

EVALUACIÓN DE UN PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN UN  
YACIMIENTO CONCEPTUAL TIPO SHALE BAJO LA METODOLOGÍA DE  
SIMULACIÓN NUMÉRICA DE BAJA FIDELIDAD.

Angela Maria Herrera Penagos

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero/a de Petróleos

Director

Maika Karen Gambús Ordaz

Ph,D Ingeniería de Petróleos

Codirectores

Juan Diego Ceballos Payares

M. Sc. En Ingeniería de Hidrocarburos

Andrés Felipe Ortíz Meneses

M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2024

## **Dedicatoria**

Dedicado a mi familia querida y adorada, mi madre Margarita Rosa Penagos y a mi padre Rodrigo Herrera, gracias por su esfuerzo, apoyo, enseñanza, amor, sabiduría, paciencia y guía en cada paso que doy, haciendo posible sacar adelante este proyecto.

A mis hermanos Juan y Luisa, por su compañía y cariño. A mi prima Aura Matilde y su familia por su estima, aprecio, atención y acogimiento estando en la ciudad bonita.

A mis amigas Daniela Ordoñez y Karina Mayorga por ser fuente de apoyo, amistad, afecto, amor y admiración durante mi carrera.

A mis amigos de universidad Juan José, Martha, Diego, Ender y demás personajes a mi alrededor que aprecio muchísimo y admiro.

**Angela Herrera**

## **Agradecimientos**

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a quienes contribuyeron de alguna manera al desarrollo de este trabajo, especialmente:

A la profesora Dra Maika Karen Gambus Ordaz, directora del proyecto por la confianza brindada, su guía y su acompañamiento en cada fragmento de este proyecto.

A el ingeniero Juan Diego Ceballos, por ser un excelente profesional, por su colaboración, disponibilidad y constante apoyo, por aportar su experiencia y conocimiento, siempre con la mejor disposición.

Al ingeniero Andrés Felipe Ortíz Meneses, por la colaboración y atención en cada una de las inquietudes presentadas, fue de mucha ayuda los conocimientos aportados y el material bibliográfico.

A la Universidad Industrial de Santander, por ofrecerme una calidad de educación inigualable a nivel académico, social y personal; por hacer de mi estancia en la institución una experiencia memorable; por la integra formación brindada durante estos años.

A cada uno de mis familiares y amigos, quienes estuvieron apoyándome en los buenos momentos y en otros de dificultad, participando activamente en el crecimiento personal y profesional.

## Tabla de Contenido

	<b>Pág.</b>
RESUMEN .....	12
ABSTRACT.....	13
INTRODUCCIÓN .....	14
1. OBJETIVOS .....	16
1.1 Objetivo General.....	16
1.2 Objetivos Específicos.....	16
2. ANTECEDENTES .....	16
3. INTRODUCCIÓN A LA EXTRACCIÓN PETROLERA EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES .....	21
3.1 Fracturamiento Hidráulico.....	22
3.1.1 Tipos de Yacimientos .....	23
3.2 Evaluación Petrofísica de los Yacimientos no convencionales .....	26
3.2.1 Microsísmica.....	27
3.3 Cálculo De Volumen In Situ.....	28
3.4 Formación La Luna como yacimiento no convencional en Colombia .....	29
4. FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO .....	31
4.1 Clasificación de Fluidos para el Fracturamiento Hidráulico .....	31
4.1.1 Fluido Base Agua.....	32
4.1.2 Fluido Base Espuma .....	32
4.1.3 Fluidos Base Aceite .....	33

4.1.3 Fluidos Base Alcohol.....	33
4.1.4 Fluidos Base Ácido .....	33
4.1.5 Fluidos Emulsionados .....	34
4.1.6 Fluidos Criogénicos o Energizados .....	34
4.2 Aditivos.....	35
4.2.1 Reductores de Fricción .....	35
4.2.2 Amortiguadores.....	35
4.2.3 Agentes Gelificantes .....	36
4.2.4 Reticulantes.....	36
4.2.5 Propantes.....	36
4.2.6 Tipos De Agentes De Sostén .....	37
4.3 Técnicas de Fracturamiento Hidráulico .....	41
4.3.1 Channel Fracturing o Highway .....	41
4.3.2 Fracturamiento Multietapas .....	41
4.3.3 Fracturamiento Multilateral .....	41
4.3.4 Simul-Frac.....	42
4.3.5 Zipper y Zipper Modificado.....	42
5. PROPIEDADES EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES .....	42
5.1 Propiedades Físicas del Medio Poroso .....	42
5.1.1 Porosidad.....	43
5.1.2 Saturación de Fluidos.....	43
5.1.3 Estados de Flujo.....	44
5.1.4 Permeabilidad .....	45

5.1.5 Gradiente de Presión .....	45
5.1.6 Movilidad.....	46
5.1.7 Tensión Interfacial y superficial .....	46
5.1.8 Mojabilidad.....	47
5.1.9 Composición Litológica.....	47
5.2 Propiedades de los Fluidos del Yacimiento .....	47
5.2.1 Propiedades PVT .....	47
5.2.2 Saturación fluido.....	49
5.2.3 Propiedades adicionales de fluidos .....	49
5.3 Propiedades de las Rocas Influyentes en la Forma de la Fractura y sus correlaciones principales.....	49
5.3.1 Mecánica de Rocas .....	49
5.3.2 Correlaciones de Compresibilidad de la Roca.....	51
5.3.3 Parámetros Influyente en la Geometría de la Fractura.....	52
6. INGENIERÍA PARA ESTUDIO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES...	56
6.1 Simulación Numérica del Yacimiento.....	56
6.1.1 Pasos para la Simulación .....	57
6.1.2 Clasificación de los simuladores.....	58
6.2 Modelo de Simulación .....	61
6.2.1 Yacimiento seleccionado para simulación.....	61
6.2.2 Especificaciones y descripción del yacimiento Eagle Ford.....	62
6.3 Datos del modelo de simulación.....	64
6.3.1 Datos específicos para el modelado.....	64

6.4 Herramienta de Simulación.....	65
6.4.1 Software y fracturamiento hidráulico .....	66
6.5 Modelos Desarrollados .....	72
6.5.1 Características del enmallado .....	73
6.5.2 Características PVT .....	73
6.5.3 Características del pozo: .....	76
6.5.4 Características de inyección:.....	77
6.6 Análisis casos de estudio y resultados .....	78
CONCLUSIONES .....	84
RECOMENDACIONES.....	85
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	86

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1: Compuestos de los fluidos de inyección.....	39
Tabla 2: Propiedades intrínsecas de la roca para fracturamiento hidráulico. ....	49
Tabla 3: Propiedades Ambientales características en el yacimiento. ....	50
Tabla 4: Coeficientes de Poisson de varias rocas. ....	53
Tabla 5: Yacimientos de roca Shale y Tight en país Estados Unidos.....	62
Tabla 6: parámetros del yacimiento y fracturas.....	64
Tabla 7: Casos de simulación .....	72

## Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1 Diferencias fundamentales entre yacimiento convencional y no convencional .	25
Figura 2 Columna estratigráfica Formación La Luna y descripción de los miembros en la sección.....	30
Figura 3 Granos de la arena Ottawa y Brady.....	37
Figura 4 Granos de la arena de izquierda a derecha ISP, LWCP y RCS respectivamente. .....	38
Figura 5 Mapa de discontinuidades estructurales En la foto del núcleo a la derecha se muestran dos grupos de bandas (1) debidas a compactación y cizalla y (2) bandas individuales producidas por dilatación.....	55
Figura 6 Clasificación de los simuladores .....	60
Figura 7 <i>Low Fidelity</i> .....	67
Figura 8 <i>Medium Fidelity</i> .....	68
Figura 9 <i>High Fidelity</i> .....	69
Figura 10 Curvas de permeabilidad caso base.....	74
Figura 11 Curvas de permeabilidad fractura caso fracturas planares .....	75
Figura 12 Vista areal caso fracturas planares .....	76
Figura 13 Agua inyectada .....	77
Figura 14 vista areal presión a los 11 días de inyección, metodología baja fidelidad .....	78
Figura 15 vista areal presión a los 2 años de inyección, metodología baja fidelidad .....	78

Figura 16 Aceite acumulado vs tiempo, caso base vs caso fracturas planares .....	79
Figura 17 Gas acumulado vs tiempo, caso base y caso fracturas planares .....	79
Figura 18 Factor de recobro vs tiempo, caso base y caso fracturas planares.....	80
Figura 19 Aceite cumulado bajo metodología baja fidelidad .....	80
Figura 20 Gráfico multiplicador de transmisibilidad vs presión .....	81
Figura 21 Aceite acumulado caso fracturas planares y caso baja fidelidad.....	82
Figura 22 Presión promedio caso fracturas planares, y caso baja fidelidad .....	82

**Lista de Apéndices**

**Ver apéndices adjuntos**

Apéndice A. Tablas de Compactación

## Resumen

**Título:** Evaluación de un proceso de fracturamiento hidráulico en un yacimiento conceptual tipo shale bajo la metodología de simulación numérica de Baja Fidelidad.\*

**Autor:** Angela Maria Herrera Penagos \*\*

**Palabras Clave:** Petróleo, inyección, fracturamiento, roca, shale.

**Descripción:** La tecnología de fracturamiento hidráulico para la estimulación de pozos en yacimientos no convencionales de petróleo particularmente en formaciones de Shale, tiene una aplicación potencial generando altas expectativas respecto a la producción y el aumento estimado de las reservas. A pesar de los numerosos avances en este campo, aún no está claro cómo modelar el proceso de fracturación hidráulica considerando las redes de fracturas y el consiguiente aumento de la producción de fluidos. Particularmente, el punto fuerte del enfoque de este trabajo consiste en que la geometría y la escala de longitud de la fractura no se prescriben a priori, como es el enfoque de la creación de fracturas planares en modelos de simulación. La investigación de las propiedades matriz y fractura dan lugar a la simulación con metodología de baja fidelidad, realizando un análisis detallado de la afectación de esfuerzos geomecánicos que intervienen en el proceso, como son la compactación y dilatación del medio poroso. Los resultados destacan la importancia de la metodología de baja fidelidad ya que esta interviene en la relación entre la presión y la permeabilidad/transmisibilidad de la matriz y deformación del subsuelo, afectando los esfuerzos y parámetros que inciden en la estabilidad del yacimiento productor acercándose así más a la realidad de lo que sucede en la producción de yacimientos y contribuyendo al avance en estudios relacionados, definiendo así una aproximación simplificada a un modelo geomecánico.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Maika Karen Gambus Ordaz. PhD Ingeniería de Petróleos. Codirectores: Andres Felipe Ortis Meneses, M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos y Juan Diego Ceballos, Msc. Ingeniería de Petróleos

## Abstract

**Title:** Evaluation of a hydraulic fracturing process in a conceptual shale-type reservoir under the Low Fidelity numerical simulation methodology.\*

**Author:** Angela Maria Herrera Penagos\*\*

**Key Words:** Oil, extraction, fracturing, rock, shale.

**Description:** Hydraulic fracturing technology for the stimulation of wells in unconventional oil reservoirs, particularly in Shale formations, has a potential application, generating high expectations regarding production and the estimated increase in reserves. Despite numerous advances in this field, it is still unclear how to model the hydraulic fracturing process considering fracture networks and the consequent increase in fluid production. Particularly, the strength of the approach of this work is that the geometry and length scale of the fracture are not prescribed a priori, as is the approach of creating planar fractures in simulation models. The investigation of the matrix and fracture properties gives rise to simulation with low fidelity methodology, carrying out a detailed analysis of the impact of geomechanical stresses that intervene in the process, such as the compaction and expansion of the porous medium. The results highlight the importance of the low fidelity methodology since it intervenes in the relationship between pressure and permeability/transmissibility of the matrix and deformation of the subsoil, affecting the stresses and parameters that affect the stability of the producing reservoir, thus getting closer to the reality of what happens in reservoir production and contributing to progress in related studies, thus defining a simplified approach to a geomechanical model.

---

\*\* Faculty of Physicochemicals. Petroleum Engineering School. Director: Maika Karen Gambus Ordaz. PhD Petroleum Engineering. Co-directors: Andrés Felipe Ortis Meneses, M.Sc. in Hydrocarbon Engineering and Juan Diego Ceballos, Msc. Petroleum Engineer.

## **Introducción**

La tecnología de fracturamiento hidráulico para la estimulación de pozos se ha convertido en una técnica generalizada debido a los avances tecnológicos que han permitido extraer gas natural de los llamados reservorios no convencionales, particularmente en formaciones de Shale (Naranajo, 2007). La aplicación potencial de esta tecnología ha generado altas expectativas respecto a la producción del recurso hidrocarburífero y grandes preocupaciones relacionadas a la magnitud del impacto ambiental. Actualmente existen otros tipos de métodos de fracturamiento, que han sido estudiados a través del tiempo por medio de análisis con apoyo de software de simulación de yacimientos.

La extracción de hidrocarburos implica análisis en componentes como el fluido, la matriz y las propiedades que influyen directa e indirectamente en el proceso, y la validación de la creación de modelos simplificados que permiten un análisis rápido y eficiente del comportamiento de estos, esta aproximación busca lograr un equilibrio entre la precisión de los resultados y el tiempo de cálculo requerido.

En el capítulo 1 el lector encontrara los objetivos desarrollados en este trabajo. Posteriormente, en el capítulo 2 se describirán los antecedentes para un marco referencial acorde con el objeto de estudio. En el capítulo 3 se plasma toda una conceptualización del fenómeno del tipo de yacimiento a representar, en el capítulo 4 se representa la documentación de los fluidos de fracturamiento, propios del desarrollo del primer objetivo específico. El capítulo 5 identifica las Propiedades en Yacimientos No Convencionales, que se requiere integrar en la simulación del objeto de estudio simulado. El capítulo 6 introduce la definición conceptual de la simulación, para el cumplimiento del segundo objetivo específico desarrollado bajo tres modalidades: a) un caso

base que considera la producción del yacimiento sin fracturamiento para demostrar la pobre recuperación de fluidos, b) un segundo caso bajo la modalidad del fracturamiento hidráulico provocando fracturas planares y c) un tercer caso bajo la modalidad Low Fidelity que incorpora no solo el fracturamiento hidráulico y apertura de fracturas naturales sino la inclusión del volumen del yacimiento estimulado (SRV, por sus siglas en inglés). En este mismo capítulo se presentan los resultados del efecto de considerar tablas de compactación/dilatación diferentes para dar a conocer al lector como el comportamiento geomecánico de la roca juega un papel preponderante en su producción y proyección a futuro.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Evaluar un proceso de fracturamiento hidráulico en un yacimiento conceptual tipo shale mediante simulación numérica, bajo la metodología de Baja Fidelidad, considerando cambios en el comportamiento compactación/dilatación del medio poroso.

### **1.2 Objetivos Específicos**

- Documentar los fluidos de fracturamiento hidráulico alternativos usados para la técnica del fracturamiento de yacimientos tipo shale.
  
- Construir modelos conceptuales de simulación para un yacimiento tipo shale sometido a fracturamiento mediante la inyección de agua bajo la metodología de Baja Fidelidad.
  
- Evaluar el efecto del comportamiento compactación/dilatación del medio poroso, en la recuperación de fluidos a través del sistema de complejidad matriz-fractura.

## **2. Antecedentes**

El Fracturamiento Hidráulico ha realizado importantes contribuciones a la industria del petróleo y del gas en el aumento de la producción de pozos. La primera vez que se introdujo el

término a la industria fue en Indiana Amoco por la empresa *Standard Oil and Gas Corporation*, en el año de 1947. La idea de inyectar agua para facilitar la migración del gas e hidrocarburos entre los poros fue de Floyd Farris de Stanolind (Amoco), él realizó un registro de presiones durante los procesos de operación en cementación y bombeo de aceite y agua a la formación, esto se realizó en el campo de gas Hugoton, en el condado de Grant, Kansas (USA); se inyectaron 1000 galones de gasolina gelificada, seguidos por un rompedor de gel para estimular la caliza productora de gas a 2400 ft de profundidad (Lorca, 2013).

En el año 1947 se realiza el primer Fracturamiento Hidráulico en *Grant Country*, Kansas City; y en el mismo año se perfora el primer pozo *offshore* fuera de vista en la costa Vermilion Parish en Louisiana (Higuera, 2018).

El primer pozo horizontal fue en la década de 1930 y los pozos horizontales eran comunes a finales de 1970; según la *Society of Petroleum Engineers* SPE por sus siglas en inglés, se estima que hay 2,5 millones de fracturas en todo el mundo y más de 1 millón en los EEUU hasta el año 2012. Se han perforado miles de pozos horizontales en los últimos años. La fracturación hidráulica especialmente en lutitas fue iniciada por una subvención del Departamento de Energía (DOE) en la década de 1970 según Iglesias Delgado de Torres, C. (2015).

El proyecto en Kansas tuvo una respuesta del pozo que no fue apreciable, el proceso fue patentado en 1949 y Halliburton Company asumió la exclusividad de la licencia. Los primeros proyectos comerciales fueron llevados a cabo en 1949 usando mezclas de fluidos y unas 100 a 150 lb de arena, obteniendo resultados sobresalientes y de esta forma incrementando rápidamente el suministro de petróleo en los Estados Unidos. Así de esta manera el proceso se aceptó como comercial en el año 1950. (Velásquez, 2010).

Luego en 1978 se utiliza la primera plataforma fija *offshore* en Shell Cognac en el Golfo de México. En 1995 la empresa Mitchell Energy refina el acoplamiento de Fracturamiento Hidráulico con pozos horizontales en Barnett Shale en Texas (Velasquez, 2010).

En la década de 1980 a 1990 se usó nitroglicerina líquida para estimular pozos no muy profundos en estados de New York, Kentucky, Pennsylvania y West Virginia. A pesar del peligro del uso de este químico era buen atacante a la formación de interés para aumentar tanto el flujo inicial como el factor de recobro final de los hidrocarburos. (Erazo Oviedo, H. D., & Causil de León, 2022).

La compañía Halliburton Oil Well Cementing Company, efectuó los dos primeros procesos comerciales de fracturamiento hidráulico en marzo de 1949, obteniendo un incremento de 75% en 332 pozos tratados. De esta manera se fue logrando incrementar la producción de crudo en los Estados Unidos mucho más de lo esperado, en los años 1950 's se alcanzaron 3000 tratamientos. En 2008 más de 50.000 etapas y en la actualidad se realizan aproximadamente 40 etapas de fracturamiento en un solo pozo. Hoy en día, los procesos se desarrollan regularmente en todos los países productores y se considera que aporta aproximadamente el 30% del petróleo recuperado en Estados Unidos (Enríquez Rodríguez, 2014).

