son lo suficientemente diferentes.²³

²³ ULRICH, ZIMMER. SPE, Pinnacle-A Halliburton Service. Calculating Stimulated Reservoir Volume (SRV) with Consideration of Uncertainties in Microseismic-Event Locations. 2011. cit., p.1.

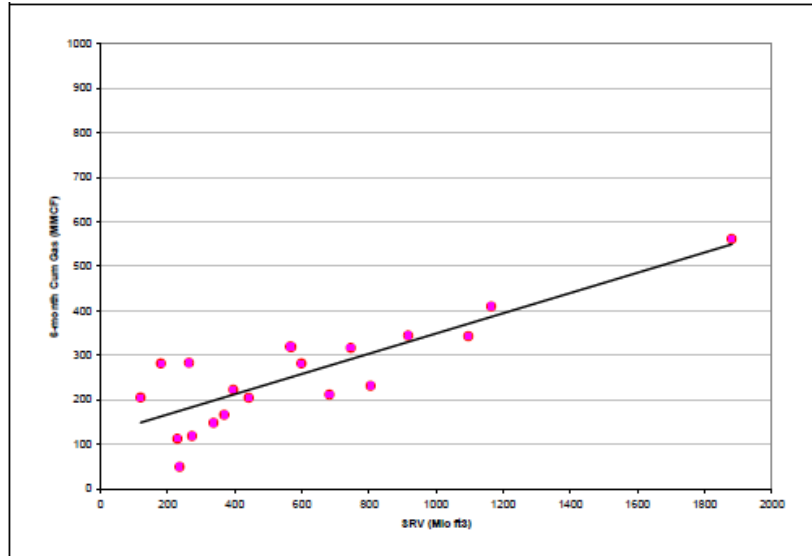
El número de SRV se utiliza a menudo semi-cuantitativamente, cuanto mayor sea el número SRV, mayor es la producción acumulada esperada. Para algunas áreas con gran cantidad de datos microsísmicos, existen relaciones cuantitativas entre el número SRV logrado y la producción, Mayerhofer (2010). Pero Mayerhofer también señala que estas correlaciones pueden cambiar a lo largo de un área pequeña. Además, la producción en formaciones apretadas no sólo dependen del volumen influenciado por el tratamiento hidráulico, sino también por la separación de las fracturas, la conductividad de ambas fracturas hidráulicas y cualquier fractura natural que forme parte de la red.

Tradicionalmente, el SRV, ESV, SRA, y otros derivados del mismo concepto se calculan mediante el uso de microsísmica. En yacimientos de shale, donde se crean red de fracturas complejas en múltiples planos, los conceptos de una sola longitud de fractura y la conductividad son insuficientes para describir el desempeño de la estimulación. Esta es la razón para el concepto de Volumen Estimulado del Yacimiento (SRV). Es importante tener en cuenta que el SRV es sólo el volumen afectado por la estimulación, no proporciona ningún detalle de la estructura de la fractura generada o espaciamiento.²⁴

La Figura 12 muestra un gráfico de SRV frente a la producción acumulada de gas de 6 meses a partir de un grupo de pozos horizontales en Barnett shale, donde se observa que a mayor SRV la producción acumulada de gas incrementa.

²⁴MAYERHOFER, M, j., LOLON, E, P., WARPINSKI, N, R., CIPOLLA, C, L., WALSER, D., RIGHTMIRE, C, M., Forrest, A, G, and Associates. What Is Stimulated Reservoir Volume?. 2010. cit., p.1-5.

Figura 12. Tendencia del SRV contra la producción acumulativa de un pozo horizontal de Barnett Shale.



Fuente: MAYERHOFER, M, J., et al. 2010.

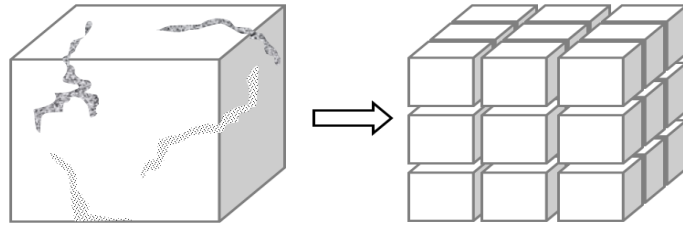
2. MÓDELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN

Teniendo en cuenta la complejidad de un shale play, el proceso para realizar una simulación consiste en aplicar un sistema de doble porosidad (matriz-red de fracturas). Factores como la propagación de la fractura, una mala comprensión del proceso del tratamiento y falta de información de la calidad del yacimiento dificultan modelar con precisión un sistema de fracturamiento hidráulico en yacimientos de shale. Es por esto, que en este trabajo se utiliza el simulador comercial CMG IMEX (Computer Modelling Group LTD) para crear un modelo que permitiera incluir las fracturas y su comportamiento en la producción.

Al aplicar un sistema de doble porosidad generalmente se idealiza como se observa en la figura 13. Aquí el medio poroso es representado por los bloques aislados de la matriz de porosidad primaria conectados por un sistema regular de fracturas. Los bloques de la matriz tienen mayor porosidad y la permeabilidad es relativamente pequeña, porque la caída de presión a través del sistema es dictada por la permeabilidad de las fracturas, el mecanismo principal de producción de los bloques de la matriz es la imbibición capilar o drenaje gravitacional y expansión del volumen con la declinación de la presión. Por otro lado, aunque la capacidad del poro de las fracturas es pequeña, su conductividad al flujo es alta, por lo tanto la mayor parte del flujo ocurre en los fracturas.²⁵

²⁵AZIZ Khalid. SETTARI, Antonin. Simulación de yacimientos naturalmente fracturados. Simulación de yacimientos de petróleo. Calgary. Alberta, Canadá. 1979. p.329-330.

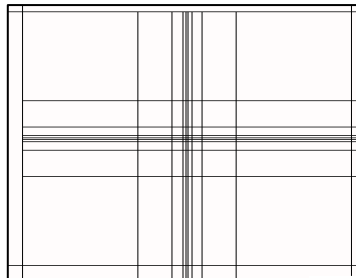
Figura 13. Idealización del yacimiento fracturado.



Fuente: AZIZ Khalid., et al. 1979.

Se emplea un modelo de doble permeabilidad (DK) con un refinamiento en forma logarítmica como se observa en la figura 14 y localizado en la zona estimulada LS-LR, para representar el sistema dual de los shale plays que permite observar los cambios de presión y representar la zona estimulada que posibilita el flujo simultaneo matriz-matriz, fractura-fractura y el intercambio matriz-fractura, obteniéndose de esta forma un modelo que hace posible modelar la fractura hidráulica y la producción LS-LR-DK (Local Space, Local Refinement, Dual Permeability).

Figura 14. Refinación de celda en forma logarítmica.



Fuente: Computer Modelling Group LTD. CMG IMEX.

Debido a que es sumamente complejo el modelado de la aplicación de un fracturamiento hidráulico de shale, el uso de la simulación de yacimientos es el método más adecuado para predecir y evaluar así el rendimiento de los yacimientos de shale. Por esta razón se ha decidido guiarse del artículo de Wei Yu y Kamy Sepehrnoori: Simulation of gas desorption and geomechanics effects for

unconventional gas reservoirs²⁶, los cuales en su trabajo realizaron un ajuste histórico con los datos de producción de gas de dos campos de shale de Estados Unidos, Barnett y Marcellus. Primero analizaron la contribución de la desorción del gas y los efectos de la geomecánica en la producción de los shale plays y consecutivamente compararon los dos efectos sobre la producción de gas, con el fin de identificar qué efecto es dominante en todo el proceso de producción de gas.

De esta forma se trabaja con algunos datos del artículo, aplicados en el simulador CMG IMEX para basarse en el modelo base de la simulación, el cual se presenta a continuación.

2.1 DIMENSIONES Y CONDICIONES DEL GRID

Las dimensiones del modelo base usado como yacimiento son: 3000 x 1500 x 300 (ft). Se ubicaron un total de 28 etapas, asumiendo que todas se encuentran igualmente espaciadas (100 ft).

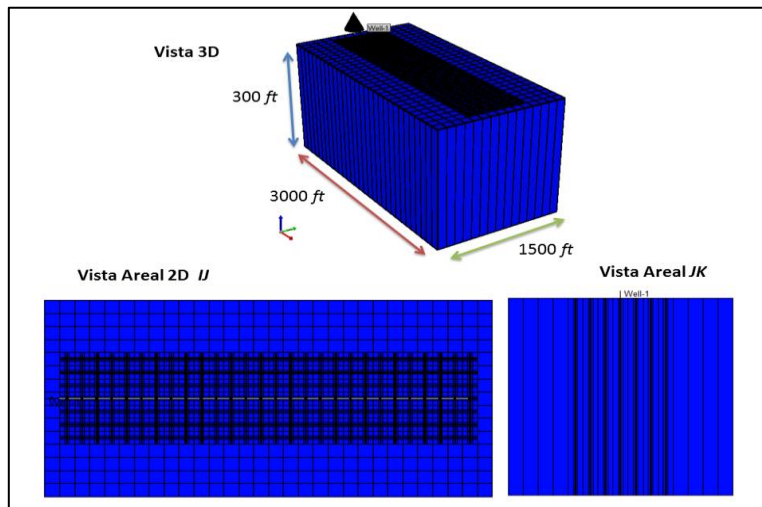
²⁶ YU, W., & SEPEHRNOORI, K.. Simulation of Gas Desorption and Geomechanics Effects for Unconventional Gas Reservoirs. University of Texas at Austin. Society of Petroleum Engineers. SPE. 2013.