En Colombia, las actividades petroleras iniciaron en el siglo XIX. En 1877 el escritor e ingeniero de minas Jorge Isaacs encontró manifestaciones petrolíferas en el Golfo de Urabá. En 1951 se fundó la Empresa Colombiana de Petróleos – Ecopetrol – con los activos revertidos de la concesión de Mares por parte de la “Tropical Oil CO” de los Estados Unidos (Caballero y Amaya, 2011). En el curso de la primera mitad del siglo XX, la producción de aceite se destinó al consumo interno. A finales de los años 60 se hizo evidente el agotamiento de las reservas de petróleo, lo que supuso algunos cambios en la legislación vigente para acelerar las actividades de exploración. La

producción cayó bruscamente a principios de los años setenta y el país se convirtió en importador de petróleo en 1974 durante un período en el que el precio internacional del crudo aumentó mucho. (Melo-Becerra, L. A., 2016)

En 1983 se reconoció el descubrimiento del yacimiento de Caño Limón por parte del negocio "Occidental Petroleum", que restableció la productividad del país, aumentó las reservas existentes, cubrió la demanda interna de crudo y restablecer las exportaciones al país. Se pudo iniciar. Año 1986. Seguidamente fue el descubrimiento de Cusiana en 1988 y de Cupiagua en 1992. Cabe decir que las disposiciones de los acuerdos de asociación fueron revisadas en 1989 para aumentar la participación de Ecopetrol en la producción de crudo. (Toro, J., Garavito, 2015)

Compañías como Tropical Oil Co - Esso, Texas Petroleum Co - Texaco, Shell, Hocol, Occidental, Elf aquitaine, Chevron, Cayman, Phillips, Lasmo, Ecopetrol, British Petroleum, Triron, Rubiales, entre otras fueron, y muchas de estas son protagonistas en esta área minero-energética colombiana. Realizando procesos desde exploración, estudios sísmicos, evaluación, perforación, producción, refinación y transporte de hidrocarburos.

Desde mediados de los años ochenta, la actividad petrolera ha tenido un importante papel en la economía colombiana, dando lugar a la recuperación de la productividad del país ya la recuperación de las exportaciones. El impacto de esta actividad se hizo más destacado en la década de 1990 y entre 2004-2014 debido al aumento de los precios de producción. Los altos precios del petróleo estimularon la producción de crudo, que, con algunas fluctuaciones, aumentó paulatinamente entre 2013 y 2015 hasta estabilizarse alrededor de un millón de barriles diarios. En el curso de la segunda mitad de la última década y los primeros años de la actual, los esfuerzos de exploración de petróleo aumentaron de forma constante. En 2008 se perforaron un centenar de

pozos y, posteriormente, después de un descenso en 2009, se perforaron 126 en 2011 y 131 en 2012 (Caballero y Amaya, 2011)

La fuerte caída de los precios internacionales del petróleo que se inició en junio de 2014 creó un desequilibrio macroeconómico que todavía se está corrigiendo. Las variables que reflejan más claramente el choque petrolero son el déficit presupuestario y la deuda pública, el tipo de cambio real, la balanza de pagos, la inversión y el consumo privado. La escasez de recursos o la caída de sus precios comporta una disminución de la actividad económica y ajustes en las partidas corrientes de la balanza de pagos. Un choque negativo a los precios externos de estos bienes reduce los ingresos y afecta en cierta medida a la balanza comercial del país en función de la relevancia de la minería en las exportaciones totales, y en lo que lleva del año las cifras sobre el total de exportaciones que representa el 40,42% solo contando el petróleo y sus derivados, el carbón representa un 14,35%. (según el DANE: Colombia, exportaciones de carbón, petróleo y sus derivados, ferroniquel y no tradicionales. 1992-2023p).

El petróleo y gas son los principales abastecedores de combustibles para autos en todos los medios de transporte, también en generación e industria, y aparte en materias primas para petroquímica e industria en general. Por lo que, para solventar toda la necesidad energética fuera de estos ámbitos, se deben tener en cuenta todos los recursos energéticos, para tener la opción de reducir la incertidumbre en un panorama como el actual, por lo que entran en discusión las fuentes renovables y no renovables, para realizar una transición energética adecuada a futuro.

La autosuficiencia energética y económica se debe garantizar en el país, y en materia de hidrocarburos solo se puede evaluar la opción con la realización de pruebas piloto para evaluar la factibilidad ambiental y socialmente viable para nuestro territorio nacional. Los recursos de lutita de Colombia se encuentran alojados primordialmente en la formación La Luna, situada en la

cuenca del Valle Medio del Magdalena, donde ha tenido la mayor actividad del sector del petróleo y gas; ha sido foco de importantes protestas y bloqueos en la producción, a causa principalmente de regalías invertidas en otras zonas, menos en las de producción.

Al llevarse a cabo la actividad petrolera por primera vez en Colombia en el Valle Medio del Magdalena, allí nació la Unión Sindical Obrera de la Industrial del Petróleo (USO), esta entidad ha existido por mucho tiempo estando pendiente del desarrollo sostenible, siendo partícipe en el proceso de explotación de lutita actualmente. Todos los procesos nuevos en este margen minero energético con impacto socioambiental, deben pasar por el Consejo de Estado pues no existe un marco legal centrado específicamente en el recurso de petróleo alojado en yacimientos no convencionales (lutita) (Caballero y Amaya, 2011).

### **3. Introducción a la Extracción Petrolera en Yacimientos No Convencionales**

El proceso para la obtención de petróleo se divide en 3 segmentos:

- UPSTREAM: exploración, perforación y producción.
- MIDSTREAM: procesos, transporte, almacenamiento.
- DOWNSTREAM: refinamiento, comercialización y distribución.

La parte UPSTREAM petrolera abarca desde los estudios previos de sísmica geología del campo, geomecánica, análisis de pozos vecinos, prognosis geológica, pasando a la interpretación de estos datos y estudios, se realiza un programa de perforación, se gestionan los permisos con las compañías competentes y se pasa a la operación de perforación.

### 3.1 Fracturamiento Hidráulico

Conocido comúnmente como “Fracking” ha hecho una contribución significativa a la industria del petróleo de los pozos y ha aumentado las reservas a nivel mundial al facilitar la explotación de yacimientos no convencionales, de baja permeabilidad donde se encuentran grandes volúmenes de hidrocarburos que de otra forma serían imposibles de alcanzar. Consiste en el bombeo de un fluido utilizando equipo especializado con el fin de garantizar que la presión ejercida por el fluido sobre la roca sea la suficiente para producir que esta se fracture, adicionalmente se busca que la fractura se propague lejos del pozo y así el hidrocarburo pueda fluir hacia el interior del pozo. Durante la inyección del fluido se utilizan diversas sustancias que aseguran que las fracturas se mantengan abiertas para generar conductividad y facilitar la producción.

Actualmente hay una predominante producción de gas natural y aceite de tipo no convencional (shale gas y shale oil) por *fracking*; el término *fracking* o fracturamiento hidráulico “es un término anglosajón para referirse a la técnica de extracción de gas natural o petróleo del subsuelo a grandes profundidades” (Asociación por el Medio Ambiente y Contra el Cambio Climático, 2015), en la que se produce una “fractura inducida por presión causada por la inyección de fluido en una formación rocosa objetivo” (Schlumberger 2013), generando multitud de microfracturas y permitiendo que el gas fluya hacia la superficie.

El proceso cuenta con dos partes, inicialmente se bombea fluido sin material propante, esto para abrir la fractura y acto seguido se bombea con el fluido con material propante para que la fractura se mantenga abierta después de detener el bombeo, comenzar el *flowback* y la extracción del hidrocarburo. Esta operación evita el daño a la formación cercana a la cara de pozo al tiempo

que produce una mejor conectividad entre el pozo y el yacimiento llevando la producción a tasas superiores y aumentando reservas.

### ***3.1.1 Tipos de Yacimientos***

Yacimiento, es llamado a el lugar donde se encuentran albergados de forma natural fósiles, minerales o fluidos. Generalmente son cuerpos de roca con características especiales para la formación y almacenamiento de restos arqueológicos, que fueron depositados como sedimentos en la superficie hace aproximadamente diez millones de años. Podrían haber sido dunas de arena, playas o desiertos, también arrecifes de coral. (Bob Kleinberg Schlumberger-Doll Research)

El petróleo según el consenso general de la comunidad científica sobre su inicio, está conformado por una parte orgánica, a partir de la transformación química del fitoplancton y zooplancton, pequeños animales marinos o algas que se acumulan bajo presión en ambientes acuáticos antiguos, y luego de millones de años sometidos a altas presiones y temperaturas por la depositación de varios cuerpos sedimentarios sobre ellos, y a medida que estos cuerpos de arena o arcilla se entierran tienden a comprimirse, los granos de arena se unen y finalmente se entierran a profundidades desde tres a diez o incluso más de treinta mil pies, y así dieron lugar al sitio llamado yacimiento donde se albergan los hidrocarburos en su mayoría.

Por medio del proceso de litificación, los sedimentos depositados (arena y minerales) se convirtieron en roca (llamada roca generadora); migrando luego a diferentes estratos en zonas de menor profundidad por efecto interno de nuestro planeta formando la roca almacén o reservorio.

#### **3.1.1.1 Yacimientos Convencionales**

En este tipo de yacimientos el hidrocarburo que se encontraba en la roca madre migró hasta la roca reservorio y encontró sello que lo mantuvo en ese lugar; en este tipo de yacimientos, las características porosas y permeables, una menor presión litostática, junto con propiedades

específicas de los fluidos, facilitan el flujo del hidrocarburo hacia el pozo. Generalmente son explotados con técnicas tradicionales, sin técnicas especiales de estimulación y con pozos verticales. Encontrando el petróleo y el gas alojado en tipos de roca como areniscas.

Aunque fue en los yacimientos convencionales donde se inició el fracturamiento hidráulico para la extracción de hidrocarburos, teniendo respuestas mejor de lo esperadas, se continúa el uso de la técnica hoy día.

### **3.1.1.2 Yacimiento No Convencionales**

Aquí los volúmenes significativos de hidrocarburos no migran a una roca reservorio debido a que las condiciones de flujo son mínimas (permeabilidad ínfima) en generalmente shales con grano muy fino y una presión mayor, y por lo tanto se encuentran almacenados en la misma roca madre. Este ambiente da lugar a crudos de mayor densidad y mayor valor comercial.

Estos yacimientos demandan para su explotación económica mayores precios y tecnología, siendo estos volúmenes por recuperar mucho mayores que en los encontrados en yacimientos convencionales. Actualmente el término es utilizado para describir ampliamente yacimientos cuya porosidad, permeabilidad, mecanismo de entrapamiento difieren en comparación de los yacimientos tradicionales.

Bajo esta categoría de yacimientos no convencionales se encuentran distintos depósitos, cada uno con una complejidad diferente. Como se ilustra en la Figura 1.

**Figura 1 Diferencias fundamentales entre yacimiento convencional y no convencional**



Tomado de Silva Escalante, Carlos Felipe. (2020). Optimización de la Explotación de Yacimientos No-Convencionales. 10.13140.

Estos yacimientos no convencionales varían en algunas características como se mencionan a continuación:

### **3.1.1.2.1 Gas Metano de Carbón (Coalbed Methane o CBM)**

El metano en este depósito puede presentarse de forma líquida directamente en el interior de los poros o como gas libre en las fracturas abiertas de las capas de carbón de poca profundidad.

### **3.1.1.2.2 Hidratos de Gas (Gas Hydrates)**

Generados bajo condiciones de muy baja temperatura y alta presión, usualmente en los fondos marinos profundos, es básicamente hielo que contiene principalmente metano dentro de su estructura cristalina, el cual tiene un origen biogénico o termogénico. Representa volúmenes muy importantes, pero por el momento existen pocas tecnologías seguras para explotarlo.

### **3.1.1.2.3 Gas de Arenas Compactas (Tight Gas)**

Usualmente se refieren a yacimientos arenosos o carbónicos de muy baja permeabilidad al gas, almacenado en cavidades pequeñas y mal conectadas. Debido a la gran incertidumbre al momento de calcular recursos técnicamente recuperables, se deben identificar puntos dulces, donde se encuentra una considerable cantidad accesible de gas.

#### ***3.1.1.2.4 Petróleo de Arenas Compactas (Tight Oil)***

Comúnmente se refieren a yacimientos arenosos o carbónicos de muy baja permeabilidad al aceite, almacenado en cavidades pequeñas y mal conectadas. La calidad de crudo que presenta usualmente hace referencia a un aceite ligero, de baja viscosidad y mínimos procesos de tratamiento en superficie lo que lo convierte en un recurso económicamente viable.

#### ***3.1.1.2.5 Gas Petróleo de lutitas (Shale Gas/Oil)***

Es el tipo de yacimiento que se simulará en este proyecto, el *shale oil* es uno de los más frecuentes mundialmente dentro de este panorama. Se refieren a yacimientos que tienen lutitas que son ricas en materia orgánica capaz de producir comercialmente hidrocarburos cuando se activan por fractura hidráulica. En este tipo de embalse, la roca fuente actúa como embalse y roca sello a la vez.

### **3.2 Evaluación Petrofísica de los Yacimientos no convencionales**

La evaluación petrofísica de los yacimientos no convencionales para shale gas y shale oil es el paso donde las muestras de roca o núcleos nos dan un prospecto con su análisis en laboratorio de algunas características del ambiente sedimentario, poros, granos de roca y perfilaje con apoyo de registros evaluados por medio de diversos equipos, donde se refleja curvas gamma, registros de inducción y sónico, registros de densidad y resonancia, registros mineralógicos y de imagen.

### 3.2.1 *Microsísmica*

Las diversas propiedades para estimar geofísicamente el transporte de fluidos entre las rocas es uno de los objetivos más importantes en yacimientos. Las ondas sísmicas transmiten energía mediante el movimiento de partículas de material sólido en respuesta a los cambios de presión local y volumen de roca; Esta estimulación de fractura se visualiza en la operación. Es un método probabilístico que, combinado con medidas derivadas del inclinómetro, puede identificar la existencia de cambios mecánicos en el subsuelo en un área amplia con un enfoque en el tratamiento del pozo (Shlumberger, 2016).

Los geocientíficos usan estos datos (medidos en nano voltios nV) tomados de los receptores emplazados en fondo y en superficie que registran las formas de ondas, todo para mapear la extensión y la evolución de los eventos microsísmicos, cuantificación de las magnitudes y direcciones de los esfuerzos y las variaciones del desplazamiento en el volumen del yacimiento afectado; al relacionarse con la deformación y esfuerzos en el yacimiento y formaciones adyacentes, se usan para realizar una buena estimulación. Pueden realizarse suspensión del bombeo de las etapas en dado caso que haya aumento de las fracturas indeseadamente, o también utilizar tecnologías de divergencia u omitir las etapas del tratamiento (Erazo, Barceló, 2018).

Posteriormente los ingenieros de yacimientos combinan la evolución espacial y temporal junto con información extra para determinar el estado de los esfuerzos y los trayectos del flujo como el cálculo de Volumen del Reservorio Estimulado (*SRV, Stimulated Reservoir Volume*), prediciendo la productividad, realizando un análisis de crecimiento de fracturas para prever conexión con acuíferos y su posible contaminación en zonas someras producto del fracturamiento hidráulico por migración de fluidos promovidos por la estimulación; al realizar este trabajo no se

certifica la llegada del agente de sostén a la localización especificada, por lo que se debe estimar cuidadosamente el SRV.

### 3.3 Cálculo De Volumen In Situ

Los cálculos de volumen en sitio son métodos estadísticos basados en varios pozos tipo, pero el recurso disponible en el yacimiento tiene varias formas de hallarse, entre estas la siguiente:

Método tradicional, donde se usa mapas de subsuelo e isópacos basados en información obtenida de registros eléctricos, núcleos, pruebas de formación y de producción. La ecuación (1) es utilizada para calcular el volumen de petróleo original en sitio:

$$N = \frac{7758 V_b \phi (1 - S_w)}{B_{oi}} \quad (1)$$

Donde N es el OOIP (*Original Oil in place*) en superficie representado en STB (*Stock tank barrel*),  $V_b$  es el volumen de roca, también definido como área del yacimiento (en acres) multiplicado por el espesor promedio (en ft pies),  $\phi$  la porosidad,  $S_w$  la saturación de agua y  $B_{oi}$  el factor volumétrico del aceite en barril/STB. Como  $V_b$  se usa a veces el SRV obtenido en microsísmica o el volumen total de la roca de un área. Para hallar volúmenes de roca a partir de mapas geológicos se utiliza el planímetro, con este dispositivo se miden áreas de cada contorno y se usan método trapezoidal, piramidal, entre otros.

Se varía el término N si es para gas o aceite, cambian todos los modelos por los específicos en el tipo de hidrocarburo a estudiar.

Los yacimientos no convencionales de shale tienen especificaciones únicas por lo que necesitan un tratamiento único, tecnológicamente la incertidumbre geológica presente en la variación de producción y también así en la viabilidad económica de llevar a cabo el procedimiento, se sitúa en las herramientas avanzadas para la caracterización del yacimiento como para llevar a cabo el proceso de perforación y conectividad.


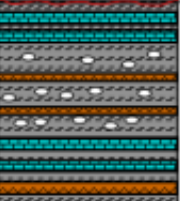
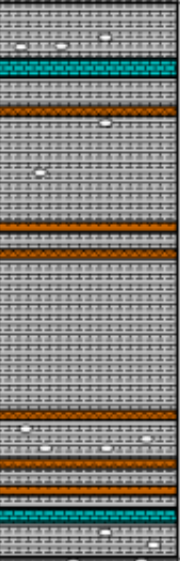
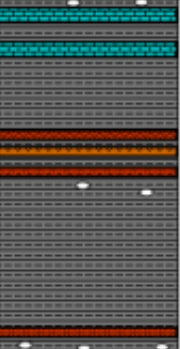
### **3.4 Formación La Luna como yacimiento no convencional en Colombia**

#### FORMACIÓN LA LUNA








Según la EIA (*U.S. Energy Information Administration*), esta formación se encuentra en la cuenca ubicada en el Valle Medio del Magdalena, donde ocupa un área de 6,200 kilómetros cuadrados. En esta se encuentra un sistema clásico de shale en el que la roca cumple la función de tipo fuente, reservorio y sello, depositada en un ambiente marino de aguas profundas, y se considera la principal roca fuente de hidrocarburos en esta cuenca.

La formación La Luna se puede describir litológicamente como consistente en lutitas calcáreas, y cantidad variable de caliza intercalada y en pocos lechos finos de sílex. En esta se encuentran 3 miembros con descripciones similares, pero variación en profundidad, litología, espesor y tiempo de formación, como se visualiza en la Figura 2 la columna estratigráfica de la Formación La Luna (Torres, 2006).

Figura 2 Columna estratigráfica Formación La Luna y descripción de los miembros en la sección.

AGE	Fm	Lithology	Thickness	Description
SANTONIAN CONIACIAN	Umir		9mts 29.57 ft	Coaly Shale lamina.
	La Luna Calebo member		55mts 180.45 ft	Black Calcareous shale, compacted, planar lamination. At the top part, intercalation with dark limestones. At the middle intercalation of dark shale with siliceous cherts and claystone lamina. Calcareous nodules are abundant. At the bottom, intercalation with siliceous limestones and dark cherts.
TURONIAN	La Luna Pujamana member		155mts 508.53 ft	Black Calcareous shale, compacted, planar lamination. At the middle intercalation with siliceous and calcareous cherts. Carbonate and phosphatic concretion are present and distributed arbitrarily. At the bottom calcareous limestones intercalation with gray shales and siliceous claystone layers.
	La Luna Salada member		100mts 328.08 ft	Black Calcareous shale, compacted, planar lamination. At the top part, intercalation with dark limestones. At the middle intercalation of dark shale with siliceous cherts and claystone lamina. Calcareous nodules are abundant and sizes above 50cms diameter. At the bottom, intercalation with claystones and abundance of calcareous and phosphatic nodules.

**LEGEND**

-  Calcareous Shale
-  Coaly Shale Lamina
-  Calcareous Limestone
-  Chert
-  Siltstone
-  Black siliceous Shale
-  Calcite Nodules

Nota: Torres, E., et al. Characterization of the Cretaceous La Luna Formation as a shale gas system, Middle Magdalena Basin, Colombia. Conoco Phillips School of Geology & Geophysics. 2009. p. 2. (Figure)

## 4. Fluidos de Fracturamiento

Para realizar una acertada simulación en un proceso de estimulación hidráulica en yacimientos no convencionales, la selección de un fluido de fractura adecuado es uno de los principales factores a tener en cuenta para el éxito de la misma ya que este tiene como objetivo la generación de fracturas hidráulicas y el transporte de un aditivo de soporte para evitar el colapso de la fractura (propante), transmitiendo presión hidráulica desde las bombas en superficie hasta la roca de formación se logra la fractura de esta, creando canales de alta conductividad con el fin de producir hidrocarburos.

Existen diversos tipos de fluidos de fracturamiento como son los fluidos base aceite, base agua, base espuma, base ácido, base alcohol, emulsionados y fluidos criogénicos como el N<sub>2</sub> Líquido y el CO<sub>2</sub> Líquido. Adicionales a las características esenciales que debe tener el fluido, existen otras características también para tener en cuenta al momento de hacer la respectiva selección:

Compatibilidad Roca/Fluido.

Capacidad de suspensión y transporte del agente propante.

Bajo daño a la conductividad de las fracturas.

Bajas pérdidas de líquido y su buena recuperación.

Ambientalmente seguro.

De bajo costo.

### 4.1 Clasificación de Fluidos para el Fracturamiento Hidráulico

Los yacimientos requieren un fluido específico para la operación de fracturamiento o *fracking*; debido a que cada formación posee características diferentes e intrínsecas (presión,

temperatura, permeabilidad, etc.) los fluidos de fractura se diseñan para cada tipo de formación con el fin de encontrar el fluido con mejores características y mayor compatibilidad.

Para formaciones de *Shale* se usan diferentes técnicas con fluidos de varios tipos, Gandossi, L., & Von Estorff, U. (2013) en su investigación “*An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production*”, reúne la información consolidada de fluidos en general estudiados resumidos a continuación:

#### **4.1.1 Fluido Base Agua**

Actualmente el 80% de las operaciones de fracturamiento utilizan estos fluidos los cuales pueden ir desde la simple mezcla de un reductor de fricción hasta un fluido polimérico complejo con una amplia variedad de aditivos. Su bajo costo, disponibilidad, falta de problemas asociados a incendios, fácil disposición en todo tipo de áreas entre otras características son las que hacen que sea tan frecuente su utilización en los procesos de fracturamiento.

#### **4.1.2 Fluido Base Espuma**

Las espumas han sido consideradas durante un largo tiempo como uno de los mejores fluidos de fracturamiento al momento de tratar con formaciones sensibles al agua y en entornos donde el agua no es de fácil acceso. Requieren un menor consumo de agua casi nulo, causan menos daño en los yacimientos sensibles al agua y presentan menos líquido que recuperar y manejar terminado el proceso de fracturamiento.

La expansión de la fase gaseosa después del tratamiento contribuye a recuperar la fase líquida introducida con las espumas. Fluidos de dos fases que son formados cuando un gran volumen de fase interna (típicamente del 55 al 95%) se dispersa como pequeñas entidades discretas a través de una fase líquida continua. Estos fluidos son muy versátiles debido a las características de baja densidad y alta viscosidad. Algunos autores afirman que la fractura con espuma parece ser

ventajosa sobre la fractura hidráulica a base de agua convencional porque una menor cantidad de agua puede traducirse en menos cantidades de aditivos químicos peligrosos para la salud en el fluido de fracturación.

#### ***4.1.3 Fluidos Base Aceite***

Surgen de la necesidad de utilizar un fluido que fuese óptimo al transportar un propante que no generará alteraciones en situaciones donde las formaciones eran sensibles a la intrusión de fluidos acuosos. En la mayoría de los casos la fricción del bombeo de este tipo de fluido es mayor en comparación a la de un fluido polimérico lo que repercute en una baja potencia hidráulica lo que implica un mayor gasto de energía para obtener un desarrollo óptimo del proceso. Con el desarrollo de aditivos reductores de fricción se ha podido mitigar este inconveniente ya que ayudan a contrarrestar la fricción generada por altos caudales de bombeo.

#### ***4.1.3 Fluidos Base Alcohol***

Debido a su amplio uso como estabilizador de temperatura, este tipo de fluido se ha ganado su lugar dentro de los fluidos para fracturamiento. Adicional a esta característica se encuentran la miscibilidad con agua, afinidad con formaciones sensibles al agua, baja tensión superficial y remoción de bloqueos por agua.

En altas concentraciones es común que los fluidos base metanol presenten dificultades en el control de la degradación ya que se necesitan grandes concentraciones de cualquier tipo de rompedor para completar la degradación. Usualmente presentan inconvenientes relacionados a los vapores del alcohol liberados y el peligro de combustión latente.

#### ***4.1.4 Fluidos Base Ácido***

En el fracturamiento ácido, el fluido es utilizado para “grabar” canales en la roca que comprometen la fractura a diferencia de un fracturamiento con propante en el cual el proceso de

abrir la fractura se da luego que el procedimiento ha sido completado. Debido a esto la roca debe ser parcialmente soluble en ácido para que así los canales puedan ser grabados en las paredes de las fracturas.

En las formaciones de Shale, a pesar de que muchas presentan una cantidad significativa de limolita y carbonatos solubles, el contenido de ellos no se presenta en una fase continua y por lo tanto es difícil la utilización de este tipo de fluidos base ácido.

#### ***4.1.5 Fluidos Emulsionados***

Estos fluidos presentan un comportamiento no newtoniano con una buena capacidad del agente propante, estas emulsiones se hacen con ácido o agua en crudo y crudo en agua. En el caso de las emulsiones agua/crudo estas presentan altas viscosidades y bajas pérdidas tanto por fricción como a la formación; en las emulsiones crudo/agua la viscosidad aparente está en función del porcentaje del crudo presente y la gelificación de la fase acuosa.

Los estudios se han realizado alrededor de formaciones con ph no ácido, por lo que se restringe el uso en este tipo de yacimientos.

#### ***4.1.6 Fluidos Criogénicos o Energizados***

Este tipo de fluidos difiere entre los de base espuma debido al porcentaje v/v del gas utilizado. Ya que en estos casos el porcentaje v/v del gas no supera al 52% en condiciones de yacimiento, no hay suficientes burbujas de gas para estar en contacto unas con otras. Generalmente se utilizan entre 30 y 35% del gas con la finalidad de conservar las propiedades reológicas del fluido base permitiendo de este modo simular de forma apropiada la geometría de la fractura.

Estos sistemas se utilizan principalmente para la recuperación del fluido en el tratamiento de flowback que se realiza inmediatamente después de la estimulación. Ya que este tipo de fluidos

se caracteriza por presentar un gradiente hidrostático mucho menor que el fluido base, requiere menor energía para su recobro posterior.

## **4.2 Aditivos**

Los aditivos son parte especial en el fluido de fracturamiento, pues cada uno de los siguientes agentes cumplen determinados roles para hacer más efectivo el cumplimiento del objetivo del fluido de fracturamiento en el proceso, como se sintetiza en la Tabla 1, cada compuesto tiene una finalidad, entre estos se encuentran los mencionados a continuación.

### ***4.2.1 Reductores de Fricción***

El rápido interés en el uso de agua no gelificada como fluido de fractura específicamente para los reservorios de shale gas, ha necesitado el uso de reductores de fricción. Estos no sólo reducen la fricción y el requerimiento de potencia asociados a la operación de bombeo, si no que asimismo protegen a los equipos por el deterioro debido a las elevadas tasas que se manejan. Las elecciones más frecuentes en cuanto a reductores de fricción han sido agentes tensioactivos. Sin embargo, ellos no funcionan como reductores de fricción en el régimen altamente turbulento presente en los trabajos de altas tasas de inyección (Campos, 2018).

### ***4.2.2 Amortiguadores***

Se utilizan para la dispersión adecuada de las partículas en el agua y también para la hidratación en el caso de los polímeros, ya que la estabilidad de estos depende del pH esté se ajusta con amortiguadores. Las soluciones se componen por un ácido débil y una base conjugada o una base débil y un ácido conjugado, estas pueden resistir al cambio de concentración de los iones hidrógeno e hidróxido y por lo tanto el pH (Campos, 2018).

### **4.2.3 Agentes Gelificantes**

En la historia de la industria, polímeros naturales como almidones, guar y derivados de la celulosa se han utilizado para dar viscosidad al agua, esto mediante su hidratación e hinchamiento para proporcionar la viscosidad necesaria en la base. Para reducir la carga en los mismos, estos fluidos se pueden reticular y de esta forma mejorar su rendimiento y estabilidad térmica (Campos, 2018).

### **4.2.4 Reticulantes**

Esta es la forma más rentable para dar un aumento de viscosidad de los fluidos utilizados en el proceso de fracturación sin aumentar la cantidad de agente gelificante. Cada agente presenta sus propias ventajas y desventajas ya que cada uno maneja intervalos específicos en pH y temperatura.

El proceso de reticulación más frecuentemente utilizado es con borato, la cual ocurre a un pH alto o la reticulación con metal. Los fluidos reticulados con borato presentan propiedades de transporte casi perfectas y se recuperan si sufren un corte, ya que la reticulación depende en gran parte del pH, cuando se utiliza en pozos donde el pH es casi neutro estos fluidos se limpian por encima del 90% (Campos, 2018).

### **4.2.5 Propantes**

El material de soporte es el material más importante durante un tratamiento ya que su objetivo es apuntalar la apertura de la fractura después de que esta ha sido creada, tener una larga duración y mantener las caras de la fractura separadas para permitir el flujo de los fluidos por la misma. Los residuos de fluidos y propante aplastado pueden afectar adversamente la permeabilidad del propante empacado en la fractura. El propante aplastado genera un daño mecánico el cual es gobernado por los esfuerzos in situ en la formación. En pozos de gas puede

haber un efecto negativo adicional, la reducción de la permeabilidad aparente debido a un flujo no- Darcy. Entre las propiedades que afectan el desempeño del propante se encuentran el tamaño uniforme, esfericidad y redondez, densidad, alto esfuerzo compresivo, estabilidad a la presión de yacimiento e insolubilidad en los fluidos del yacimiento (De Campos, 2018).

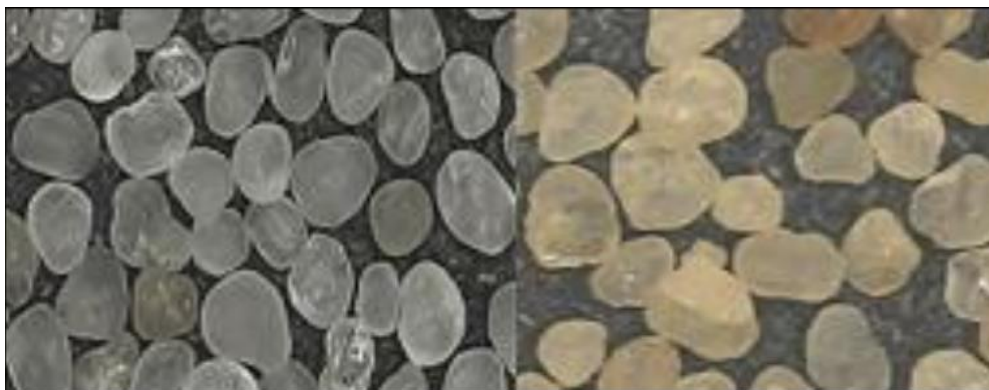
#### ***4.2.6 Tipos De Agentes De Sostén***

El agente apuntalante de mayor uso en la industria del petróleo es la arena. Actualmente se encuentran dos grandes categorías de propantes, uno de origen natural y el otro manufacturado; la siguiente figura muestra la reducción en la conductividad para distintos tipos de propantes al aumentar los esfuerzos (Fan, 2018).

##### **4.2.6.1 Arena**

La arena de Ottawa es la más utilizada en la industria de los hidrocarburos, se caracteriza por sus granos de cuarzo monocristalino de color claro que conduce a una mayor resistencia al esfuerzo de grano. La arena Brandy es la menos costosa de los propantes y también es natural, es más oscura que la arena Ottawa. Su estructura es policristalina con impurezas (Campos, 2018). En la Figura 3 se aprecian los granos de la arena Ottawa y Brady respectivamente.

**Figura 3 Granos de la arena Ottawa y Brady.**



Fuente: *ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. p. 287-316.*

También se encuentran arenas sintéticas para el uso de agentes de sostén como los cerámicos de resistencia intermedia (ISP), cerámicos livianos (LWCP), arenas recubiertas con resina (RCS) o Bauxita como se ve en Figura 4.

**Figura 4 Granos de la arena de izquierda a derecha ISP, LWCP y RCS respectivamente.**



Fuente: Foto por Carbo Ceramics Inc. 2009.

#### **4.2.6.2 Cerámicos**

El primer propante cerámico de alta resistencia fue la Bauxita. Debido a que contiene corundum, uno de los materiales más duros que se conocen, se utiliza en pozos profundos sometidos a grandes esfuerzos in situ. Gracias a su fabricación posee muy buenas características de esfericidad y redondez. Los cerámicos están disponibles entre los 12 hasta los 70 mesh. En la siguiente figura se aprecian los granos de propantes cerámicos de Bauxita (Arévalo, 2018).

Propantes cerámicos de bajo peso compuestos de silicato de alúmina de gran dureza son utilizados por su gran esfericidad, alta resistencia y distribución homogénea en el tamaño del grano.

Es de suma importancia diferenciar las características de cada propante. La arena, por otra parte, es la más económica y, por lo general, proporciona suficiente conductividad de fractura para la fractura hidráulica, dependiendo de la malla designada, para presiones de corte inferiores a 8.000 psi. Su gravedad específica es de unos 2,65. La arena recubierta con resina de curado es una solución intermedia entre la arena normal y los soportes de alta resistencia. Tienen una conductividad similar a la arena convencional y una mayor resistencia que varía entre 1,000 y 2,000 psi (Arévalo, 2018).

La bauxita y los cerámicos son de alta resistencia y se usan en pozos profundos en general, uno de los inconvenientes técnicos además de su elevado costo, es la alta densidad, que aumenta los requerimientos del fluido para arrastrar un material más pesado (3,6 g/cc para la bauxita y de 2,9 g/cc para los cerámicos aproximadamente) (Campo, 2018).

**Tabla 1: Compuestos de los fluidos de inyección**

<b>Categoría compuesta</b>	<b>Propósito</b>	<b>Ejemplo</b>
<b>Agentes tensoactivos/agentes humectantes</b>	La reducción de la tensión superficial de los líquidos, la viscosidad aumenta	Isopropanol
<b>Sal</b>	Genera un fluido portador de salmuera	Cloruro de potasio
<b>Inhibidor de incrustaciones</b>	Prevención de deposición de precipitado poco solubles, anticongelante	Etilenglicol
<b>Reguladores de pH</b>	Mantiene la eficacia de otros componentes	Carbonato de Sodio o Potasio
<b>Gelato (agente gelificante)</b>	Mejora el transporte de agentes de sostén	Goma, guar, hidroxietil celulosa
<b>Chain Braker (Breaker)</b>	La reducción de la viscosidad de los fluidos que contienen gel, para depositar el agente de sostén	Persulfato de Amonio
<b>Reticulante</b>	Mantiene la viscosidad del fluido con los aumentos de temperatura	Sales de borato
<b>Control del Ion de Hierro</b>	Prevención del crecimiento bacteriano, la prevención de la	Glutaraldehido

	bicapa, evitar la formación de sulfuro de hidrógeno por las bacterias reductoras de sulfato	
<b>Ácidos</b>	Limpieza de partes de perforación y cemento; resolución de minerales solubles en ácido	Ácido Clorhídrico o Ácido Muriático
<b>Reductor de fricción (aditivos)</b>	La reducción de la fricción dentro de los fluidos permite que se bombee el fluido de fracturación a velocidad mayor y menor presión	Poliacrilamida, Aceite Mineral
<b>Anti-Oxidante</b>	Elimina el oxígeno para evitar la corrosión	Bisulfato de Amonio
<b>Agentes de sostén</b>	Sostiene las fracturas abiertas para permitir la movilidad del gas	Sílice, Arena de Cuarzo
<b>Estabilizador de alta temperatura</b>	Prevención de una descomposición prematura de gel a altas temperaturas	----
<b>Solvente</b>	Mejora la solubilidad de los aditivos	----
<b>Espumas</b>	Apoyo del transporte de agente de sostén	----
<b>Carroñero de Sulfuro de Hidrógeno (Carroñero de SH<sub>2</sub>)</b>	La eliminación de sulfuro de Hidrógeno para evitar la corrosión del sistema	----
<b>Estabilizadores de Arcilla</b>	Reducir la inflación y el desplazamiento de las arcillas	----
<b>Inhibidor de corrosión</b>	Evita la corrosión en las tuberías	N, n-Dimetilformamida
<b>Biocida/Bactericida</b>	Prevención del crecimiento bacteriano, la prevención de la bicapa, evitar la formación de sulfuro de hidrógeno.	Glutaraldehido

Adaptado de proyecto Arévalo Peña, J. J. (2018). Valoración de alternativas de tratamiento de fluidos de perforación en la industria petrolera. Universidad Militar Nueva Granada.

## **4.3 Técnicas de Fracturamiento Hidráulico**

### ***4.3.1 Channel Fracturing o Highway***

Consiste básicamente en la inyección de fluidos en dos etapas de flujo. La primera, llamada etapa de colchón, en la que el fluido libre de propante es inyectado a un caudal y presión tal para generar la fractura. En la segunda etapa, conocida como etapa de lechada de propante, se ubica el material apuntalante en la fractura, lo que permite que los canales permanezcan abiertos. En la técnica Channel Fracturing se deben crear empaques de propante que formen pilares dentro de la fractura. Un parámetro fundamental para el éxito de la técnica es la estabilidad de los tapones de propante, puesto que con el tiempo estos tienden a dispersarse. El uso de fibras de aleaciones con memoria, tanto en los pulsos limpios como en los pulsos cargados de propante, soluciona el problema de dispersión del tapón (Martinez, 2020).

### ***4.3.2 Fracturamiento Multietapas***

Es la técnica de estimulación más usada en yacimientos de Shale Plays. Con el fin de optimizar los procesos, se han hecho modificaciones en esta técnica ya sea en el completamiento (sistemas *open hole*), en los fluidos (inyección por etapas) o en el propante (uso de cerámicos). Con el fin de aumentar el volumen de yacimiento estimulado (SRV), aumentar la conductividad de las fracturas hidráulicas, lo que al final va a repercutir de forma positiva en la producción (Correa, 2019).

### ***4.3.3 Fracturamiento Multilateral***

Facilita la explotación de yacimientos de *Shale Plays* que por su espesor y heterogeneidad requieren diseños específicos para el fracturamiento de cada sección. Al perforar dos secciones horizontales a partir de un pozo vertical se reducen los costos y los requerimientos en superficie, además con estas prácticas se aumenta el volumen de yacimiento estimulado. Esta técnica es útil

ya que proporciona soluciones a ciertas operaciones que tienen limitaciones en superficie para llevarse a cabo (Correa, 2019).