Tabla 4. Dimensiones del yacimiento.

Parámetro	Descripción
Dimensiones del yacimiento (ft)	3000 x 1500 x 30
Número de celdas del yacimiento	30 x 15 x 1
Dimensiones de la celda (ft)	100 x 100 x 300
Dimensiones del SRV (ft)	2800 x 700 x 300
Red de fracturas	28 x 7 x 1

En la dirección j se encuentra ubicado el pozo horizontal (en el centro de la malla). Posee 28 etapas de fracturamiento con 100 (ft) de distancia entre sí, para una longitud total de pozo de 2900 (ft). Estas son las condiciones bases del volumen estimulado del yacimiento (SRV). La figura 15 muestra la localización del pozo en un plano IJ – JK y las fracturas hidráulicas desarrolladas.

Figura 15. Dimensiones del yacimiento.



Fuente: Computer Modelling Group LTD. CMG IMEX.

Algunas propiedades y características del yacimiento usadas para la construcción del modelo se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5. Descripción y características del yacimiento.

Parámetro	Descripción
Profundidad (ft)	5493
Presión inicial del yacimiento (psi)	2950
Presión de fondo, BHP (psi)	1000
Temperatura de yacimiento (°F)	150

2.2 PROPIEDADES DE LA ROCA Y DEL FLUIDO

Las propiedades petrofísicas de la roca, información del PVT y datos relacionados con el comportamiento de flujo de fluidos (tablas de permeabilidad relativa) asociados al planteamiento del modelo se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 6. Propiedades de la roca.

Parámetro	Descripción
Porosidad matriz	0.06
Permeabilidad de la matriz (md)	0.00015
Porosidad efectiva de fractura	8.30×10^{-5}
Permeabilidad efectiva fractura (md)	1.04×10^{-6}
Conductividad de fractura (md*ft)	1.25
Ancho de fractura (ft)	0.80

Tabla 7. Propiedades PVT y datos permeabilidad relativa.

Presión (psi)	Eg (ft ³ /bbl)	Viscosidad del gas (cp)
14.696	4.80875	0.0126081
347.05	117.299	0.012918
679.403	236.808	0.0133923
1011.76	362.621	0.0139964
1344.11	493.208	0.0147238
1676.46	626.172	0.0155663
2008.82	758.528	0.0165094
2341.17	887.263	0.0175313
2673.52	1009.92	0.0186073
3005.88	1124.91	0.0197131
3338.23	1231.49	0.0208282
3670.59	1329.6	0.0219365
4002.94	1419.57	0.0230268
4335.29	1501.98	0.0240913
4667.65	1577.49	0.0251254
5000	1646.79	0.0261266

Sg	Sw	Krw
0.3	0.3	0
0.305	0.55	0
0.31	0.8	0
0.334375	0.8125	0.00390625
0.35875	0.825	0.015625
0.383125	0.8375	0.0351562
0.4075	0.85	0.0625
0.431875	0.8625	0.0976563
0.45625	0.875	0.140625
0.480625	0.8875	0.191406
0.505	0.9	0.25
0.529375	0.9125	0.316406
0.55375	0.925	0.390625
0.578125	0.9375	0.472656
0.6025	0.95	0.5625
0.626875	0.9625	0.660156
0.65125	0.975	0.765625
0.675625	0.9875	0.878906
0.7	1	1

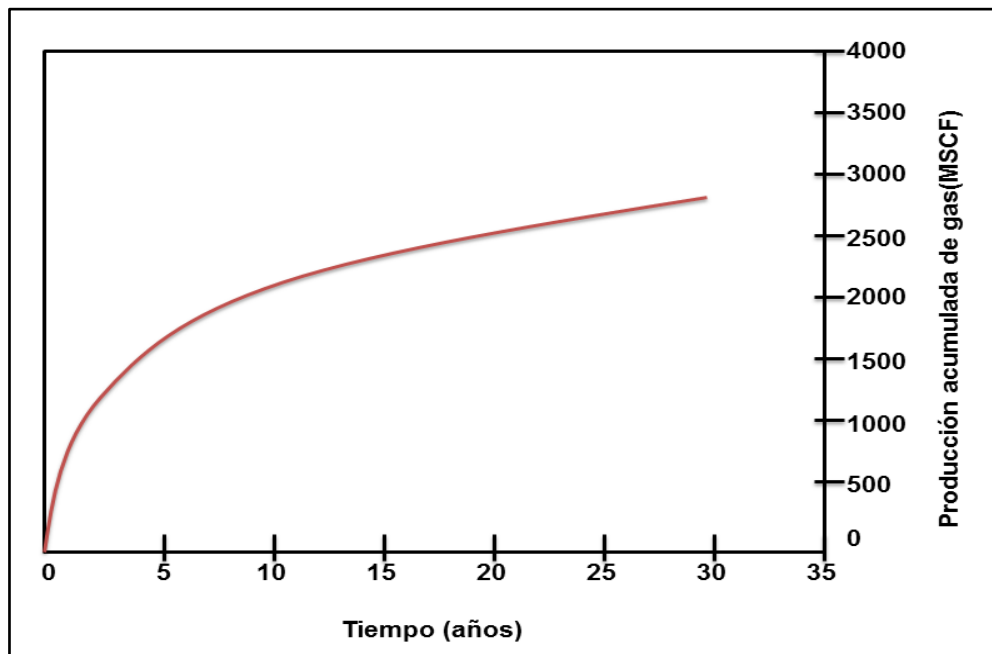
Se considera un valor de compresibilidad de la roca en matriz y fractura de 3×10^{-5} psi⁻¹, compresibilidad del agua de 3.1589×10^{-6} psi⁻¹, gravedad específica del gas de 0.6, densidad de la fase agua de 61.6381 lb/ft³, factor volumétrico de formación de 1.01944 Bbl/STB y viscosidad del agua de 0.47184 cp

Las condiciones iniciales usadas en la simulación fueron: Presión de referencia de 2950 psi, profundidad de referencia de 5493 ft y el contacto agua-gas a 10000 ft.

2.3 INICIALIZACIÓN DEL MODELO

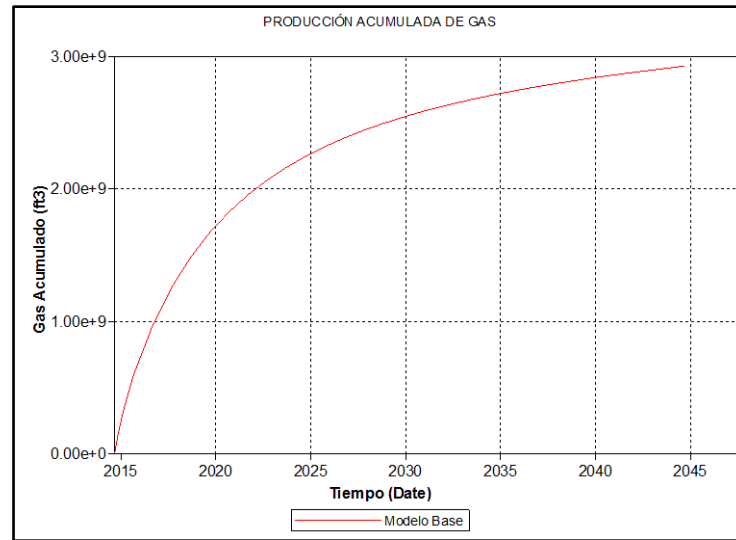
2.3.1 Inicialización del modelo IMEX. Con los datos que fueron presentados con anterioridad, se obtiene la simulación base, la cual es comparada con los resultados en el artículo de Wei Yu y Kamy Sepehrnoori (2013) y se valida la tendencia de la curva, como se observa en las figuras 16 y 17.

Figura 16. Comportamiento de producción Barnett Shale.



Fuente: Modificado YU, W., et al.2013.

Figura 17. Comportamiento de producción modelo simulación base IMEX.



Fuente: Computer Modelling Group LTD. CMG IMEX.

En este tipo de yacimientos, las características más importantes de la fractura hidráulica son el valor de la longitud de éstas y su conductividad, expresada como:

$$C_f = W_f * K_f \quad \text{Ecuación 4}$$

Dónde:

C_f : Conductividad de la fractura (md*ft)

W_f : Ancho de la fractura (ft)

K_f : Permeabilidad de la fractura (md)

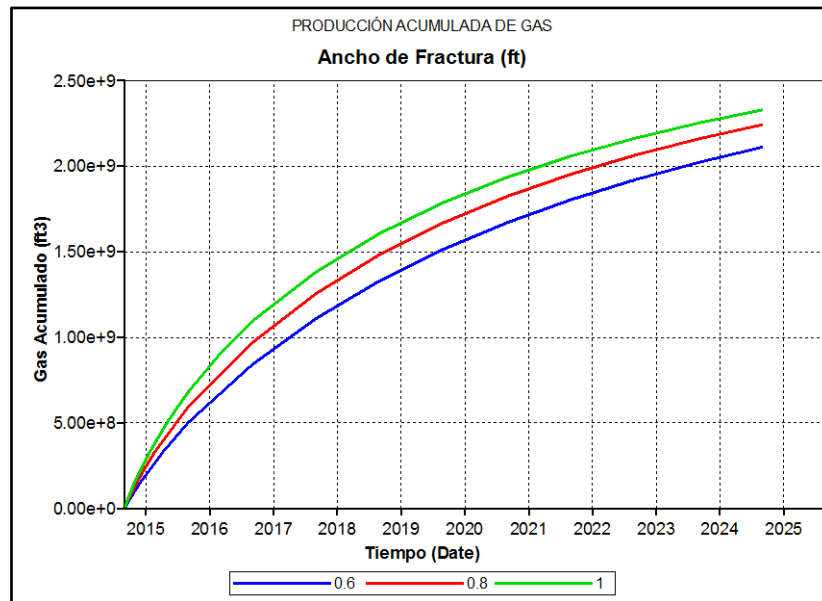
Además se debe tener en cuenta que el éxito de tener un volumen estimulado adecuado también está en función de la interacción entre las fracturas hidráulicas y la conexión y extensión de la red de fracturas naturales presentes en el medio. En la tabla 8 se muestran los parámetros empleados en el análisis de sensibilidad

del modelo base, con el objetivo de determinar cuáles de ellos tienen mayor incidencia sobre la producción de gas.