#### ***4.3.4 Simul-Frac***

Es una técnica en la que secciones adyacentes de un yacimiento son fracturadas hidráulicamente, al mismo tiempo, en mínimo dos pozos, que son perforados en el sentido del esfuerzo horizontal mínimo. Algunos (pero no todos) son perforados a la misma profundidad. Los pozos son estimulados en sentido “*Toe to Heel*” por etapas de forma simultánea. El objetivo es ubicar las fracturas hidráulicas más cerca una de otra para tomar ventaja de la región de esfuerzos tensiles cerca al perímetro de la fractura (Correa, 2019).

#### ***4.3.5 Zipper y Zipper Modificado***

Consiste en la estimulación secuencial de pozos paralelos. Gracias a la perturbación de los esfuerzos en las fracturas de cada uno de los pozos se crea una red de fracturas compleja y densa lo cual aumenta el SRV.

### **5. Propiedades en Yacimientos No Convencionales**

El petróleo y el gas contenido en lutitas, que contienen tamaño de partículas o granos muy finos que forman la roca, donde las características de estas toman rol importante en la definición del yacimiento, para lograr su caracterización y estudio adecuado es de interés conocer las siguientes propiedades:

#### **5.1 Propiedades Físicas del Medio Poroso**

Las características de interés consideradas en una roca en el yacimiento desde el punto de vista de la ingeniería de yacimientos, provenientes del laboratorio o registros eléctricos y análisis de pruebas de presión, junto con correlaciones publicadas útiles en la obtención de estas

propiedades en algunos casos, se necesitan para efectuar la simulación. Los datos petrofísicos siguientes.

### **5.1.1 Porosidad**

Por definición es la relación existente entre el volumen poroso y el volumen total de la roca. Determina los volúmenes de petróleo o gas que pueden estar presentes, y todas las operaciones de recuperación se fundan en la determinación de su valor. Se define como la fracción del volumen total de la roca no ocupada por la matriz o esqueleto mineral de la misma. Representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Existe una clasificación de acuerdo con los poros interconectados, los que se dividen en porosidades absoluta, efectiva y relativa o no efectiva.

Los poros en la matriz de lutitas no son grandes, pues el tamaño de poros se ve reflejado en la producción por la cuantía de gas absorbido por la matriz. La clasificación de la porosidad se dictamina con base su tamaño de poro, que tiene un rango desde microporos (< 2 nm de diámetro), mesoporos (2 a 50 nm) y macroporos (>50 nm), según estudios los microporos y mesoporos dan significativa producción (Keller et al, 2011).

En las zonas productivas de la formación en shale, la porosidad promedio oscila entre los valores de 3 y 6 %, mientras que en las improductivas es tan baja como 1%. La porosidad entre partículas puede haber resultado de la descomposición térmica del kerógeno en el petróleo (Bruner y Smosna, 2010).

### **5.1.2 Saturación de Fluidos**

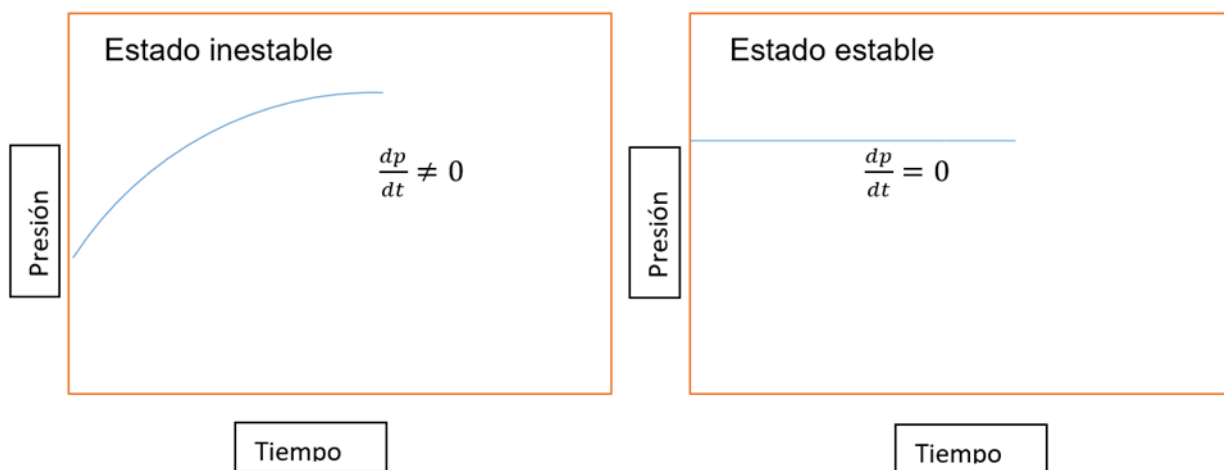
Expresa la cantidad de fluido que satura el medio poroso. Conocida esta cuantía se puede determinar el fluido existente en una roca. Se representa en porcentaje.

En los yacimientos no convencionales debe alojarse aceite y/o gas libre en espacios de poros (micro, nanoporosidad) y fracturas.

### 5.1.3 Estados de Flujo

De acuerdo con la variación de una propiedad respecto al tiempo existen tres estados de flujo: flujo estable, flujo pseudoestable y flujo inestable. Donde el flujo estable se caracteriza por que la presión del yacimiento no cambia con el tiempo y se conserva la masa, este tipo de flujo se encuentra en yacimientos con empuje de agua o capa de gas. El flujo inestable presenta variaciones de la presión con el tiempo y el flujo pseudoestable es un flujo inestable pero considerado temporalmente estable.

**Figura 5: Estados de Flujo**



La geometría de flujo más importante en el yacimiento es de forma radial, pues las líneas de flujo se dirigen hacia el centro, también es llamado flujo cilíndrico. El flujo lineal se representa mediante líneas de flujo paralelas dentro del yacimiento, aunque no es muy común está presente en lentes de arena o fracturas hidráulicas. Este flujo es importante en la determinación del flujo en formación verticalmente. Cuando las líneas de flujo toman forma tridimensional hemisférica o semiesférica en dirección al pozo se llaman flujo hemisférico.

#### **5.1.4 Permeabilidad**

La permeabilidad por definición es la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos.

Permeabilidad absoluta es aquella permeabilidad que es medida cuando todo el medio poro está saturado por dicho fluido. Permeabilidad efectiva es la medida a un fluido en presencia de uno o varios fluidos que saturan el medio poroso. Permeabilidad relativa es la relación que hay entre la permeabilidad efectiva y la absoluta, es importante su uso en la ingeniería de yacimientos ya que da una medida de la forma como un fluido se está desplazando por los poros de la roca. A la saturación residual de crudo ( $S_{or}$ ) o a la saturación de agua connata ( $S_{wc}$ ) se tiene que la permeabilidad efectiva es aproximadamente igual a la absoluta.

#### **Permeabilidad en Yacimientos Convencionales y no Convencionales**

La diferencia global entre los yacimientos convencionales y no convencionales radica en varias características, notoriamente en la permeabilidad; por ejemplo, las lutitas que realmente son areniscas de grano muy fino no permiten la interconexión entre los poros, mientras que las areniscas que componen los reservorios convencionales de producción de gas y petróleo si permiten la mayoría de flujo de los fluidos de manera más sencilla. La permeabilidad de estos yacimientos convencionales puede tener rangos entre 0.5 a 20 milidarcies, mientras las lutitas de gas pueden tener permeabilidades de 0.000001 a más de 0.0001 md (o de 1 a más de 100 nanodarcies,  $1 \times 10^{-6}$  mD o micro-Darcy ( $1 \times 10^{-3}$  mD) (Escobar, 2009).

#### **5.1.5 Gradiente de Presión**

La compresibilidad de la formación dada para un intervalo de producción y una temperatura es el cambio de volumen por unidad de volumen inicial, causado por una variación de presión que ocurre en el yacimiento. El peso de la roca proporciona una presión de sobrecarga, el

espesor de la roca y los fluidos de formación en los espacios porosos soportan el peso de la roca, cuando el petróleo es extraído desde las rocas yacimiento, decrece la presión en el espacio poroso, la reducción de volumen en relación con la temperatura es conocida como compresibilidad de la formación.

Es específica para cada tipo de roca, relaciona la porosidad y correlaciones para por ejemplo areniscas consolidadas y formaciones limosas. A profundidades mayores a 900 metros y 3000 metros. En el caso de yacimientos no convencionales ronda valores como por ejemplo en la formación Eagle Ford: 0,4 – 0,8 psia/pie a un rango de profundidad de 2500 a 14000 ft (Arévalo, 2016)

#### **5.1.6 Movilidad**

Se le llama a la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de un fluido. La relación de movilidad hace referencia a la relación entre el fluido desplazante sobre el desplazado, si el fluido desplazante es agua, por ejemplo, la relación de movilidad sería:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} \quad (2)$$

Donde estas características son de un fluido e específico, el desplazante o el desplazado. En el caso de las formaciones de shale no hay buena movilidad pues la viscosidad del fluido es alta, por lo que los procesos EOR son importantes luego de la producción inicial por método de fracturamiento hidráulico (Leal, 2020)

#### **5.1.7 Tensión Interfacial y superficial**

La tensión superficial es una propiedad fundamental termodinámica en la zona que separa dos fases, la región con solubilidad menor, la cual debido a fuerzas atractivas más fuertes entre

moléculas de una fase hace que exista otra fase diferente; también se define como la superficie de energía libre/unidad de área, presente en la interfase de dos fluidos inmiscibles.

Al observar dos fases en diferente estado de la materia como líquido y vapor, se aplica el término de tensión superficial. Hay propiedades adicionales como los coeficientes de adsorción, y propiedades estructurales microscópicas como lo son los perfiles de densidad y distribución radial (Diaz, 2013).

### ***5.1.8 Mojabilidad***

Se define como la tendencia de un fluido en presencia de otro inmiscible de adherirse o no a una superficie con tendencia específica, en la referencia con crudo y agua. Es beneficioso si la mojabilidad de los granos es al agua, pues la movilidad mayor será la del aceite, es lo que se busca conseguir con el fracturamiento hidráulico.

### ***5.1.9 Composición Litológica***

Se determina por los diferentes componentes o tipos de roca presentes en el yacimiento. En los no convencionales la composición litológica se conforma en su mayoría más del 50% cuarzo y/o carbonatos.

## **5.2 Propiedades de los Fluidos del Yacimiento**

### ***5.2.1 Propiedades PVT***

Para determinar estas propiedades, hay procesos determinados principalmente consisten en determinar en el laboratorio una serie de propiedades físicas de un fluido en el yacimiento (petróleo, agua o gas) que relacionan presión, volumen y temperatura. El paso previo en un buen análisis PVT consiste en obtener una muestra representativa del depósito en sus condiciones de presión y temperatura. En este sentido, existen unas normas muy detalladas y empresas

especializadas para tomarlas según el tipo de líquido a examinar. Por lo general, hace referencia a un aglomerado de propiedades de volumen medidas a una presión y una temperatura determinadas. Estas propiedades son el factor de composición volumétrica del petróleo, el gas y el agua, el gas disuelto en el crudo, la viscosidad del crudo, y factor volumétrico bifásico, entre otras, donde cada una de estas propiedades están en función de la presión y/o temperatura junto con otros factores.

El desarrollo de estas pruebas en el laboratorio mide principalmente propiedades dependiendo de la prueba en específico que se realice, entre las que se encuentran:

- Liberación instantánea
- Liberación diferencial

Se procura simular en estas pruebas las condiciones del yacimiento lo más cerca posible, estas propiedades de los fluidos que se requieren en un trabajo de simulación son:

- Factores de volumen de agua, aceite y del gas.
- Compresibilidad del agua, del aceite y del gas.
- Viscosidades del agua, del aceite y del gas.
- Compresibilidad del agua, del aceite y del gas.
- Relación de solubilidad en el aceite y en el agua
- Presión de saturación.
- Comportamiento de fases.

### 5.2.2 Saturación fluido

La saturación es la proporción que indica el volumen de medio poroso que está ocupado por un fluido. Teniendo en cuenta esto se puede calcular de forma volumétrica, como cantidad de fluido en una formación rocosa

### 5.2.3 Propiedades adicionales de fluidos

Las características intrínsecas de fluidos afectan al flujo de fluido, como la viscosidad, densidad y composición, afectan en la resistencia al flujo y en la capacidad de desplazamiento por el medio poroso.

## 5.3 Propiedades de las Rocas Influyentes en la Forma de la Fractura y sus correlaciones principales

### 5.3.1 Mecánica de Rocas

Es la ciencia que estudia las propiedades y características de los cuerpos rocosos, los cuales tienen ambientes a su alrededor los cuales someten la roca a esfuerzos y efectos varios que dan pie al control de situaciones en los procesos directos de ingeniería de petróleo.

Las propiedades de la roca resultan en intrínsecas y ambientales, son clave para la estimulación de un yacimiento, se observan en las Tablas 2 y 3, cada parámetro se usa para configurar la estimulación de un yacimiento.

**Tabla 2: Propiedades intrínsecas de la roca para fracturamiento hidráulico.**

<b>Propiedad intrínseca de la roca</b>	<b>Descripción</b>
<b>Composición</b>	Describe la elasticidad o rigidez de una piedra. Las rocas rígidas tendrán más fracturas naturales que las rocas dúctiles, aplicando un esfuerzo uniforme.

<b>Espesor Litológico</b>	Una estructura homogénea delgada tiene una densidad de fractura más alta que una de mayor grosor.
<b>Diagénesis</b>	Describe los cambios físicos, biológicos y químicos que sufre una roca después de haberse depositado. Estas propiedades reflejarán propiedades como la abertura de fractura, el tamaño del grano, la mineralogía, etc.
<b>Permeabilidad</b>	Se supone que los embalses con baja permeabilidad de la matriz tendrán fracturas largas, y con alta permeabilidad, las fracturas hidráulicas serán cortas y largas.
<b>Porosidad</b>	Las fracturas hidráulicas en porosidades bajas son más largas que en porosidades altas, lo que puede provocar la pérdida de fluido de fractura.
<b>Propiedades isotrópicas o anisotrópicas</b>	Las rocas isotrópicas no tienen deformación antes de la fractura, por lo que son rígidas. Las rocas anisótropas sufren deformaciones, por lo que se clasifican como plásticas. En las rocas más duras, la fractura hidráulica se produce con menor esfuerzo.
<b>Tamaño de grano</b>	Se relaciona con la permeabilidad de la roca en un sistema con fracturas naturales abundantes.
<b>Ubicación estructural</b>	Esto le permite encontrar características litológicas más atractivas para un diseño óptimo de fracturación hidráulica.

*Nota: Adaptado de Escobar, 2012. Ingeniería de Yacimientos. Universidad Sur Colombiana.*

**Tabla 3: Propiedades Ambientales características en el yacimiento.**

Propiedad Ambiental	Descripción
Contenido de los fluidos	La presencia de fluidos con un cambio de temperatura puede cambiar el estado de deformación de la roca.
Presión	La presión confinada cambia la plasticidad de la roca; Cuanto mayor sea la tensión de confinamiento, mayor será la tensión de rotura.
Profundidad	En comportamiento normal, las rocas más profundas requieren mayor esfuerzo para fracturarse.
Temperatura	Cuando aumenta, más plasticidad de roca, en disminuciones de temperaturas mayor rigidez.

*Nota: Adaptado de Escobar, 2012. Ingeniería de Yacimientos. Universidad Sur Colombiana.*

Con las propiedades específicas de la roca, hay esfuerzos influyentes en estas, que son producidos tanto por agentes externos como por fuerzas influyentes en diferentes direcciones existiendo esfuerzos efectivos principales en cada una de las direcciones. Se representan en el enmallado geomecánico de la simulación.

Los datos y la información geológica del campo son obtenidos de pozos, geología de superficie y núcleos de perforación. Los registros e imágenes logran caracterizar fracturas donde a un núcleo se le realizan pruebas y análisis a nivel micro y macroestructurales, para calibrarlos con registros resistivos; lo que permite identificar fracturas y bandas de cizalla por compactación y dilatación, donde la compactación constituye barreras de permeabilidad y la dilatación permite el flujo de hidrocarburo (Mantilla, 2008).

### ***5.3.2 Correlaciones de Compresibilidad de la Roca***

La compactación en la roca exhibe y saca a notar la característica de elevada compresibilidad, este término se refiere al volumen de poros (VP) o compresibilidad de poro siendo función de la presión, tiene como unidad 1/psi. Las compresibilidades muy altas o extremas pueden causar hasta el 70% u 80% por encima del punto de burbuja y del 20% al 50% o más de expansión por debajo del punto de burbuja.

Se referenció la compresibilidad de los poros como  $C_p$ , la compresibilidad de la matriz como  $(C_r)$  y la compresibilidad total de la roca como  $(C_b)$ .

### 5.3.2.1 Correlación de Hall

La compresibilidad de poros o ( $C_p$ ) se investigó usando una presión exterior constante, se denominó compresibilidad efectiva. Hall utilizó un valor de presión externa como 3000 psi. La correlación puede ser ajustada de la siguiente forma:

$$C_f = \left( \frac{1,782}{\phi^{0,438}} \right) * 10E - 6 \quad (3)$$

Donde  $C_f$  es la compresibilidad de la formación expresada en  $1/\text{psi}$  o  $\text{psi}^{-1}$ ,  $\phi$  es la porosidad absoluta expresada en fracción.

### 5.3.3 Parámetros Influyente en la Geometría de la Fractura

Los esfuerzos in situ en la formación son los que afectan directamente la orientación de una fractura, ya sea esfuerzo tensor o compresor, vertical y horizontal, mínimo y máximo, son los que definirán la dirección de la fractura, que se presenta siempre dirigida perpendicularmente a la dirección del esfuerzo mínimo principal. (Cook, et al, 2007).

Las fracturas siempre se propagan en el camino de menor resistencia, como se mencionó; en un régimen de esfuerzos en tres dimensiones, la fractura será paralela al mayor esfuerzo principal y perpendicular al plan de menor esfuerzo principal. Para crear fracturas horizontales en las rocas, la presión mínima puede calcularse asumiendo la existencia de una fina capa horizontal o fractura natural capaz de liberar fluido a altas presiones ya una distancia importante del agujero, de forma que la presión mínima para generar fracturas horizontales será la presión de sobrecarga.

La configuración necesaria para efectuar una fractura también está relacionada con el estado de tensión de la formación, así que es vital hacer un estudio y análisis pertinente de los parámetros geomecánicos. De dichos parámetros es indispensable contar con constantes elásticas

como: Módulo de Young, módulo de compresibilidad, coeficiente de Poisson, constante de Lamé y el módulo de rigidez.

**Módulo de Young:** Representa la razón existente entre los incrementos de tensión aplicados en el ensayo de tracción y los incrementos de deformación longitudinal unitaria producidos; definiendo la deformación de la roca mediante un esfuerzo de compactación.

**Coefficiente de Poisson:** Corresponde a la relación entre la elongación longitudinal y la deformación transversal en un ensayo de tracción. Es un factor importante en la determinación del gradiente de tensión de la formación.

**Tabla 4: Coeficientes de Poisson de varias rocas.**

Roca	Coefficiente de Poisson
Granito	0,20
Basalto	0,23
Cuarcita	0,14
Lutita	0,10
Caliza	0,23
Esquisto	0,12
Arenisca	0,20

*Fuente: THIERCELIN, M.C., Reservoir Stimulation. 3 ed. Houston: Wiley. 2000. 71 p.*

**Módulo de Rigidez:** Indica la medida de resistencia de un cuerpo a cambiar de forma. También se le llama Dureza de “Brinell”, la cual consiste en la resistencia a la deformación que se aplica a los núcleos de lutitas (principalmente) como indicador de admisión del agente de sostén.

La geometría de fractura se enfoca en los siguientes parámetros:

- Longitud de fractura: se encuentra en función del volumen de tratamiento, esfuerzos de la formación y propiedades de la roca.
- Altura de la fractura: se ve definida por el campo de esfuerzos, propiedades de la formación y gastos de inyección.
- Ancho de la fractura: está en función del módulo de Young y la relación de Poisson.

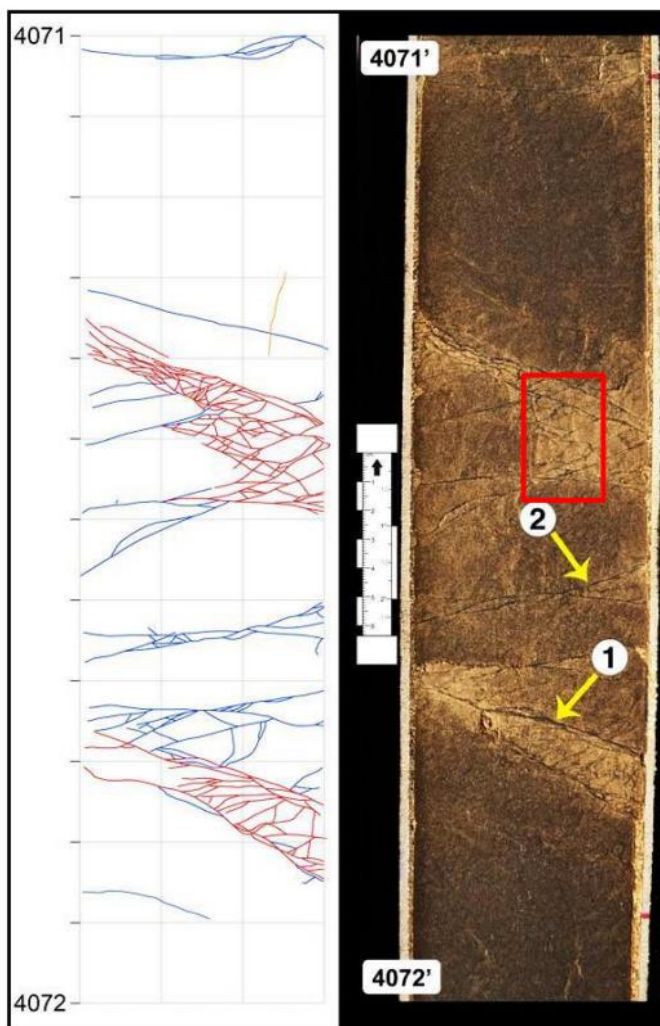
Dependiendo del tratamiento de la fractura, así mismo se trata el Flowback. Hay diversas tecnologías para el tratamiento de aguas de retorno luego de ser usadas para inyección que se conoce que saldrá contaminado, por lo que para su desalinización se suelen utilizar métodos MED, MVC y Osmosis inversa, de igual manera se muestran los tratamientos de aguas contaminadas con compuestos orgánicos utilizando métodos biológicos y fisicoquímicos. Las fases del tren de tratamiento compuesto por varias unidades como la cementación, la coalescencia, flotación y filtración; la diversa tecnología en el tratamiento se ve influida por las características y factores como fuentes de agua dulce, recuperación selectiva, disponibilidad espacial, concentración de sólidos en el flujo de retorno, opciones de eliminación de residuos, regulaciones ambientales, entre otros (García, 2016).

Las categorías en varianza de selección de porcentaje de fluido de retorno recuperado de un fracturamiento hidráulico de tipo shale involucra el tipo de roca, mineralogía, presión de yacimiento y fluido de estimulación directamente, incluyendo los aditivos y contenido total (Forero, 2014).

Los estudios de laboratorio dan pie para el desarrollo de pruebas y lograr así los parámetros para llevar a cabo el desarrollo en prácticas como simulaciones de yacimientos para poder así definir datos puntuales para un desarrollo de caracterización de fracturas para determinado yacimiento; por medio de un núcleo se puede analizar discontinuidades estructurales a partir de

tomografía tomando espacios ocupados por las rocas y por fracturas, teniendo información de apertura, frecuencia, espaciamiento, como se visualiza en la figura 5 a continuación. (Mantilla, 2008).

**Figura 5 Mapa de discontinuidades estructurales** En la foto del núcleo a la derecha se muestran dos grupos de bandas (1) debidas a compactación y cizalla y (2) bandas individuales producidas por dilatación



*Nota: Tomado del paper Mantilla, 2008. Caracterización Integrada de Fracturas a partir de un núcleo del Campo La Hocha, Valle Superior del Magdalena, Colombia.*

## **6. Ingeniería para Estudio de Yacimientos No Convencionales**

El enfoque que se usa para análisis de estos yacimientos, incluyen herramientas prácticas, modelado geológico y petrofísico, modelos de tipo geomecánico y del flujo de fluidos, entre otros, como se aprecia en el proceso de la investigación actual, y en el trabajo de modelado y simulación de yacimientos los parámetros dados en el modelo estático se discretizan en un modelo de simulación de yacimientos, que resuelve ecuaciones del flujo y da pie para predecir el comportamiento en varios escenarios de producción, los cuales permiten optimizar la producción del yacimiento conociendo detalles en cada fase.

### **6.1 Simulación Numérica del Yacimiento**

Para cumplir el segundo objetivo de esta investigación, se usaron varios modelos como guía que permiten el estudio de fenómenos, bajo condiciones de prueba apropiadas, que tienen probabilidad que ocurran en forma práctica. La simulación combina la física, matemática, geología, ingeniería de yacimientos y la programación para desarrollar el pronóstico del comportamiento del yacimiento bajo condiciones específicas (Escobar, 2008).

El uso de la simulación permite producir un yacimiento varias veces y de diferentes formas logrando la selección del mejor escenario. Se puede conocer el volumen original de hidrocarburo, el fluido dentro del yacimiento, la evaluación diversos mecanismos de desplazamiento, la conveniencia de inyección, los efectos de localización de pozos, el efecto de la rata de producción sobre la recuperación, el cálculo de la cantidad de gas, también la definición de parámetros en el yacimiento para realizar estudios económicos, obtención de sensibilidad de propiedades del yacimiento cuando no son exactamente conocidas, el gas almacenado, y la simulación de un proceso específico como la inyección de agua; entre otras utilidades obtenidas de la simulación numérica de yacimientos.

Los simuladores numéricos permiten modelar el comportamiento del aceite en el shale, de una forma compleja, y se completa aún más cuando se le añade modelos geomecánicos que no se integran simplemente. Concentrar los efectos geomecánicos en la simulación de los yacimientos no convencionales, permite estudiar los cambios significativos de las propiedades de la matriz como lo son la permeabilidad y la porosidad con el tiempo de producción y/o durante procesos de recobro. Con el fracturamiento hidráulico se genera una red de fracturas naturales, y tanto las propiedades geomecánicas en el yacimiento y los esfuerzos in situ, como la deformación, cambian con respecto a los valores iniciales.

### ***6.1.1 Pasos para la Simulación***

Se divide el yacimiento en pequeños bloques de acuerdo con su geometría, asignando un valor único para las propiedades de la roca, teniendo en cuenta heterogeneidades y la anisotropía del yacimiento. Se pueden asignar tasas de inyección y producción en la celda en la que se encuentren.

Una vez ubicados los pozos y propiedades en cada bloque, se plantean ecuaciones fundamentales en cada nodo del sistema a diferentes niveles de tiempo, y así obtener el modelo numérico del simulador. Al proceder con la solución de estas ecuaciones, se necesita la elaboración de un programa de computador conocido como el modelo de computador del simulador.

Información básica para ejecutar el modelo de computador:

- Geometría del yacimiento, junto con su descripción.
- Tipo de mecanismo/os de desplazamiento.
- Ubicación de pozos y sus tasas de flujo
- Propiedades de la roca y fluidos en cada bloque, tanto petrofísicas como PVT.
- Distribución inicial de fluidos en el yacimiento.

- Presión promedia en cada nodo en el tiempo cero.

#### **6.1.1.1 Descripción Física del Yacimiento**

Se realiza un estudio geológico de detalle que proporcione conocimiento estratigráfico, estructural y petrográfico; se complementa con métodos geofísicos. Se debe tener información de interés como los límites del yacimiento, las características de la formación productora y características del acuífero, las fallas y la discontinuidad en las capas.

Al ser un modelo supuesto con características específicas algunas reales y otras teóricas la descripción del yacimiento se basa en las características petrofísicas de la roca, fluidos y ambiente, referenciados en el paper Zhang, 2018.

#### **6.1.1.2 Mecanismos de desplazamiento**

Los cuatro mecanismos básicos que operan para recuperar los hidrocarburos son: la expansión del sistema roca-fluido que se provoca al haber un abatimiento de presión moviendo los fluidos a través del medio poroso, el desplazamiento que se da a partir del empuje por gas disuelto o por agua, la segregación gravitacional que se presenta en yacimientos con valores altos de permeabilidad en sentido vertical generada por la fractura donde se acomodan los fluidos dependiendo de su densidad, y la imbibición capilar se da generalmente en el sentido perpendicular al flujo donde la inyección de agua es en forma lateral en capas heterogéneas con variaciones en las permeabilidades verticales.

#### **6.1.2 Clasificación de los simuladores**

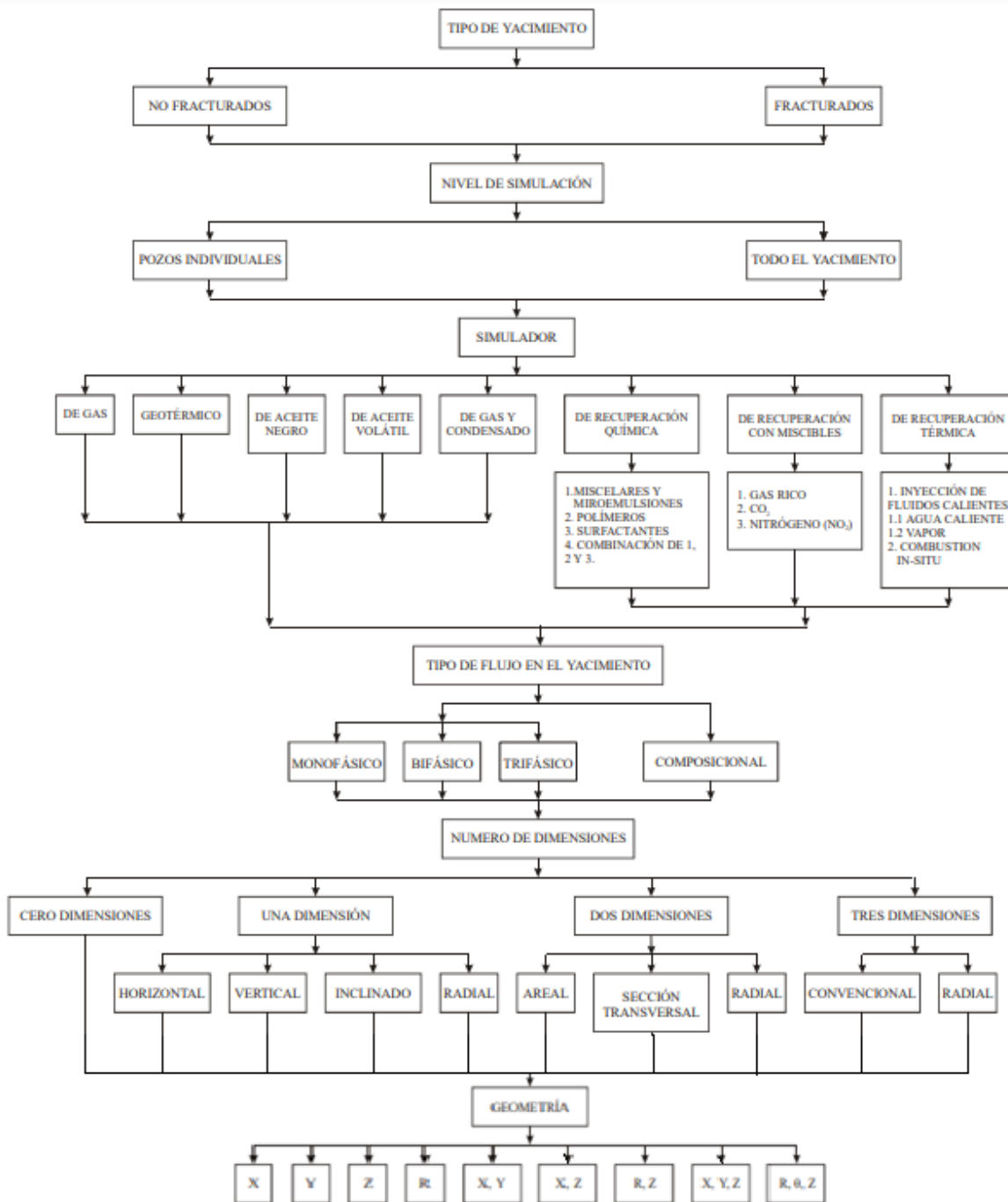
Según Freddy Escobar, cuando se desea representar el comportamiento de un yacimiento atado a un determinado proceso de recuperación, es de suma importancia hacer selección del modelo que cumpla con ciertas características de diseño específicas, que le permitan realizar el trabajo de manera adecuada. En la Figura 7 a continuación se representa una clasificación general

de simuladores que fue construida de manera que en ella aparezcan todos los posibles trabajos de simulación en general que se puedan llevar a bajo en efecto.

Para describir las propiedades de los diferentes tipos de modelos existentes y el trabajo de simulación que se puede realizar con ellos, se definen los siguientes seis "parámetros de selección":

- Tipo de yacimiento
- Geometría
- Tipo de flujo en el yacimiento
- Simulador
- Número de dimensiones
- Nivel de simulación

Figura 6 Clasificación de los simuladores



Nota: Tomado de Escobar, Simulación de Yacimientos (2012).

La selección del tipo de simulador a usar se basa en la diferente relación entre los datos del yacimiento y el modelo del proyecto. Los avances recientes envuelven la descripción del yacimiento, yacimientos naturalmente fracturados, fracturamiento hidráulico y pozos horizontales.

La descripción del yacimiento incluye técnicas como información del yacimiento en todas sus escalas, propiedad de roca variables, relación desconocida entre propiedades, abundancia relativa de muestras con información proveniente de los pozos.

En este trabajo se simula el fracturamiento hidráulico que se enfoca en la geometría de fractura, se utilizan diferentes técnicas para dar una predicción de esfuerzos in-situ mejorando la simulación de fractura de forma vertical y lateral.

El principal objetivo de la simulación será tener una perspectiva mayor de los efectos de longitud de pozo, heterogeneidades locales, permeabilidad y transmisibilidad aumentada, caída/aumento de presión en el pozo lo cual nos dará un panorama probable de productividad de pozos, visualización en comportamiento de presión y factor de recuperación de hidrocarburos.

## **6.2 Modelo de Simulación**

En los yacimientos no convencionales el modelo tiene características especiales como: fluido diferente (No-Darciano), diferencias en la caracterización en los mecanismos de almacenamiento, enmallado doble para identificación de la matriz y fracturas, modelo de fracturamiento hidráulico afectando las propiedades roca fluido y especificación en el modelo de permeabilidades relativas de presencia de fracturas.

### ***6.2.1 Yacimiento seleccionado para simulación***

El yacimiento de modelo de esquisto que se usa para la simulación fue ubicado en varios lugares, pero se escogió específicamente el país de Estados Unidos que a la fecha 2020 según Kiran, 2021, los pozos de shale oil produjeron 754,000 BOPD y tuvieron una cantidad de aceite

recuperable de 4 a 7 por ciento del aceite original en sitio. En Estados Unidos los recursos más comunes clasificados en tipo de roca apretada (tight) y de esquisto (shale) se muestran en la tabla siguiente:

**Tabla 5: Yacimientos de roca Shale y Tight en país Estados Unidos.**

	<b>Rock Type</b>	<b>Fluid Type</b>	<b>Permeability</b>
<b>Bakken</b>	Tight	Black oil, Volatile oil	0.0001 – 0.1 mD (middle bakken)
<b>Eagleford</b>	Shale	Gas, Gas condensate, Volatile oil, Black oil	10 nD – 800 nD
<b>Permian</b>	Tight	Gas and oil	0.02 – 200 mD
<b>Marcellus</b>	Shale	Gas	100 – 450 nD
<b>Haynesville</b>	Shale	Gas	- nD
<b>Niobara</b>	Tight	Oil and Gas	0.1-3 mD

*Fuente: Adaptado de Joslin & Novlesky (2020) EOR in Tight Oil Reservoirs. Presentación CMG Computer Modelling Group LTD.*

### **6.2.2 Especificaciones y descripción del yacimiento Eagle Ford**

Se selecciona un pozo de estudio donde se realizó la primera implementación del fracturamiento hidráulico con pozos horizontales en Estados Unidos en la Formación Eagle Ford, con características específicas en el campo Hawkville cerca de Cotulla, Texas.

El yacimiento estadounidense Eagle Ford es una formación de lutita siendo un campo que se extiende 50 millas de ancho y 400 millas de largo desde la Cuenca Maverick y el Arco San Marcos adyacente hasta la cuenca Texas, con profundidades verdaderas entre 9500 y 13000 pies.

Se caracteriza como sobrepresionado con gradiente de presión entre 0,72 y 0,79 psi/pie, y temperatura estática entre 265°F y 340°F (T. Rhein, 2011).

El hecho de que la lutita Eagle Ford se produzca a diferentes profundidades es la razón de la aparición de petróleo, gas húmedo / condensado y gas seco en diferentes regiones (Satter et al., 2008). La producción acumulada de crudo de Eagle Ford shale para el año 2016 fue de 438 MMBL, con reservas de 4163 MMBL y la producción de gas para ese año fue de 2,1 Tpc con reservas de 22,7 Tpc. Esto representa un factor de recobro del petróleo y gas de 10.51% y 9.25%, respectivamente para el año 2016.

La materia orgánica es de tipo: kerógeno tipo II con una mezcla con tipo I; las características como la permeabilidad, como se mencionó es muy baja y se mide en nano darcies, la permeabilidad de las margas de grano fino en Eagle Ford normalmente es menor a 10 nD, y las laminaciones gruesas en poca medida tienen permeabilidades entre 50 o 100 nD, y en las calizas diagenéticas las microfracturas revestidas de materia orgánica se observan hasta 1000 nD (Kosanke y Warren, 2016).

Actualmente se usan de 7 a 15 millones de litros de agua, la arena mantiene grietas abiertas. Los químicos que incluyen pueden traer geles o butilglicol que aumenta la viscosidad del fluido de fracturamiento, también CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub> para generar espumas, biocidas para prevenir la generación de bacterias en componentes orgánicos, ácidos como HCl, ácido acético, ácido fórmico o bórico para desintegrar los minerales de las formaciones. Otros materiales también pueden ser movilizados como plomo, mercurio, arsénico, entre otros (Vera Köster, 2013).