Tabla 8. Análisis de sensibilidad de las características de la fractura.

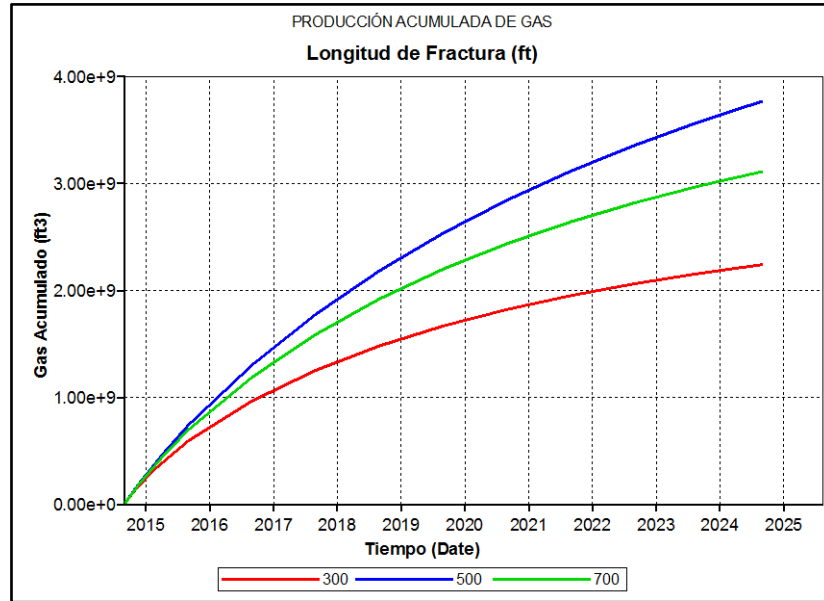
Modelo base			
Longitud fractura (ft)	Conductividad fractura (md*ft)	Ancho fractura (ft)	Conductividad fracturas naturales (md*ft)
300	1.25	0.8	0.0025
Parámetro	Valor bajo	Valor base	Valor alto
Longitud fractura (ft)	-	300	500 - 700
Conductividad fractura	0.75	1.25	1.75
Ancho fractura (ft)	0.6	0.8	1
Conductividad fracturas naturales	0.0004	0.0025	1

Figura 18. Gas acumulado Vs. Días con sensibilidad de ancho de fractura.



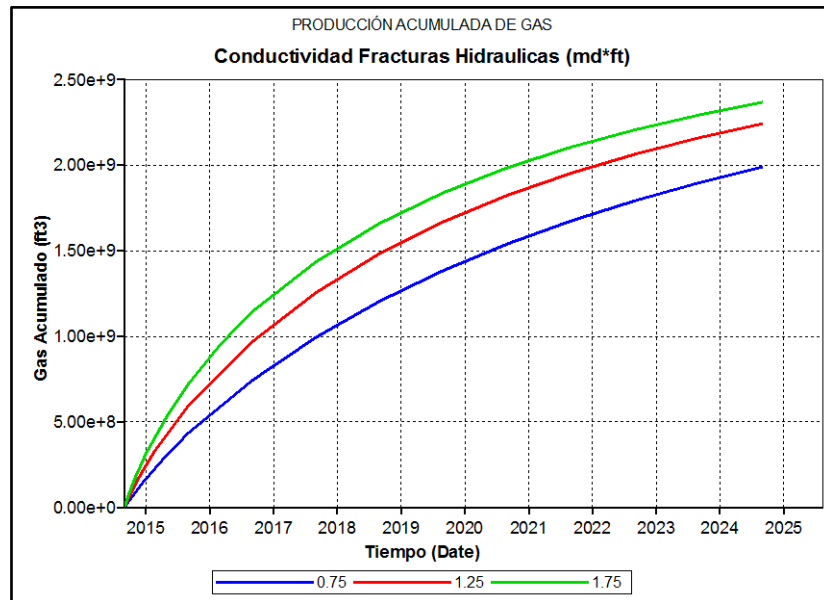
Fuente: Computer Modelling Group LTD. CMG IMEX.

Figura 19. Gas acumulado Vs. Días con sensibilidad de longitud de fractura



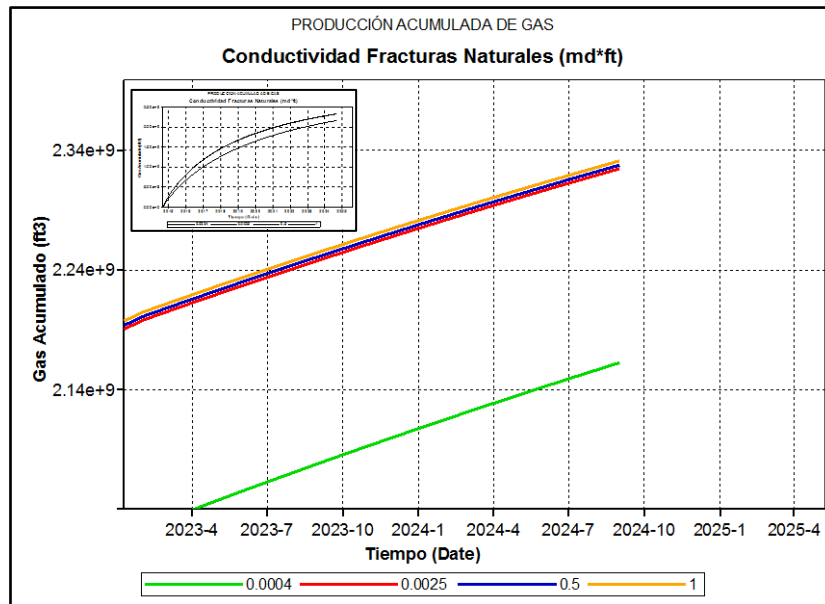
Fuente: Computer Modelling Group LTD. CMG IMEX.

Figura 20. Gas acumulado Vs. Días con sensibilidad de conductividad de fractura hidráulica.



Fuente: Computer Modelling Group LTD. CMG IMEX.

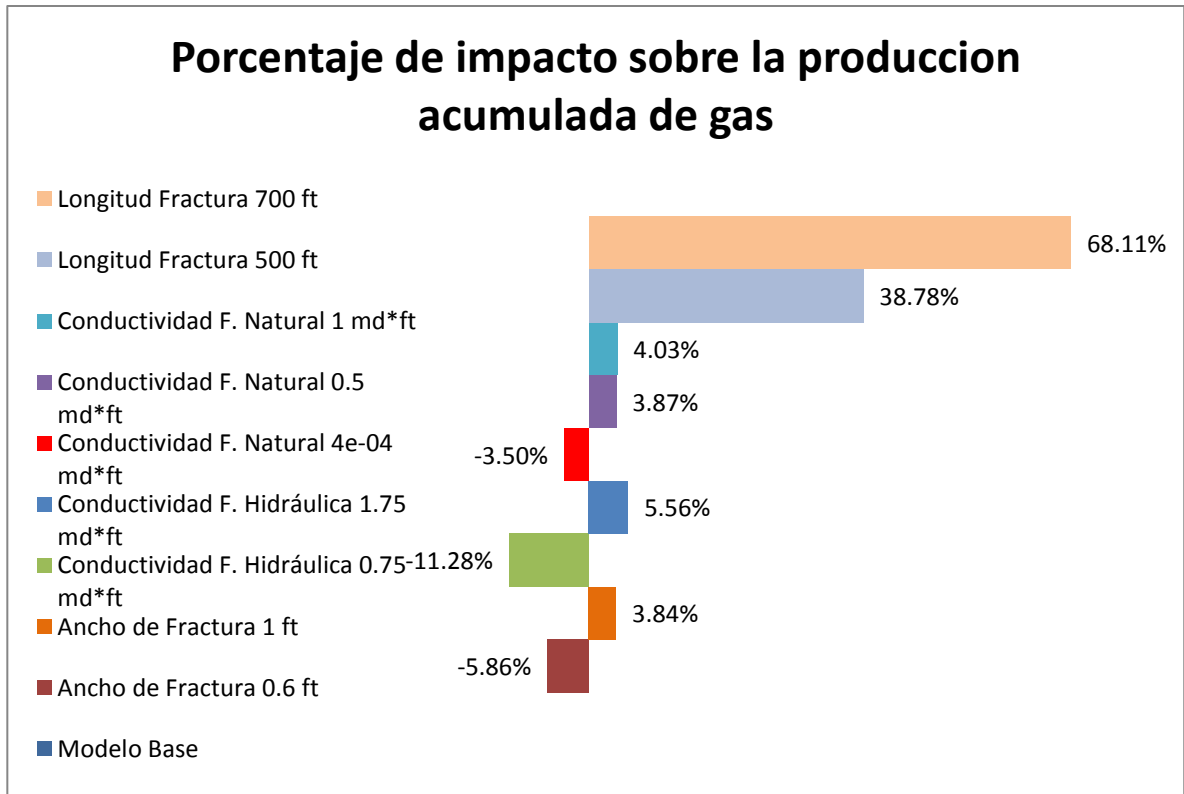
Figura 21. Gas acumulado Vs. Días con sensibilidad de conductividad de fractura naturales



Fuente: Computer Modelling Group LTD. CMG IMEX.