En la búsqueda de mejorar la inyección y hacerla eficaz para la extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales de permeabilidad muy baja, para esto se ha usado el agua por su economía y mayor uso efectivo, a pesar que hay otros fluidos que tiene grandes ventajas que

incluyen un menor consumo de agua y mejor capacidad en el transporte de apuntalante con menor daño a la formación y *flowback* eficiente, pero como se mencionó anteriormente tienen algunas limitantes de uso que no permiten su uso en este yacimiento.

### 6.3 Datos del modelo de simulación

Algunos datos principales utilizados en el caso base de simulación se mencionan a continuación.

#### 6.3.1 Datos específicos para el modelado

El tipo de inyección se realizó con técnica multietapas originalmente en el yacimiento con *slick water*, pero en la simulación se estima netamente la técnica con inyección constante evidenciando la generación fracturas con las siguientes características registradas en la tabla 6.

Tabla 6: parámetros del yacimiento y fracturas.

PARÁMETROS DEL YACIMIENTO Y LAS FRACTURAS HIDRÁULICAS	POZO BURLESON COUNTY
Porosidad de la matriz (fracción)	0.12
Porosidad de la fractura natural (fracción)	0.001
Permeabilidad de la matriz (md)	0.001
Permeabilidad de la fractura natural (md)	0.1
Presión (psi)	8125
Espaciamiento de la fractura hidráulica (ft)	80
Longitud media de la fractura hidráulica (ft)	210
Ancho de la fractura hidráulica (ft)	0.001
Temperatura (°F)	270
Espesor del yacimiento (ft)	40
Compresibilidad del shale (1/psi)	5.00 E-06

*Nota: Editado del paper Zhang, Yuan Di, Yang Shi & Jinghong hu (2018). “Cyclic CH4 Injection for Enhanced Oil Recovery in the Eagle Ford Shale Reservoirs” Energies MDPI.*

## **6.4 Herramienta de Simulación**

### **Simulador utilizado: IMEX**

La herramienta de simulación como apoyo es IMEX de la empresa Computer Modelling Group Ltd. o por sus siglas CMG, el cual posee en su página de inicio disponibles los simuladores disponibles de varios tipos según el uso que se le desee dar al modelamiento.

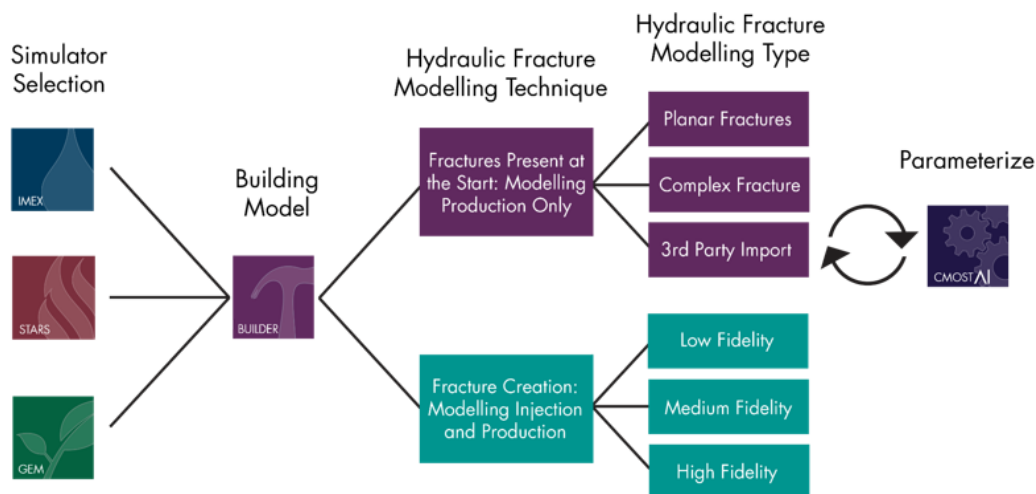
El simulador tiene opciones de modelado, donde se selecciona el mejor dependiendo de lo que se quiera visualizar y las características a ingresar; CMG da la opción para simular yacimientos no convencionales en opción IMEX, STARS o GEM, donde el primero es el simulador de Blackoil líder para modelar procesos de recobro primario secundario y terciario, modelo PVT y el comportamiento de fracturas en estos yacimientos, el simulador STARS tiene enfoque en el modelamiento de recobro térmico y químico en varios niveles junto con otros procesos avanzados, y el uso de la opción GEM modela comportamiento directamente basado en ecuaciones de estado composicionales y geomecánico dependiendo del esfuerzo y compactación junto con la difusión o dispersión de la fase de multicomponentes.

Se trabajó el simulador IMEX, es de tipo ‘Black Oil’, y es una de las herramientas más sofisticadas para modelar yacimientos de todo tipo fracturados de forma natural o hidráulica a fin de capturar con precisión el comportamiento del flujo transitorio y lograr mejores pronósticos de producción. Utilizando varias correlaciones para capturar el efecto del flujo no Darcy dentro de las fracturas hidráulicas. Se usa la producción de aceite y gas asociado para apreciar en específico esta variación en la producción

### 6.4.1 Software y fracturamiento hidráulico

Teniendo un software especializado para trabajar en yacimientos petroleros, también se especifican diferentes opciones de modelado en el fracturamiento hidráulico, como se visualiza en la Figura 10, a partir de Builder se puede construir el modelo hidráulico de la fractura, teniendo la opción de mostrar netamente el modelo de fracturas dependiendo del tipo por medio del simulador CMG IMEX, o se presenta la otra opción donde se crean las fracturas por medio de inyección y posteriormente se visualiza producción, ofreciendo así tres opciones en el tipo de fracturas las cuales varían en rango de fidelidad como se visualiza en la figura 10.

**Figura 10. Workflows CMG**



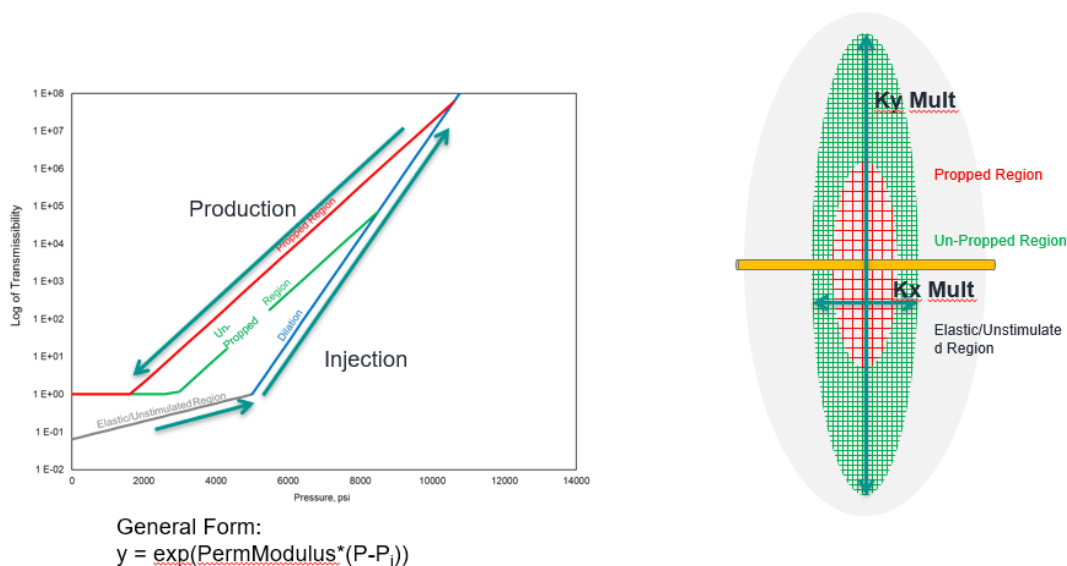
*Fuente: CMG Computer Modelling Group*

Existen diferentes alternativas para modelar el periodo de inyección y generación de fracturas. Para ello es necesario ingresar un modelo geomecánico o una aproximación al mismo. Existen 3 metodologías descritas a continuación:

- Baja Fidelidad o *Low Fidelity*:

Supone una aproximación al modelo geomecánico incluyendo una tabla de compactación/dilatación, en donde la permeabilidad/transmisibilidad depende de la presión. Se declaran 4 zonas (elástica, dilatación, *propped region* y *unpropped region*) por dirección como se visualiza la figura 9.

**Figura 7 Low Fidelity**



*Fuente: CMG Computer Modeling Group.*

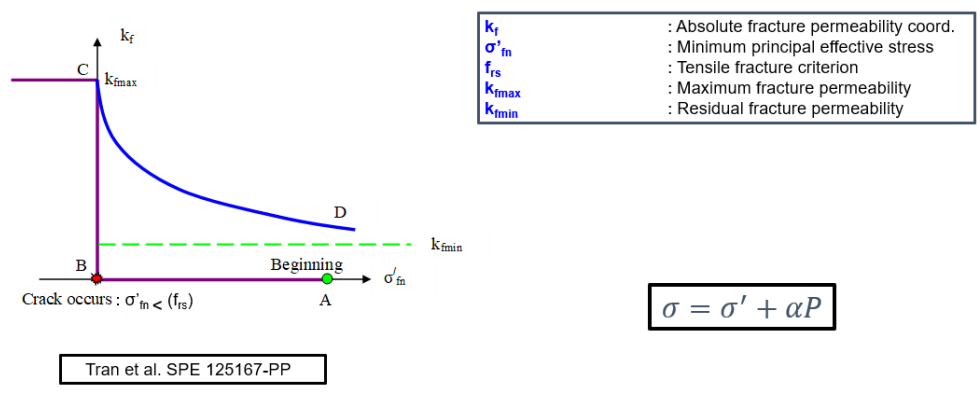
Para el uso de esta metodología se debe tener en cuenta la inyección del fluido para generación de fracturas, por lo que se toma 102640 Blpd (Barriles por día) luego de una sensibilización realizada entre los rangos según el tutorial de CMG para la metodología Baja Fidelidad, pues autores como Economides et al., 2012 junto con Liu et al., 2018 establecen rangos amplios según el yacimiento. Y según las tablas de compactación dilatación una presión máxima de 13000 psi que es donde se consigue la fractura, tomada de las tablas de compactación/dilatación representativas usadas en el modelo de simulación en este trabajo las cuales fueron provenientes de pruebas en laboratorio desarrolladas por CMG para llevar a cabo el tutorial de esta metodología.

- Media Fidelidad o Medium Fidelity:

Incluye un modelo geomecánico, la apertura de las fracturas se realiza mediante un modelo Barton-Bandis. En donde la permeabilidad es función del esfuerzo efectivo.

Figura 8 Medium Fidelity

### Tensile Failure - Barton Bandis

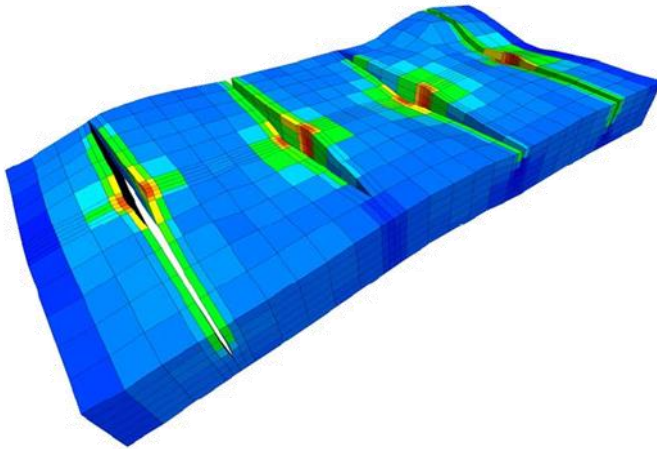


Fuente: CMG Computer Modelling Group.

- Alta Fidelidad o High Fidelity:

Modelo que integra geomecánica para predecir la creación de fracturas hidráulicas. Determine la longitud media, espesor y altura de las fracturas planas. Visualice y analice el crecimiento de la fractura.

**Figura 9 High Fidelity**



*Fuente: CMG Computer Modeling Group.*

#### **6.4.1.1 Metodología baja fidelidad**

Según CMG en su tutorial indica que el proceso de dilatación y compactación implica disminuir y aumentar la tensión, con la respuesta de la formación representada como trayectorias de ramificación y posiblemente histéresis. Cada camino se especifica mediante una tabla de multiplicador de permeabilidad/transmisibilidad vs presión, los distintos caminos están vinculados a valores de presión. Cada multiplicador se aplica únicamente al medio poroso por donde fluiría el fluido, no a propiedades geomecánicas, aunque estos esfuerzos geomecánicos son los que se alteran con la inyección de fluidos y generan apertura de fracturas para la posterior producción de fluidos.

- **Región elástica**

Bajo la subpalabra clave \*GROCKTABE, los multiplicadores (permeabilidad, transmisibilidad y término de transferencia de fractura de matriz) en una tensión se calculan sobre la base de métodos de búsqueda de tablas y de interpolación lineal. Dado que el modelo de

dilatación-recompactación se basa en el criterio de falla por tracción, cuando la tensión es menor que la tensión mínima en la tabla de \*GROCKTABE, el camino de la roca irá por el camino de dilatación o camino plástico.

- **Región plástica**

Bajo la palabra clave \*GROCKTABD, los multiplicadores en una tensión se calculan sobre la base de métodos de búsqueda de tablas y de interpolación lineal. La tensión máxima en la tabla debe ser una tensión de límite elástico de ese tipo de roca y esa tensión debe ser la misma que la del último valor de tensión en la tabla \*GROCKTABE. Cuando la tensión en una roca disminuye continuamente, la roca se comporta con plasticidad en la trayectoria dada por la tabla \*GROCKTABD.

- **Ruta de descarga**

Bajo la palabra clave \*GROCKTABU, los multiplicadores en una tensión se calculan sobre la base de búsqueda de tablas y métodos de interpolación lineal aplicados a dos rutas de descarga dadas por dos tablas \*GROCKTABU para un tipo de roca. En el camino de dilatación, cuando la tensión en la roca aumenta repentinamente, el comportamiento de la roca seguiría un camino de descarga arbitrario. Cuando la tensión en la roca disminuye, la roca seguirá el mismo camino hasta llegar al camino de dilatación. Cuando se encuentra en el camino de descarga y la tensión disminuye por debajo del estrés en la intersección entre el camino de descarga y el camino de dilatación, la roca seguirá el camino de dilatación. Es válido modelar la dilatación utilizando una tabla \*GROCKTABE, una tabla \*GROCKTABD y dos o más tablas \*GROCKTABU. La recompactación y recarga también se pueden modelar utilizando las tablas \*GROCKTABC y \*GROCKTABR como se describe a continuación.

La roca sólo sigue una trayectoria de descarga arbitraria cuando la tensión en la roca se encuentra entre la primera tensión en la primera y la última tabla \*GROCKTABU.

- **Región de recompactación**

Bajo la palabra clave \*GROCKTABC, los multiplicadores en una tensión se calculan sobre la base de búsqueda de tablas y métodos de interpolación lineal aplicados a dos rutas de recompactación dadas por dos tablas \*GROCKTABC para un tipo de roca. En la ruta de descarga, cuando la tensión en la roca está por encima de la tensión máxima en la tabla \*GROCKTABU, el comportamiento de la roca seguiría una ruta de recompactación arbitraria que se encuentra entre las dos tablas \*GROCKTABC dadas. Si la tensión sigue aumentando, la roca sigue el camino hasta alcanzar la tensión máxima en la mesa.

El uso de \*GROCKTABU, \*GROCKTABC y \*GROCKTABR define una ruta completa de "Descarga-Recompactación-Recarga". Cuando se utilizan \*GROCKTABC y \*GROCKTABR con tablas \*GROCKTABU, cada tabla \*GROCKTABU (curva de descarga) debe ir seguida de una tabla \*GROCKTABC (curva de recompactación) y una tabla \*GROCKTABR (curva de recarga).

Bajo la palabra clave \*GROCKTABR, los multiplicadores en una tensión se calculan sobre la base de búsqueda de tablas y métodos de interpolación lineal aplicados a dos rutas de descarga dadas por dos tablas \*GROCKTABR para un tipo de roca. En la ruta de recompactación, cuando la tensión en la roca disminuye, el comportamiento de la roca seguiría una ruta de recarga arbitraria que se encuentra entre las dos tablas \*GROCKTABR dadas. Si la tensión sigue disminuyendo, la roca sigue el camino hasta llegar al camino de dilatación. El comportamiento de la roca saltará el camino de la plasticidad de la dilatación si la tensión en la roca es menor que la tensión en la intersección entre el camino de recarga y el camino de dilatación. Cuando aumenta la tensión en

la roca, la roca seguirá el camino de recarga hasta encontrar el camino de recompactación. Si la tensión en la roca es menor que la tensión en el punto de intersección entre el camino de recompactación y el camino de recarga, la roca seguirá el camino de recompactación.

## 6.5 Modelos Desarrollados

Para realizar la correcta evaluación de la metodología baja fidelidad y su reacción sobre un modelo de yacimiento conceptual, este se lleva a cabo sobre un modelo de simulación que permite acoplar el enmallado doble con relación interna.

La simulación se gestiona realizando modelos para respaldo y cumplimiento de los objetivos de la siguiente forma:

**Tabla 7: Casos de simulación**

Nombre del Modelo	Descripción
<b>Caso base 1W</b>	Se considera un modelo de un tipo de roca (matriz) sin fracturas, con características del yacimiento Eagle Ford
<b>Caso Fracturas Planares</b>	El modelo del caso base se fractura a través de fracturas planares, netamente se simula fase productiva
<b>Caso baja fidelidad</b>	El modelo del caso base se fractura con la metodología de Baja Fidelidad, usando tablas de compactación dilatación 1
<b>Caso baja fidelidad 2</b>	El modelo de baja fidelidad tiene edición a las tablas de dilatación y compactación 2, pues en laboratorio se realizan varios experimentos para tener estimado de margen de error
<b>Caso baja fidelidad 3</b>	El modelo de baja fidelidad tiene edición en las tablas de dilatación y compactación 3

Partiendo de la simulación del caso base se desarrollan los demás, se toma información básica de fuentes bibliográficas citadas a través del libro, en el área de fluido y en el medio poroso del yacimiento seleccionado “Cyclic CH<sub>4</sub> Inyection for Enhanced Oil Recovery in the Eagle Ford Shale Reservoirs” Energies 2018, de donde se usan propiedades estáticas del yacimiento por un tiempo de 15 años; el caso base no tiene fracturas, en el segundo se tienen fracturas ya modeladas y en los casos de baja fidelidad las fracturas simuladas desde su creación y viendo afectación de esfuerzos como compactación y dilatación.