De acuerdo a los resultados que se obtuvieron, el parámetro que afecta significativamente la producción de gas es la longitud de fractura, éste parámetro será el que primará en el alcance de la fractura en toda la región a estimular, de igual forma los otros parámetros también generan un impacto en la producción pero en un menor grado, tal como se muestra en la figura 22.

Figura 22. Análisis de sensibilidad de los parámetros del modelo IMEX.



2.3.2 Inicialización del modelo GEM. La siguiente etapa en el desarrollo del modelo es la inclusión del aspecto geomecánico del yacimiento para su respectiva evaluación, en este caso, los efectos del módulo de Young y el coeficiente de Poisson, usando el módulo CMG GEM.

GEM²⁷, constituye un simulador composicional de ecuación de estado general avanzado de CMG, el cual incluye opciones de ecuación de estado, modelos de doble porosidad, CO₂, gases miscibles, aceite volátil, gas condensado, pozos horizontales entre otras. GEM fue desarrollado con el fin de simular los efectos de la composición de fluidos del yacimiento durante los procesos de recuperación primaria y mejorada de petróleo.

²⁷ GEM. Simulador avanzado de composición de yacimientos. Guía para el usuario GEM 2012 – versión 2012

De igual forma GEM se encarga de simular estructuras complejas y diversas combinaciones de fluidos, teniendo en cuenta los procesos en que la transferencia de masa entre fases es importante.

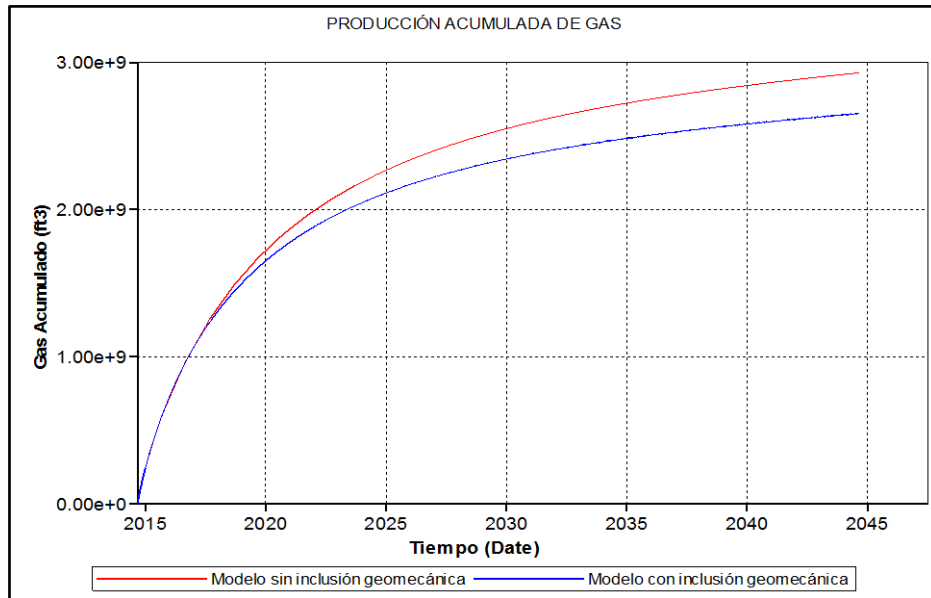
Entre las aplicaciones principales que presenta el módulo CMG GEM se encuentran:

- Yacimientos no convencionales de aceite y gas
- Yacimientos natural o hidráulicamente fracturados
- Procesos de recobro mejorado
- Inyección miscible e inmisible

Igualmente en el aspecto del modelo geomecánico, tiene en cuenta la deformación plástica, cizallamiento y accionamiento por compactación en las estrategias de inyección/producción cíclicas, fracturación inducida por la inyección, al igual que falla de la formación cerca del pozo.

En la figura 23 se muestra la producción acumulada de gas a un tiempo de simulación de 30 años donde se acopla el modelo geomecánico, los resultados muestran una declinación de la producción una vez incluido este, debido a se están teniendo en cuenta ahora los módulos elásticos que caracterizan al yacimiento.

Figura 23. Producción acumulada de gas con y sin acople geomecánico



Fuente: Computer Modelling Group LTD. CMG GEM.

3. IMPACTO DEL BRITTLENESS Y CONDUCTIVIDAD NATURAL EN LA PRODUCCIÓN

3.1 EFECTO DEL BRITTLENESS

El brittleness es usado ahora como un parámetro clave para evaluar el potencial de iniciación y propagación del fracturamiento hidráulico en formaciones de shale de baja permeabilidad, la efectividad y propagación de este proceso no puede ser solo descrita por un único parámetro como es el brittleness, más bien, es controlado por la combinación de factores como:

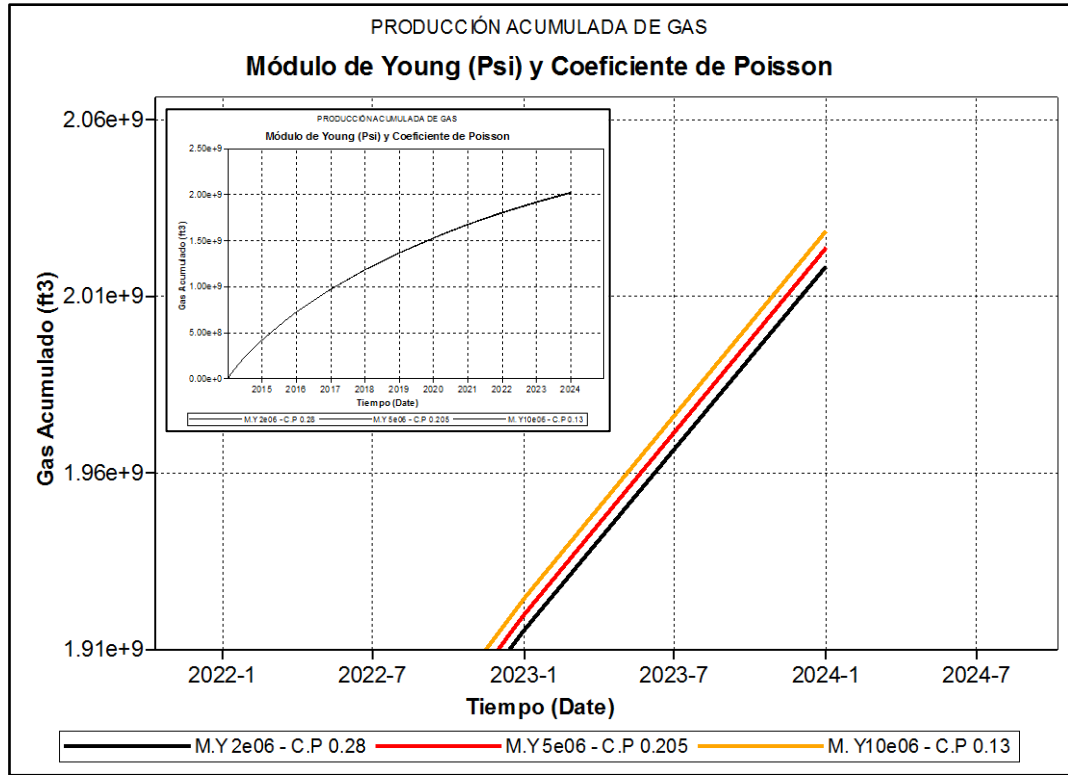
- Condiciones de esfuerzo in-situ
- Existencia de fracturas naturales
- Completamiento del pozo
- Propiedades de la roca

Los índices de brittleness usados normalmente en la industria están basados en módulos elásticos o mineralogía, que pueden ser calculados de registros de pozos. Rickman²⁸ propone que el brittleness debe reflejar el módulo de Young y el coeficiente de Poisson, los cuales afirman la habilidad de la roca de fallar y de mantener la fractura, es una combinación matemática de Young y Poisson en lugar de una propiedad intrínseca de la roca.

En esta sección se evalúa el impacto que puede llegar a presentar la variación del módulo de Young y coeficiente de Poisson en la producción del shale, como se observa en la figura 24.

²⁸ YANG, Y., Op. cit. p.2

Figura 24. Sensibilidad del módulo de Young y coeficiente de Poisson.



Fuente: *Computer Modelling Group LTD. CMG GEM.*

Como se ha mencionado con antelación, la variación de Young y Poisson van a ser puntos clave para clasificar el rango de dureza presente en la roca, un comportamiento dúctil, determinado por un bajo valor de Young y un alto valor de Poisson reflejaran un comportamiento más elástico en la roca y se exhibirá una mayor deformación tanto en las fracturas como en las zonas aledañas a estas, sin embargo debido a que el flujo de gas está presente tanto en matriz-matriz como desde ésta misma hacia las fracturas naturales y hacia el pozo, se presentará una reducción de flujo como consecuencia del efecto de los módulos y cierta variación en la permeabilidad; en comparación con una roca frágil, expresado por un alto valor de Young y un bajo valor de Poisson, el alcance del fracturamiento será aún

mejor y la formación de la red de fracturas hidráulicas y naturales será aún más compleja dando como resultado una producción de gas más alta.

En el diseño del programa de fracturamiento, la inyección de un volumen de líquido y la presión de inyección para crear una adecuada fractura son mayores en un comportamiento dúctil, esto se debe al comportamiento elástico de la roca, que protege las tensiones necesarias en la punta de la fractura para facilitar su propagación²⁹. He ahí la importancia de la fragilidad en la roca, además de tener en cuenta que la permeabilidad de la fractura es más alta en comparación con la permeabilidad de la matriz del shale, de modo que el flujo de fluidos es dominante dentro de las fracturas y se presenta un mayor incremento de presión en la roca dúctil antes de la iniciación de la fractura que en el caso de una roca frágil, asimismo la caída de presión después del proceso en el medio dúctil es más suave que en el medio frágil.

3.2 EFECTO DE LA CONDUCTIVIDAD NATURAL

Para determinar la viabilidad económica de un yacimiento no convencional se hace necesario concentrarse a escala de pozo en lugar de la escala de campo, además del éxito de la estimulación de pozos mediante fracturamiento hidráulico, un sin número de variables a considerar afectan la producción. Sin embargo, variaciones en la conductividad de fractura natural (propiedad de la roca) genera un incremento en la productividad del yacimiento, esto demuestra que el SRV no se encuentra dominado sólo por la conductividad de la fractura hidráulica sino también por la preexistente.

²⁹ HOLT, R. M., Op. cit. p. 1.

El éxito de los yacimientos no convencionales radica en la localización de zonas donde abundan las fracturas naturales, la distribución, orientación y densidad de las mismas es clave para el diseño y construcción de pozos. Las fracturas naturales pueden ayudar en yacimientos con baja permeabilidad de matriz, ya que la aumentan y permiten un mejor drenaje, convirtiéndolos así en yacimientos productivos. A pesar de esto, el efecto que tienen sobre otras características petrofísicas como la porosidad y la saturación es poco.

Las fracturas naturales en yacimientos no convencionales al no tener ningún propante que mantenga su permeabilidad constante ante el estrés aplicado, con la producción constante se genera un decrecimiento en la presión de la fractura, generándose así los cambios en propiedades como la permeabilidad.

Para evaluar el efecto de las fracturas naturales en la producción en shale plays, se realizaron variaciones en la conductividad de fractura natural la cual el simulador reconoce como los cambios de permeabilidad de fractura, además de variaciones en el brittleness de la roca (dúctil y frágil).

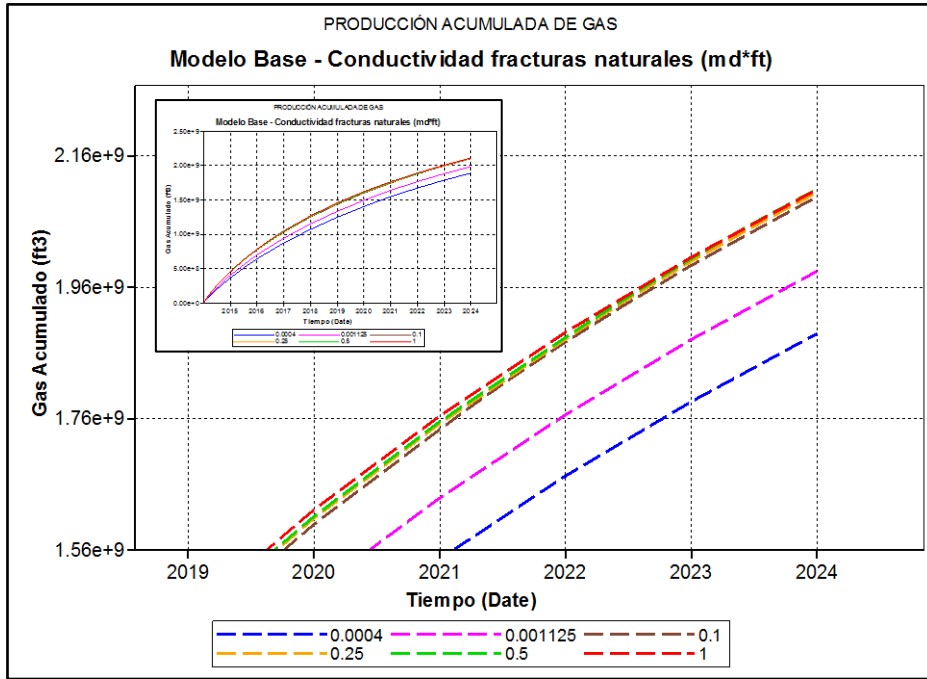
Los valores con los cuales se lleva a cabo el análisis de sensibilidad se basan en pruebas de campo desarrolladas en el campo Barnett, presentados en la siguiente tabla³⁰.

Tabla 9. Valores de conductividad de fracturas naturales en campo Barnett.

Conductividad de fracturas naturales en campo Barnett (md*ft)	
Valor bajo	Valor Alto
0.0004	1

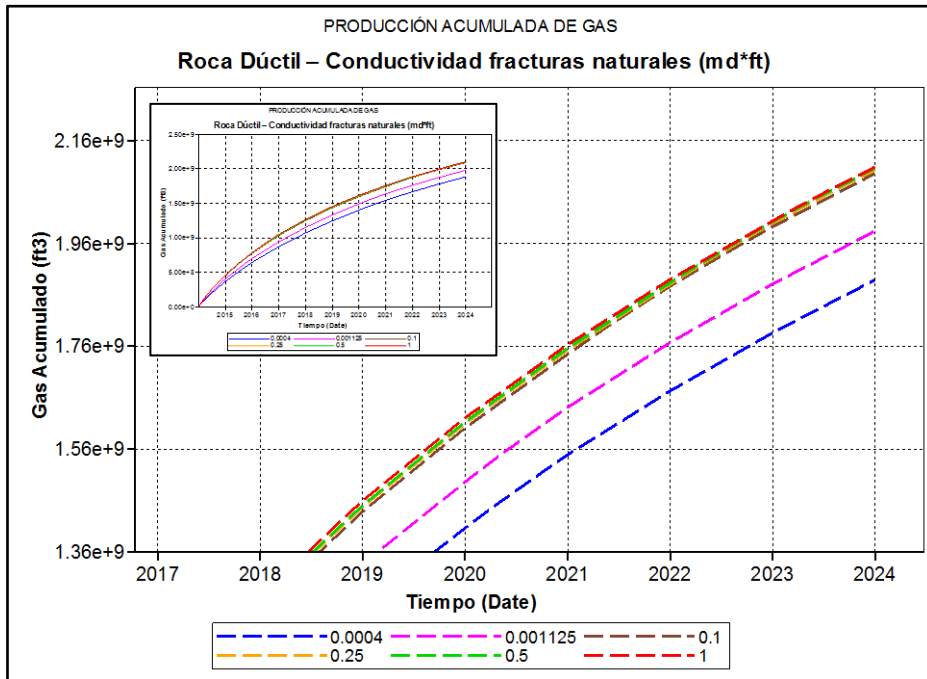
³⁰ MIRZAEI, M., and CIPOLLA, C. L.. A Workflow for Modeling and Simulation of Hydraulic Fractures in Unconventional Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. 2012.

Figura 25. Variación del SRV en modelo base.



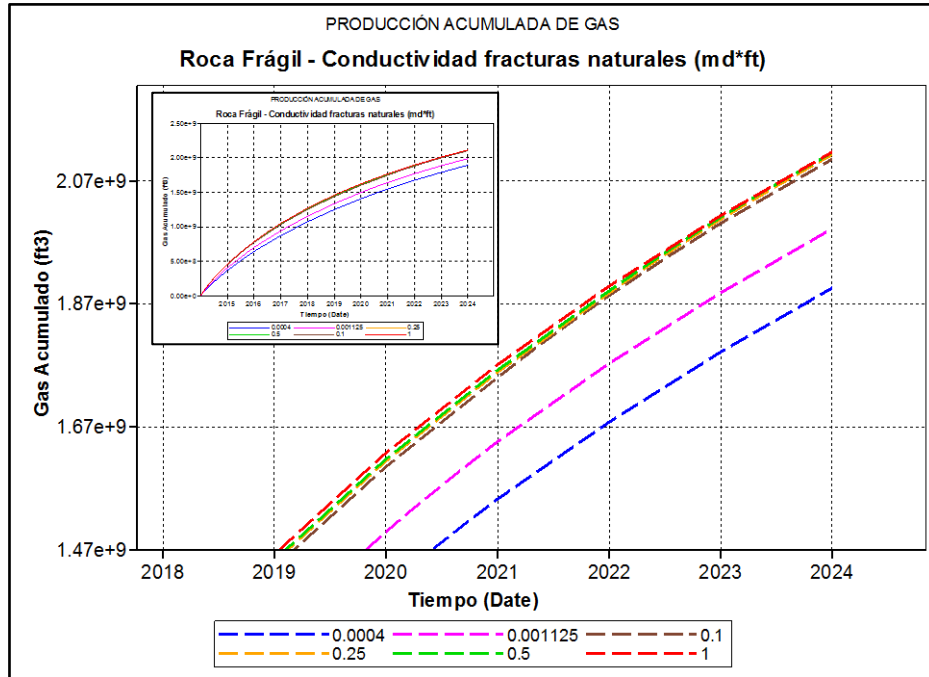
Fuente: Computer Modelling Group LTD. CMG GEM.