#### ***6.5.1 Características del enmallado***

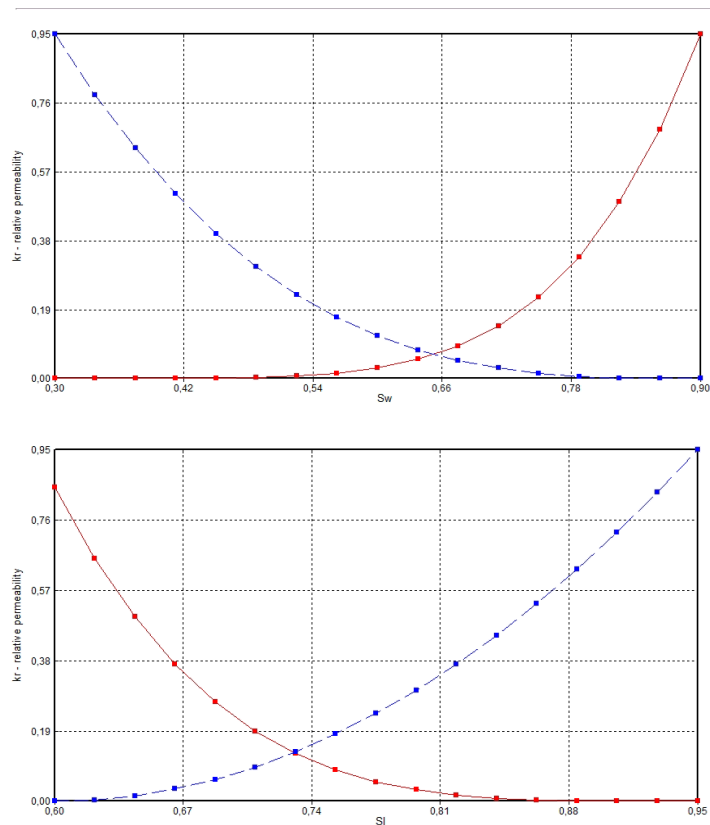
La malla generada para la simulación es de tipo cartesiano, con 20 celdas en dirección i, 9 celdas en dirección j y 1 en dirección K, referenciado del paper de Zhang, el dominio del modelo es: 7785 ft en dirección i, 1300 ft en dirección j y 40 ft en k.

El modelo de doble permeabilidad permite tener algunas propiedades específicas para la matriz y la fractura. Por lo que en la permeabilidad y porosidad se evidenciará esta diferencia para cada modelo.

#### ***6.5.2 Características PVT***

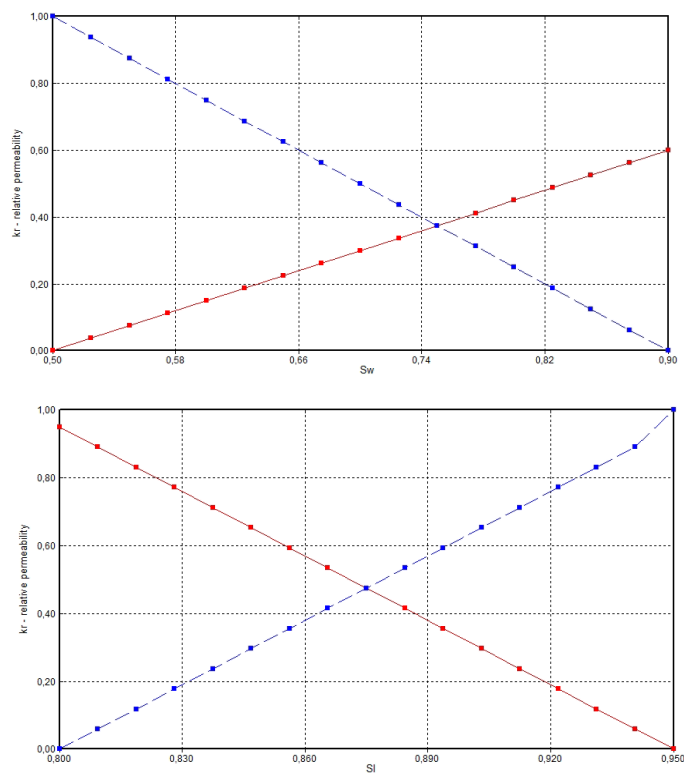
Se toman las tablas de permeabilidades relativas de Zhang mostradas luego de ingresarlas al simulador a continuación en la figura 10.

**Figura 10** Curvas de permeabilidad caso base



Solo hay un tipo de roca en este caso pues no se ha fracturado. Por lo que se visualizan las curvas previas al tratamiento de fracturamiento hidráulico en la figura 11, donde la permeabilidad cumple un rol importante en la productividad del yacimiento, las curvas se diseñaron en base en el artículo de Zhang, 2018, las saturaciones y permeabilidades son las reflejadas en las curvas, visualizando netamente la mojabilidad al agua seleccionada para el volumen poroso, pues la  $Sw_c$  o saturación de agua crítica es mayor al 25%, a continuación en la figura 11 se reflejan las gráficas de permeabilidades relativas con la parte de fracturas en un rock tipo adicional con propiedades adicionales.

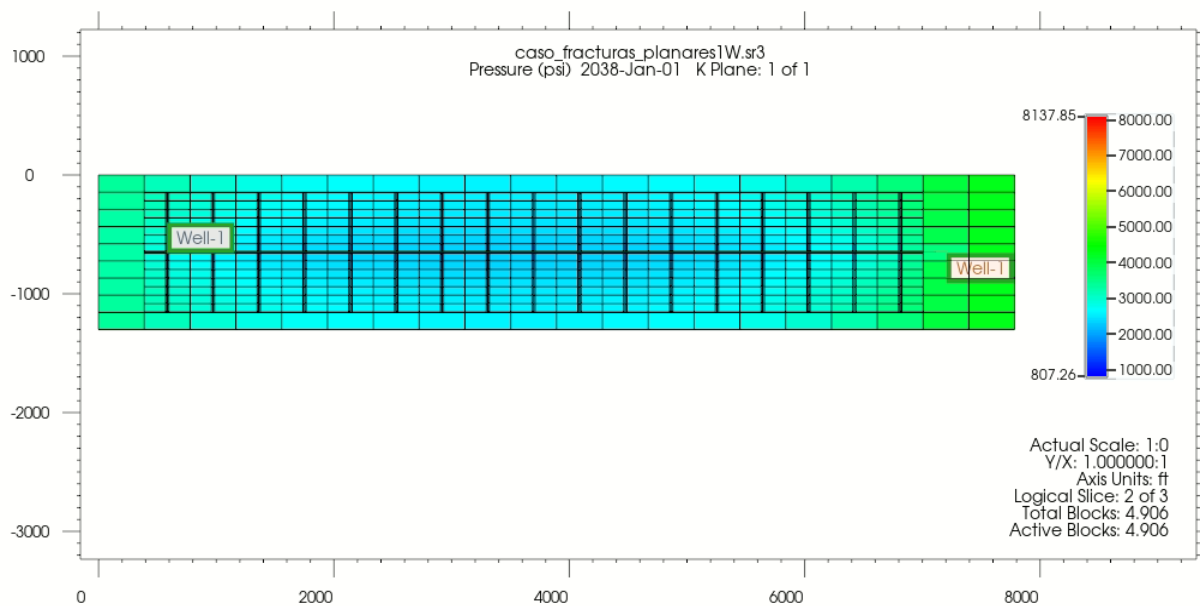
**Figura 11 Curvas de permeabilidad fractura caso fracturas planares**



Basado en estas gráficas de curvas de permeabilidad y con el respaldo de los criterios de Craig para la lectura de mojabilidad, los cuales son: primero la saturación de agua crítica, segundo el cruce de las curvas mayor al 50% y tercero el endpoint de la curva de aceite mayor al 40%, se afirma la preferencia de la roca a ser mojada al agua.

Las propiedades humectantes de la roca generadora en lo que respecta a los fluidos de yacimiento son responsables por las relaciones de permeabilidad relativa debido al control que ejercen sobre la distribución de fluidos del yacimiento dentro del espacio poroso. La distribución del tamaño capilar también es un factor que interviene en la forma de las curvas de permeabilidad relativa. Este tamaño de poro se apertura con fracturas planares como se visualiza en la Figura 12 las líneas negras hacen referencia a estos espaciamentos en el yacimiento.

**Figura 12 Vista areal caso fracturas planares**



### 6.5.3 Características del pozo:

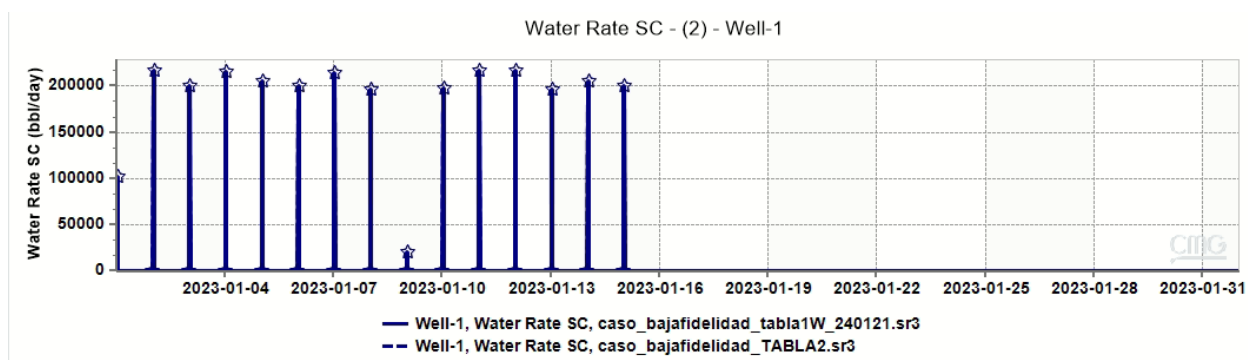
Después de definir el modelo de fluidos a usar, se simula la perforación horizontal del pozo, solo se simuló 1 pozo en el centro del enmallado, para mejor generación de resultados y convergencia en el modelo. Las características del pozo son similares en las *constraints* de producción las cuales se tomaron en cuenta del paper URTEC-208312-MS “*Evaluation of a Superior Shale EOR Application in the Eagle Ford Shale*”, en Bottom Hole Pressure o BHP por sus siglas en inglés se tomó un mínimo de 500 psi, y adicionalmente por medio de análisis de sensibilidad se tomó un Drawdown de máximo 500 psi para el desarrollo de este proyecto, como guía se tomó el paper de Sheng, Chen “*Evaluation of the EOR potential of gas and water injection in shale oil reservoirs*”.

Para tener mejor análisis en los efectos de uso de fracturas estándar planares y metodología de baja fidelidad se aplica la técnica de comparación de variables principales de validación en los resultados gráficos.

#### 6.5.4 Características de inyección:

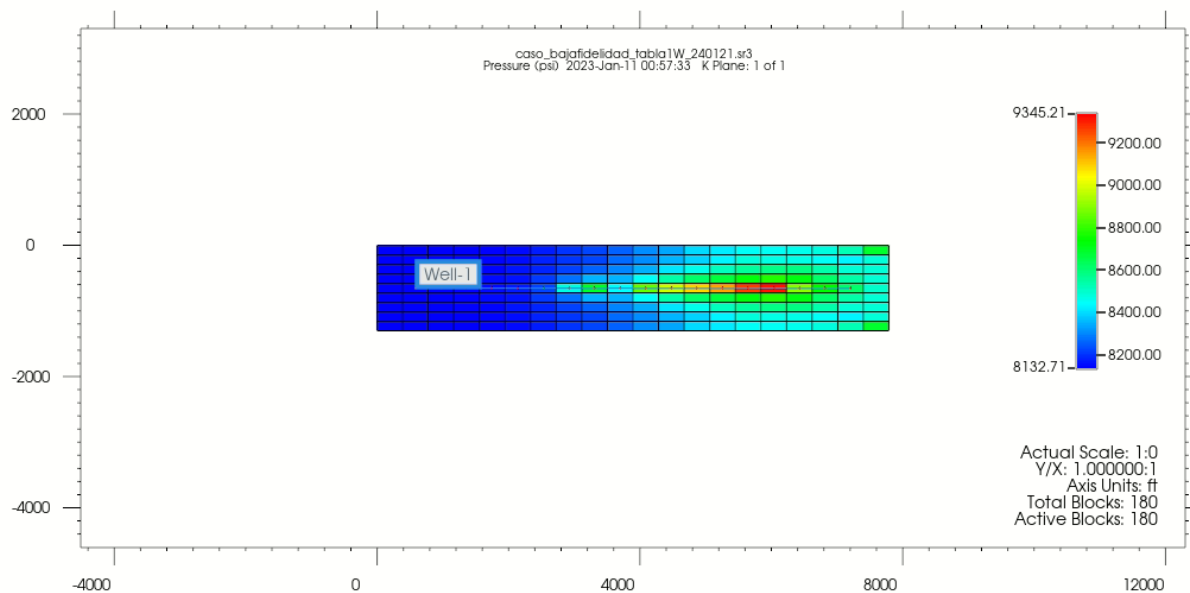
El modelo de baja fidelidad tiene la parte de inyección para creación de fracturas a través de fracturamiento a alta presión; se realiza una simulación en el caso base sin inyección de 3 años para estimar que el modelo conceptual si de relacione con las características de papper de Zhang, posterior en el caso de baja fidelidad se realiza la inyección por etapas por día por unas horas y luego se pausa para que se fracture por partes y se logre interconexión entre las fracturas inducidas y las naturales; según Norris (2016) los parámetros en la etapa de inyección típica del *Fracking* moderno es de 47,174 Bbl a 69,188 Bbl de agua, aproximadamente 100 veces más agua que en una típica inyección de fracturamiento convencional (Montgomery, 2013). La tasa típica de una inyección para un solo evento es de 2,52 Bbl/seg, esto en día equivale a 217,728 Bbl/día, sin embargo se tomó el dato de la primera inyección del caso simulado guía como se mencionó anteriormente 102640 Bbl/día. Se tomaron 15 días de inyección para el fracturamiento como se visualiza en la figura 13, pues el enmallado es más pequeño se mejora la convergencia y se utilizó este tiempo en el tutorial.

**Figura 13 Agua inyectada**

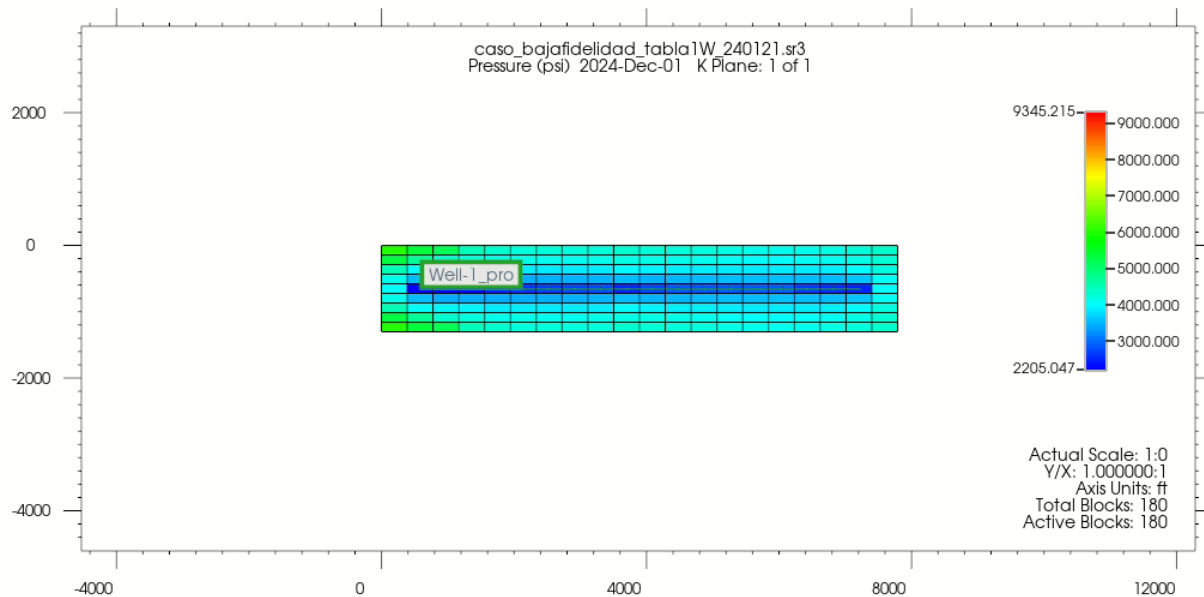


Se evidencia la varianza en presión en las zonas de inyección como en las figuras 14 y 15, con diferencia de tiempo, se observa como la simulación de fracturas se van reflejando en estas vistas con color verde amarillo y rojo en el incremento de presión ver a continuación.

**Figura 14 vista areal presión a los 11 días de inyección, metodología baja fidelidad**



**Figura 15 vista areal presión a los 2 años de inyección, metodología baja fidelidad**



## 6.6 Análisis casos de estudio y resultados

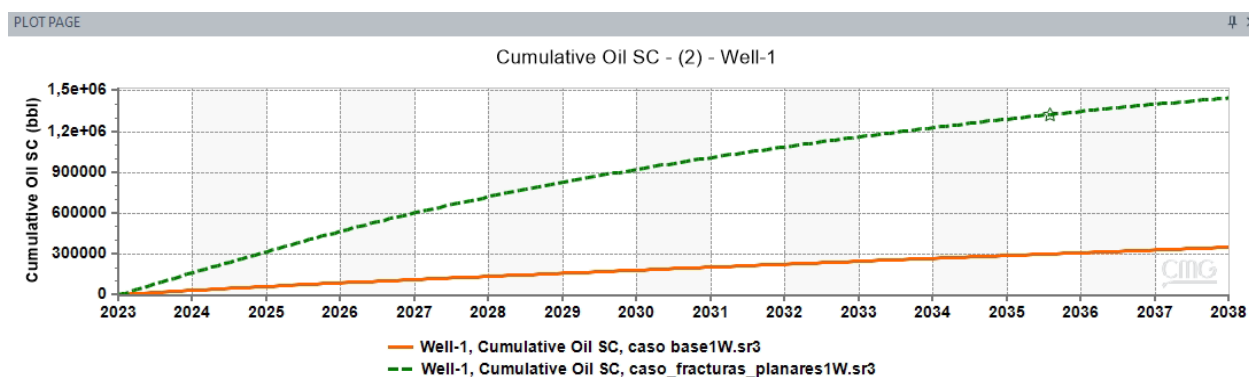
Los casos mencionados se desarrollan para visualización de resultados específicos en el yacimiento con la fracturación hidráulica y el modelado de esta, teniendo dos casos uno el de fracturas planares y otro usando la metodología de Baja Fidelidad, esta segunda se desglosa en 2

casos usando dos tablas de compactación/dilatación que varían en las ecuaciones obtenidas al hacer regresión en los datos experimentales, por lo que las diferencias entre estas son resultado de los diferentes comportamientos en la compactación de los canales de flujo que se presenta en los yacimientos luego de la creación de fracturas hidráulicas.

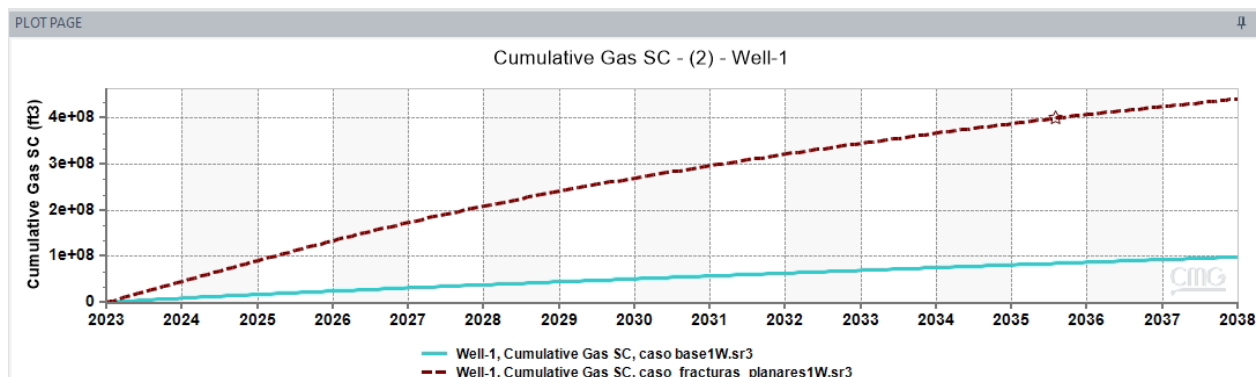
- **Caso base vs Caso fracturas planares:**

El aceite y gas acumulados son mayores a comparación que en el caso base como se evidencian en las figuras 16 y 17, esto por la apertura de paso en el medio poroso.