Figura 26. Variación del SRV en roca dúctil.



Fuente: Computer Modelling Group LTD. CMG GEM.

Figura 27. Variación del SRV en roca frágil.



Fuente: Computer Modelling Group LTD. CMG GEM.

Como se puede observar en las anteriores tres gráficas, el análisis de sensibilidad que fue llevado a cabo entre el valor bajo y alto de conductividad de fractura presenta una tendencia similar entre la roca dúctil, la roca frágil y el modelo base (valores medios de M. de Young y C. de Poisson)

El incremento de la conductividad de fractura (permeabilidad) da como resultado que la cantidad de gas potencialmente recuperable o EUR (*Estimated Ultimate Recovery*) sea mayor. Sin embargo cabe resaltar que de la sensibilidad se obtiene información acerca de un límite efectivo de fractura, es decir, una vez se alcanza un valor de permeabilidad los valores por encima de este no generan grandes aportes en la producción, esto se puede observar con los valores entre 0.1 y 1 (md*ft) presente en las 3 sensibilizaciones como se observa en la figura 28 y 29.

Figura 28. Comportamiento del EUR por conductividad de fracturas naturales.
(Rango 0-0.004)

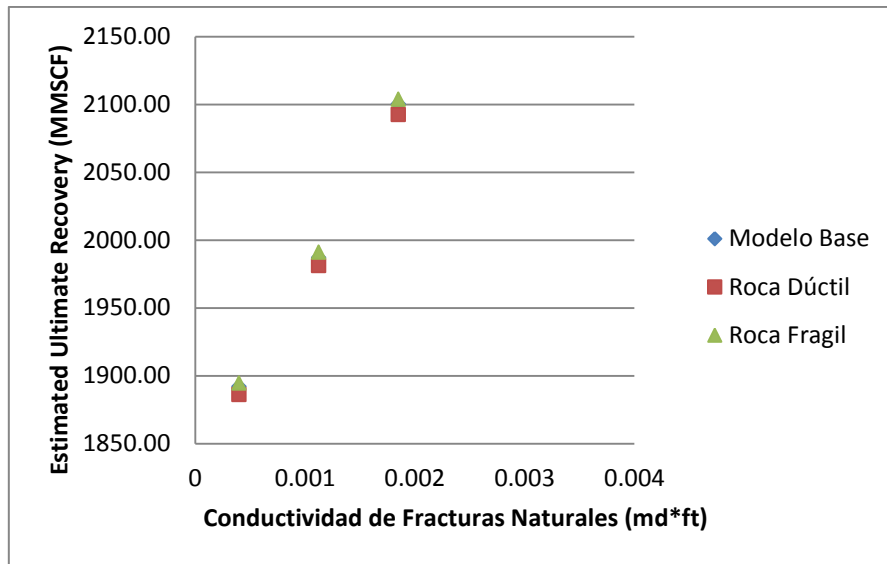
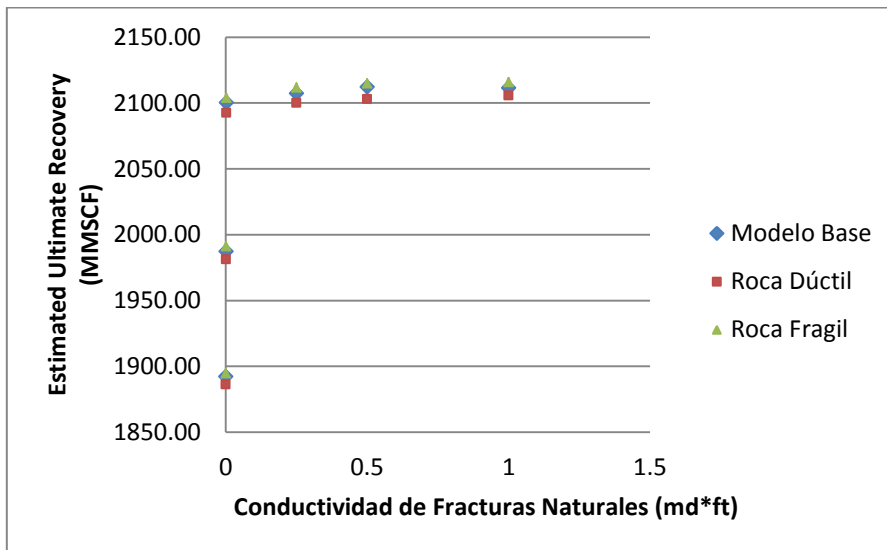


Figura 29. Comportamiento del EUR por conductividad de fracturas naturales.
(Rango 0-1.2)

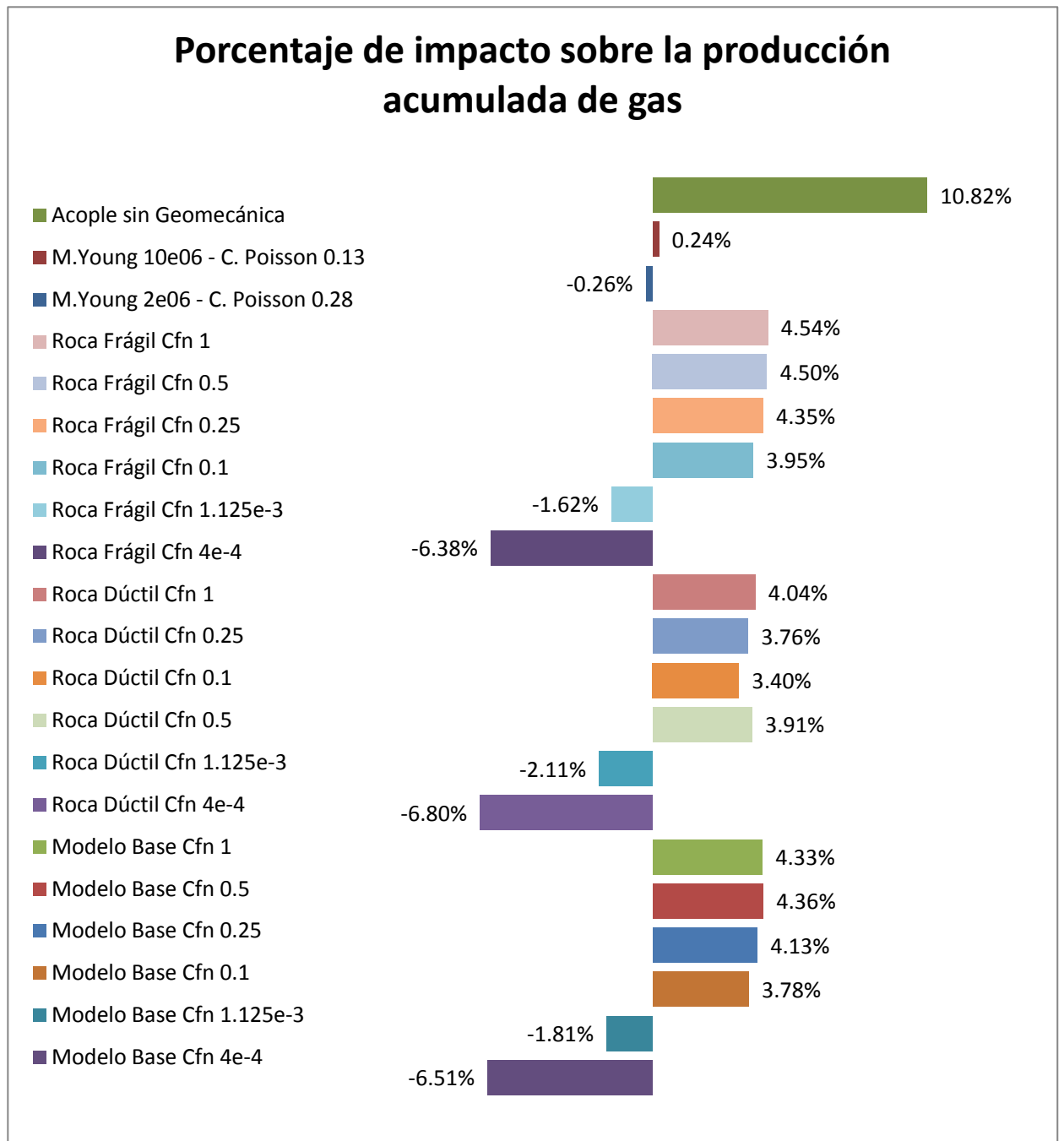


En la figura 30 se esquematiza el análisis de sensibilidad de cada una de las variables como son el módulo de Young, coeficiente de Poisson y conductividad de las fracturas naturales. Para el análisis se tomó como punto de referencia el

modelo base con inclusión geomecánica sobre el yacimiento, aunque también se tiene presente el modelo sin la inclusión y es de esperar que éste presente un mayor recobro primario de fluidos.

Cuando se evalúa el impacto geomecánico sobre el modelo de simulación, se refleja que las variables que más impactan en la productividad de los yacimientos tipo shale es la conductividad de las fracturas naturales. La interacción de las fracturas hidráulicas y naturales es mayor si hay un alto grado de complejidad en la red de fracturas en un yacimiento con un brittleness alto, contrario al caso de presentarse un brittleness bajo en la roca, implicando una mayor deformación de las fracturas y el yacimiento y por tanto un cierre temprano de la permeabilidad impidiendo el flujo de gas hacia el pozo

Figura 30. Análisis de sensibilidad de los parámetros del modelo GEM.



4. EFECTO DEL BRITTLINESS Y SRV EN EL EUR

En general se afirma que la formación de un buen volumen estimulado en el yacimiento durante el proceso del fracturamiento hidráulico, será un aspecto clave para determinar el potencial de producción a lo largo del desarrollo del pozo.

Los ingenieros hablan de la creación de una complejidad, los geólogos hablan de la estimulación de una red de fracturas naturales y los geomecánicos resaltan la importancia de tener una baja anisotropía de esfuerzos.

Una revisión de las formaciones productoras de Estados Unidos, reflejan que hay tres parámetros primarios que deben ser considerados para el control del SRV: fracturas naturales, anisotropía y cambios en los esfuerzos in-situ.³¹

La comprensión de un SRV depende de la interpretación que se le den a los factores que intervienen a nivel de subsuelo y el éxito para desarrollarlo de la mejor manera será con la combinación de conocimientos tanto de los procesos físicos como de la evaluación del comportamiento del shale durante su producción.

En éste capítulo se mostrará la relación existente entre la geomecánica, específicamente el brittleness y el SRV observando el impacto de ellos sobre el EUR (por sus siglas en ingles Estimated Ultimate Recovery). Con el objetivo de crear una relación entre el brittleness, el SRV y el EUR, se parte de la recopilación de los datos necesarios para el respectivo cálculo del SRV de ciertos campos de shales de los Estados Unidos, como se observa en la tabla 10

³¹ STEPHENSON, B., CARTWRIGHT, J., HOOKER, J., and HNAT, J. What Actually Controls SRV Three Concepts to Debate a Stimulation or Stimulate a Debate!. Oxford University. Society of Petroleum Engineers. 2015.

Tabla 10. SRV de campos de Estados Unidos.

Campos				
Propiedad	Barnett ³²	Eagle Ford ³³	Haynesville ³⁴	Woodford ³⁵
Longitud Fractura Hidráulica (ft)	3000	4000	4000	3300
Ancho Fractura Hidráulica (ft)	2000	200	600	2000
Alto Fractura Hidráulica (ft)	300	283	350	230
SRV (MMft³)	1800	226.4	840	1518

Según el modelo de Rickman se asocian los volúmenes estimulados de cada yacimiento con su respectivo valor de brittleness, calculados con anterioridad en la tabla 3 y la tabla 10.

Tabla 11. Brittleness y SRV para yacimientos tipo shale.

	Barnett	Eagle Ford	Haynesville	Woodford
Brittleness (%)	77.43	38.54	35.09	62.54
SRV (MMft³)	1800	226.4	840	1518

³² CIPOLLA, C. L., LOLON, E., & MAYERHOFER, M. J. Reservoir Modeling and Production Evaluation in Shale-Gas Reservoirs. International Petroleum Technology Conference. 2009.

³³ BISWAS, D. Shale Gas Predictive Model (SGPM)--An Alternate Approach To Model Shale Gas Production. Society of Petroleum Engineers. 2011. p.11-12.

³⁴ THORAM, S., and EHLIG-ECONOMIDES, C. A. Heat Transfer Applications for the Stimulated Reservoir Volume (SRV). Society of Petroleum Engineers. 2011. p.3.

³⁵ GRIESER, W. V. Oklahoma Woodford Shale Completion Trends and Production Outcomes from Three Basins. Society of Petroleum Engineers. 2011. p.7.

De los datos anteriores se obtiene una expresión que permite relacionarlos.

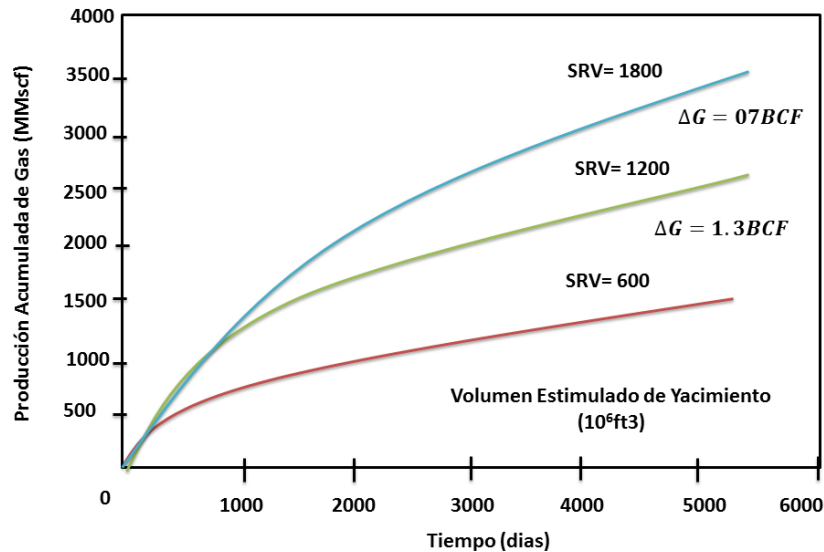
$$\Delta SRV (MMft^3) = 18.926 * \Delta Brittleness(\%) \quad \text{Ecuación 5.}$$

Rango aplicación

- Módulo de Young(10^6 Psi): 1-10
- Coeficiente de Poisson: 0.13-0.28

Posteriormente se emplean las curvas de producción Vs tiempo y volúmenes estimulado presentadas por Cipolla et al. 2009.

Figura 31. Efecto de la red de fracturas en la recuperación de gas.



Fuente: Cipolla et al. 2009.

En la tabla 12 se presentan los datos, tomados de la gráfica anterior.

Tabla 12. Volumen estimulado Vs producción acumulada de gas

SRV (MMft ³)	Producción (MMscf)
600	1500
1200	2800
1800	3500

A partir de los datos de la tabla anterior, se obtiene la siguiente ecuación, que permite calcular un estimado de la producción a diferentes SRV.

$$\Delta SRV = 0.4615 * \Delta Prod. \text{ Ecuación 6}$$

A partir de las ecuaciones 5 y 6 se calcula el delta de producción teórico, con el cual se comprobará la efectividad de las ecuaciones planteadas, los datos se encuentran en la tabla 13.

Tabla 13. Delta de brittleness y SRV

Brittleness (%)	Δ Brittleness	Δ SRV	Δ Producción
58.30%	-	-	-
61.46%	3.16%	60.63	128.66
62.41%	4.11%	77.86	168.73
67.33%	9.03%	171.02	370.59
70.50%	12.20%	230.96	1056.33

4.1 VALIDACIÓN POR SIMULACIÓN.

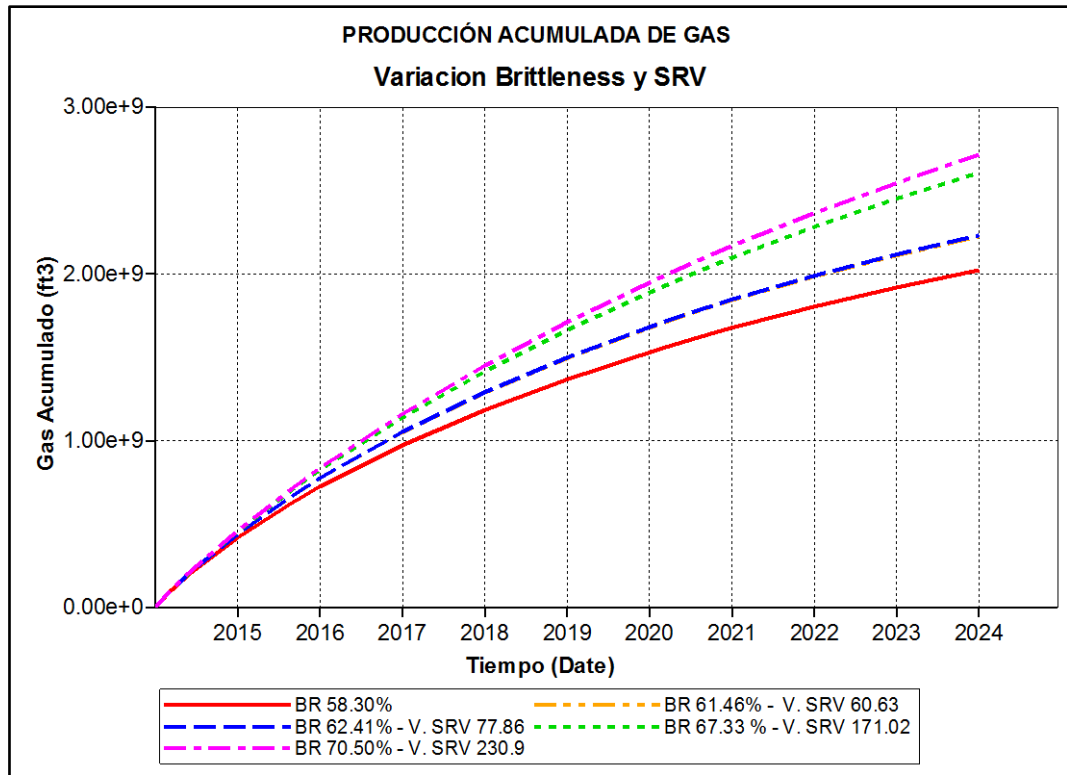
Teniendo en cuenta que el efecto de propagación del volumen estimulado es mayor en una roca frágil, ya que la red de fracturas será mucho más fácil de desarrollar, se evaluara el comportamiento que pueda llegar a determinar el brittleness de la roca y como se ve afectado el SRV inicial, en términos de producción de gas, tomando como base el modelo trabajado en la herramienta GEM del simulador CMG.

Se lleva a cabo el análisis de sensibilidad de los datos que fueron recopilados en la investigación bibliográfica, la primera sensibilidad que se presenta es la variación del brittleness, a continuación se procede a modificar el volumen estimulado a partir de la longitud de fractura.

Una vez calculados los deltas de brittleness y SRV se puede estimar la tasa de incremento de la producción de gas a partir de las correlaciones presentadas con anterioridad.

Partiendo de los datos obtenidos mediante las ecuaciones se procede a validar el comportamiento de la producción a partir de los deltas establecidos, como se observa en la figura 32.

Figura 32. Efecto del brittleness y el SRV en el EUR.



Fuente: *Computer Modelling Group LTD. CMG GEM.*

Comparando los resultados obtenidos en el simulador CMG. GEM, se observa que existe un margen de error entre la tendencia real y la tendencia que genera la simulación, esto se debe a que el modelo ha sido creado a partir de las suposiciones de un campo homogéneo y conceptual.

A partir de las ecuaciones 5 y 6 se obtienen los resultados para los datos reales y de simulación, la siguiente tabla recopila la comparación de los datos.

Tabla 14. Porcentaje de error de la ecuación 6.

Δ Producción Teórico	Δ Producción Simulación	%Error
128.66	202.61	57.48
168.73	208.98	23.85
370.59	548.18	47.92
1056.33	691.82	34.51

Acorde al procedimiento empleado para obtener las correlaciones se calcula una nueva ecuación para el modelo establecido, que permita evaluar una relación entre el volumen estimulado y la producción, obteniendo un margen de error menor al obtenido anteriormente, por lo tanto se demuestra que el método empleado si es aplicable para obtener una relación entre el brittleness, SRV y producción. . La siguiente ecuación modela el comportamiento.

$$\Delta P(MMScf) = \frac{\Delta SRV (MMscf)}{0.34} \quad \text{Ecuación 7}$$

Rango aplicación

- SRV (MMft³): 256.536- 487.49

La tabla 15 muestra los incrementales y porcentajes de error obtenidos para el simulador.

Tabla 15. Producción a partir de la simulación del modelo establecido.

Δ Producción Teórico	Δ Producción Simulación	%Error
176	202.61	15.12
229.03	208.98	8.75
503.03	548.18	8.98
679.32	691.82	1.84

4.2 ANÁLISIS DE DATOS

Debido al uso del modelo de Rickman, no se presenta variación en la correlación entre el brittleness y el SRV, manteniéndose constante tanto en los datos de literatura como de simulación.

El punto clave radica en la notoria diferencia entre los valores esperados y los obtenidos por el simulador, debido a que el modelo usado en la simulación, considera que el impacto del brittleness es el factor que afecta en gran medida el SRV.

5. CONCLUSIONES

- Se demuestra a partir de las sensibilidades realizadas, un valor bajo del módulo de Young y un alto valor en el coeficiente de Poisson, la roca presenta una deformación mas rápida, provocando una disminución de la permeabilidad que conlleva a un cierre de la fractura, afectándose directamente la productividad del pozo.
- Como resultado del análisis del caso de estudio, un incremento del 5% en el brittleness genera aumento en el SRV correspondiente al 19%, a su vez, un incremento del 19% en el SRV se verá reflejado en el incremento del 25% del valor del EUR.
- Se concluye que el parámetro SRV es directamente proporcional al brittleness, como lo demuestran los resultados porcentuales obtenidos con su respectiva correlación. Los resultados se ven respaldados ya que teóricamente una roca frágil permitirá un mayor volumen estimulado, por ende se alcanzará una mayor producción.
- Se observa que en el rango entre 0.1 y 1 ($md*ft$) de conductividad de fractura natural no se genera un impacto tan notable sobre la producción, contrario al rango entre 0.0004 y 0.1 ($md*ft$)

6. RECOMENDACIONES

- La evaluación del SRV amerita un estudio detallado que tenga en consideración un mayor número de características de yacimiento, para obtener una tendencia más certera de la producción.
- Se recomienda realizar un análisis en un simulador de mayor alcance que permita considerar variaciones en la fractura natural una vez se realiza el fracturamiento hidráulico.

BIBLIOGRAFÍA

ACP. Hidrocarburos. Yacimientos no convencionales, el nuevo boom. Junio-agosto 2012, p. 36-43.

ALLIX, Pierre *et. al.* Coaxing Oil from Shale. Oilfield Review. [online] Winter 2010-2011. [cited: 3 Nov. 2015] Available from Internet: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors10/win10/coaxing.pdf.

AZIZ Khalid. SETTARI, Antonin. Simulación de yacimientos naturalmente fracturados. Simulación de yacimientos de petróleo. Calgary: Alberta, Canadá, 1979.

BARON, L., B. LOGUNSTOV, and E. POZIN. Determination of the Properties of Rocks: Gosgortekkhizdat. Moscow. 1962.

BISHOP, A. Progressive failure with special reference to the mechanism causing it: Proc. Geotech. Conf. Oslo. 1967.

CHONG, K. K., JARIPATKE, O. A., Grieser, W. V., and PASSMAN, A. A Completions Roadmap to Shale-Play Development A Review of Successful Approaches toward Shale-Play Stimulation in the Last Two Decades. Society of Petroleum Engineers. 2010.

CIPOLLA, C. L., LOLON, E., and MAYERHOFER, M. J. Reservoir Modeling and Production Evaluation in Shale-Gas Reservoirs. International Petroleum Technology Conference. 2009.

COATES, D., and PARSONS, R. Experimental criteria for classification of rock substances: International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts.1996.

Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Resolución. 18 1495. Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos. Septiembre. 2009.

D'HUTEAU, E., GILLARD, M., Johnson, J., MEDVEDEV, O., Rhein, T., and WILLBERG, D. Open-Channel Fracturing. A fast track to production. Oilfield Review, 23(3). 2011.

GAURAV, A., DAO, E. K., and MOHANTY, K. K. Ultra-Lightweight Proppants for Shale Gas Fracturing. Society of Petroleum Engineers. 2010.

GEM. Simulador avanzado de composición de yacimientos. Guía para el usuario GEM 2012 – versión 2012.

GIL R., Lina M. “Estudio de Factibilidad para el Desarrollo del Gas *Shale* como Fuente de Hidrocarburos No Convencionales en Colombia”. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2013.

HAJIABDOLMAJID, V., and P. KAISER. Brittleness of rock and stability assessment in hard rock tunneling: Tunnelling and underground space technology, v, 18. 2003.

HOLT, R. M., FJAER, E., NES, O. M., and Alassi, H. T. A Shaly Look At Brittleness. American Rock Mechanics Association. 2011.

HUCKA, V., and B. Das. Brittleness determination of rocks by different methods: International Journal of Rocks Mechanics and Mining Sciences and Geomechanics Abstracts. 1974.

INGRAM, G. M., and J. L. URAI. Top-seal leakage through faults and fractures: the role of mudrock properties: Geological Society. London. Special Publications. v, 158. 1999.

JARVIE, D. M., HILL, R. J., RUBLE, T. E., and POLLASTRO, R. M. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment: AAPG bulletin. v, 91. 2007.

MAYERHOFER, M, j., LOLON, E, P., WARPINSKI, N, R., CIPOLLA, C, L., WALSER, D., RIGHTMIRE, C, M., Forrest, A, G, and Associates. What Is Stimulated Reservoir Volume?. 2010.

RICKMAN, R., M. MULLEN, J. PETRE, W. GRIESER, and D. KUNDERT. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the Barnett shale: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2008.

SANEIFAR, M., ARANIBAR, A., HEIDARI, Z., and Texas A&M University. Rock Classification in the Haynesville Shale-Gas Formation Based on Petrophysical and Elastic Rock Properties Estimated from Well Logs. 2013.

STEPHENSON, B., CARTWRIGHT, J., HOOKER, J., and HNAT, J. What Actually Controls SRV Three Concepts to Debate a Stimulation or Stimulate a Debate!. Oxford University. Society of Petroleum Engineers. 2015.

ULRICH, ZIMMER. SPE, Pinnacle-A Halliburton Service. Calculating Stimulated Reservoir Volume (SRV) with Consideration of Uncertainties in Microseismic-Event Locations. 2011.

YANG, Y., SONE, H., HOWS, A., and ZOBACK, M. D. Comparison of Brittleness Indices in Organic-rich Shale Formations. American Rock Mechanics Association. 2013.

YU, W., & SEPEHRNOORI, K. Simulation of Gas Desorption and Geomechanics Effects for Unconventional Gas Reservoirs. University of Texas at Austin. Society of Petroleum Engineers. SPE. 2013.

ZHANG, R., NING, Z., YANG, F., & ZHAO, H,. Evaluation of Petrophysical and Mechanical Features for Shale Gas Reservoirs in South Sichuan Basin, China. Society of Petroleum. 2015 .