**Figura 16 Aceite acumulado vs tiempo, caso base vs caso fracturas planares**

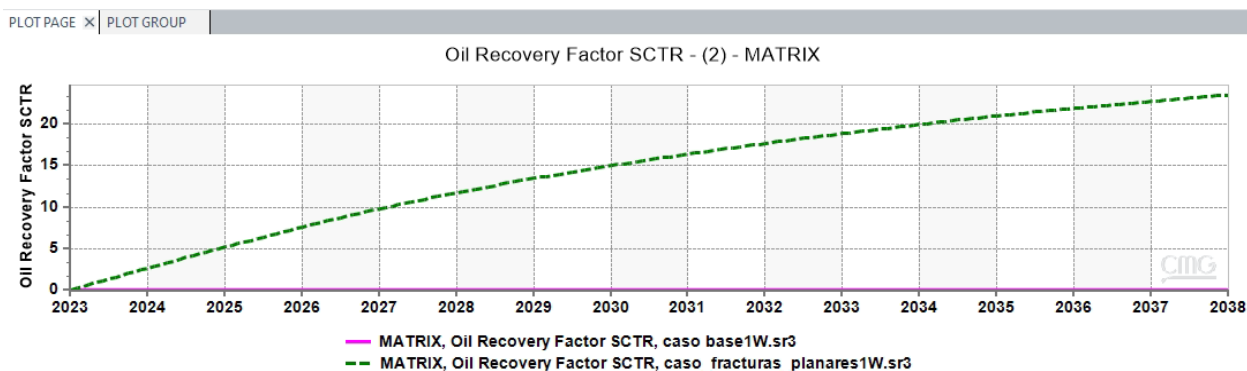


**Figura 17 Gas acumulado vs tiempo, caso base y caso fracturas planares**



El factor de recobro es la característica que identifica la fracción del volumen de hidrocarburo original en sitio que se puede extraer, como se visualiza en la figura 18 con el modelo de fracturas se obtiene tener alrededor de 23% para este modelo, el cual es mucho mayor al caso base el cual es nulo con las condiciones iniciales.

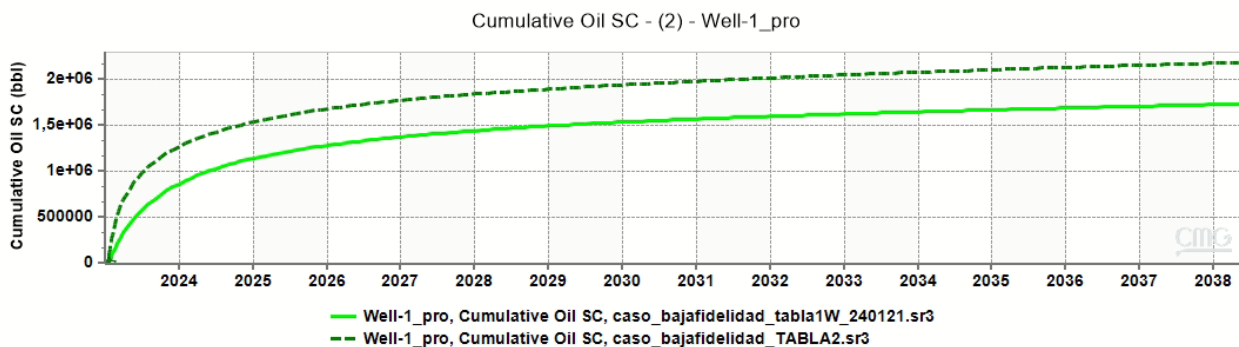
**Figura 18 Factor de recobro vs tiempo, caso base y caso fracturas planares**



- **Caso baja fidelidad:**

Nuevamente se analiza la producción de aceite, donde comparado con la figura 16 se tiene un mejor panorama en este caso de baja fidelidad como se ve en la figura 19 a continuación.

**Figura 19 Aceite acumulado bajo metodología baja fidelidad**

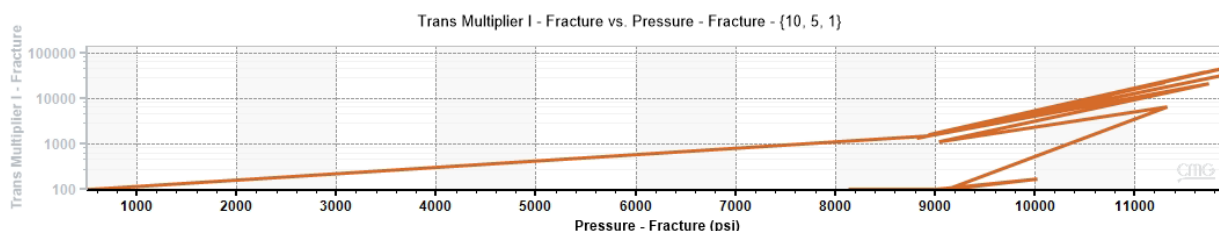


Se desarrolla la gráfica mostrada en la figura 20 para representar el efecto de la transmisibilidad vs presión en una de las celdas de la fractura, y efectivamente se cumple el

comportamiento donde hay una denotación de las zonas elástica, plástica, zona estimulada cercana a la fractura y zona fracturada, donde los esfuerzos de compactación y dilatación ejercen la acción de aumentar la permeabilidad/transmisibilidad, y al llegar a la presión de fractura se abren las mismas permitiendo un flujo en el medio poroso del aceite.

La lectura de la gráfica de la figura 20 se lleva a cabo a través del tiempo, se realiza de la permeabilidad menor (derecha) y aumentando en el proceso de inyección lo que produce los saltos de presión en cada etapa de inyección (subiendo verticalmente, región de dilatación), para posteriormente tener la etapa de producción (hacia abajo y hacia la izquierda) viendo una reducción de presión.

**Figura 20 Gráfico multiplicador de transmisibilidad vs presión**



- **Caso fracturas planares vs caso de baja fidelidad**

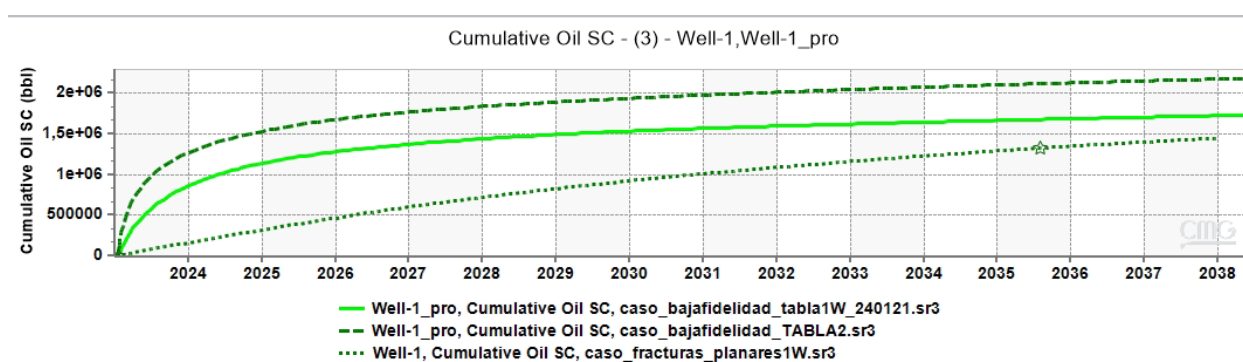
Las principales gráficas como se ha mencionado son la presión, la producción y el factor de recobro, donde el caso de baja fidelidad incluye la información detallada proveniente de algunas pruebas de laboratorio que a través de regresiones lineales dan lugar a la recolección de información en Tablas de Compactación y Dilatación, encontradas en el Apéndice A.

Los valores de estas tablas se obtienen de manera experimental utilizando datos de producción y presiones después del tratamiento con apuntalante. Las diferencias en una y otra tabla recae en los resultados de los diferentes comportamientos en la compactación de los canales de flujo que se presenta en los yacimientos luego de la creación de fracturas hidráulicas. Se observa

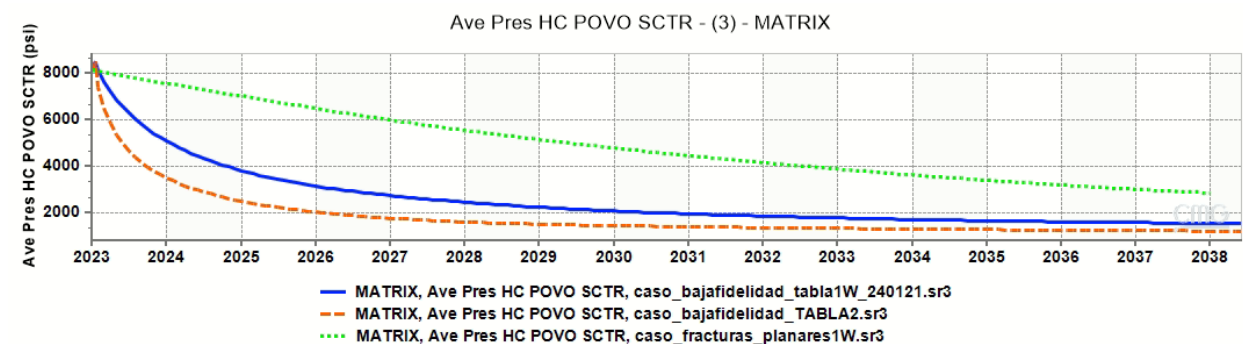
una mayor producción con la metodología de baja fidelidad que con las fracturas planares como en la figura 21.

La presión del yacimiento se ve declinar en los casos de baja fidelidad, de forma que el mantenimiento de presión tiene mejor visualización en el caso de fracturas planares como se observa en la figura 22.

**Figura 21 Aceite acumulado caso fracturas planares y caso baja fidelidad**



**Figura 22 Presión promedio caso fracturas planares, y caso baja fidelidad**



Las gráficas destacan un fenómeno de notable relevancia, descrito por la existencia en la relación entre el modelado detallado desde la inyección de fracturas y la producción de crudo de yacimientos tipo shale. En especial el mantenimiento de presión en este proceso de fracturamiento pues las propiedades geomecánicas juegan un rol esencial en el análisis y predicción de la extracción de hidrocarburos.

Los casos fracturados tienen un buen comportamiento en producción de aceite, pues a través del tiempo se produce una cantidad ascendente finalizando en el rango de 1 a  $1,5 \times 10^6$  Bbl en el año, esto se traduce en que la roca tiene propiedades dúctiles que proporcionan una extensión de las fracturas diseñadas en el tiempo, lo que permite mayor producción de hidrocarburos, se relaciona el modelo de metodología baja fidelidad con la producción teniendo resultados más acertados desde la inyección y posterior producción.

## Conclusiones

Los diferentes tipos de fluidos utilizados para fracturamiento hidráulico fueron documentados, resumiendo ventajas y características para orientar la toma de decisiones en procesos de extracción de fluidos en formaciones tipo shale.

La metodología de Baja Fidelidad considera el volumen de yacimiento estimulado (SRV, por sus siglas en inglés) creado durante las operaciones del fracturamiento hidráulico, al integrar en la simulación numérica el comportamiento compactación/dilatación que ocurre en la roca de tipo shale, cuando es sometida a la inyección/producción de fluidos. Esto representa una alternativa al robusto modelamiento geomecánico que en ocasiones por falta de la información necesaria no puede acoplarse en la simulación de flujo.

Se evaluó que el modelo de fracturas planares diseña el fracturamiento hidráulico partiendo del conocimiento de las dimensiones de propagación de estas y solo su etapa de producción, no representando el fenómeno que ocurre en el entorno de la fractura y el volumen estimulado.

La evaluación presentada evidencia el efecto del comportamiento compactación/dilatación del medio poroso, en la recuperación de fluidos a través del sistema de complejidad matriz-fractura, resaltando la importancia de incorporar el comportamiento geomecánico en la representación física del yacimiento simulado.

La investigación destacó la importancia de la metodología de baja fidelidad ya que esta interviene en la relación entre la presión y la permeabilidad/transmisibilidad de la matriz y deformación del subsuelo, afectando los esfuerzos y parámetros que inciden en la estabilidad del yacimiento productor acercándose así más a la realidad de lo que sucede en la producción de yacimientos y contribuyendo al avance en estudios relacionados, definiendo así una aproximación simplificada a un modelo geomecánico.

## **Recomendaciones**

Se recomienda modelar cambios en la composición del fluido, considerando que a nivel mundial para este mismo yacimiento Eagle Ford también se han producido condensados en algunas ocasiones.

Cuando se tenga más información pública de las formaciones colombianas de shale, se puede evaluar la simulación para la formación La luna con datos proveniente de pozos exploratorios y valorar simulación para evitar errores operativos a un futuro.

Al evidenciarse la importancia de la geomecánica, se recomienda incluir en el modelamiento de un yacimiento de este tipo no solo aproximaciones sino una caracterización detallada que permita incluir no solo las magnitudes de los esfuerzos y parámetros mecánicos de la roca, sino también criterios de falla ajustados a mediciones experimentales asociadas al yacimiento de estudio.

La producción en yacimientos no convencionales se produce debido a los procesos de adsorción y desorción que se lleva a cabo en el yacimiento, se puede tener en cuenta este fenómeno para ser más específicos en la similitud a la producción en la realidad.

El desarrollo de la metodología de simulación con la data específica completa, puede llevarse a cabo en media y alta fidelidad si se cuenta con los recursos disponibles.

### Referencias Bibliográficas

Agboada, D. K., Ahmadi, M., & Fairbanks, A. (2013). SPE 165315 Production Decline and Numerical Simulation Model Analysis of the Eagle Ford Shale Oil Play.

Ahmed, U., & Meehan, D. N. (Eds.). (2016). Unconventional oil and gas resources: exploitation and development. CRC Press.

Allix, P., Burnham, A., Fowler, T., Herron, M., Kleinberg, R., & Symington, B. (2011). Extracción del petróleo contenido en las lutitas. *Oilfield Review*, 22(4), 4-15.

Arévalo Peña, J. J. (2018). Valoración de alternativas de tratamiento de fluidos de perforación en la industria petrolera. Universidad Militar Nueva Granada.

Arévalo Villagrán, J. A., Castellanos Páez, F., Pacheco Ledesma, J. C., & Martínez Romero, N. Caracterización Dinámica de Yacimientos No Convencionales de Gas. *Casos de Campo*, 10-11.

Cabanillas, Luis & Carstens, Gustavo & Lovecchio, Juan & Marshall, Patricio & Rébora, Luis & Soldo, Juan & Vallejo, Eduardo & Vergani, Gustavo. (2015). Hidrocarburos convencionales y no convencionales.

Campos, V. P. P. de; Sansone, E. C.; Silva, G. F. B. L. e (2018). Hydraulic fracturing proppants. *Cerâmica*, 64(370), 219–229.

Cárdenas, A. E. A., & Cañate, K. M. Y. Fracking: Extracción de gas y petróleo no convencional, y su impacto ambiental Fracking: Extraction unconventional gas and oil, and environmental impact.

Cipolla, C. L., Warpinski, N. R., Mayerhofer, M. J., Lolon, E. P., and M. C. Vincent. "The Relationship Between Fracture Complexity, Reservoir Properties, and Fracture Treatment Design." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, September 2008.

“Comunicado de Prensa” Consejo de Estado de Colombia, comunicado de prensa, 17 de septiembre de 2019.

Cook, J., Frederiksen, R. A., Hasbo, K., Green, S., Judzis, A., Martin, J. W., ... & Tan, C. P. (2007). Las rocas importan: Realidades de la geomecánica. Obtenido el, 28.

Cook, C.C. and Jewell, S. 1996. Reservoir Simulation in a North Sea Reservoir Experiencing Significant Compaction Drive. SPE Res Eng 11 (1): 48-53. SPE-29132-PA.

Correa, M. G. A., Garzón, L. D. D., Martínez, J. F. E., González, M. G., Muñoz, M. R., Neslin, D., ... & Economista, M. A. Informe Sobre Efectos Ambientales (Bióticos, Físicos Y Sociales) Y Económicos De La Exploración De Hidrocarburos En Áreas Con Posible Despliegue De Técnicas De Fracturamiento Hidráulico De Roca Generadora Mediante Perforación Horizontal.

Benavides Eraso, E., & Martín Barceló, J. D. (2018). Análisis conceptual de la tecnología de las estimulaciones hidráulicas masivas y su potencial aplicación en yacimientos no convencionales de shale en Colombia (Bachelor's thesis, Fundación Universidad de América).

Díaz, J. M. M. (2013). Estimación mediante simulación molecular de las propiedades interfaciales de fluidos implicados en la extracción forzada de gas natural (Doctoral dissertation, Universidade de Vigo).

Cárdenas, A. E. A., & Cañate, K. M. Y. Fracking: Extracción de gas y petróleo no convencional, y su impacto ambiental Fracking: Extraction unconventional gas and oil, and environmental impact. Pp 12-13.

Ehlig-Economides, Christine A.; Ahmed, Ibraheem Anwer; Apiwathanasorn, Sippakorn; Lightner, Jacqueline Hilary; Song, Bo; Vera Rosales, Fabian Elias; Xue, Han; Zhang, Yannan (). [Society of Petroleum Engineers SPE Annual Technical Conference and Exhibition - San Antonio, Texas,

USA (2012-10-08)] SPE Annual Technical Conference and Exhibition - Stimulated Shale Volume Characterization: Multiwell Case Study from the Horn River Shale: II. Flow Perspective.

Enríquez Rodríguez, P. (2014). Planteamiento de un marco regulatorio en las actividades de exploración y extracción de lutitas: análisis de costo-beneficio de los diferentes tipos de agua (Master's thesis, Universidad Iberoamericana Ciudad de México. Departamento de Economía).

Escalante, C. F. S. (2020). Optimización De La Explotación De Yacimientos No-Convencionales (Doctoral Dissertation, Universidad Nacional Autónoma De México).

Fernández, A., & Alvarellós, J. (2011). Modelos geomecánicos 3D y su creciente aplicación en la industria petrolera. *Revista Internacional de Desastres Naturales, Accidentes e Infraestructura Civil*, 12(1), 151-157.

Erazo Oviedo, H. D., & Causil de León, E. E. (2022). Efectos jurídicos y ambientales de la política de explotación de hidrocarburos mediante la técnica de fracking un análisis desde el principio de precaución.

Fakcharoenphol, Perapon; Torcuk, Mehmet; Kazemi, Hossein; Wu, Yu-Shu (2016). Effect of shut-in time on gas flow rate in hydraulic fractured shale reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 32(), 109–121.

Forero, Ortiz, Duque. (2014) Design and Application of Flotation Systems for the Treatment of Reinjecting Water in a Colombia Petroleum Field. *Fundamentos de tratamiento de aguas de producción, Especialización Petróleos*, Universidad Industrial de Santander. P. 9-132.8

Gandossi L. (2016) State of the art report on waterless stimulation techniques for shale formations.

González, F. D, Osorio Díaz, O. V. (2013). Evaluación Petrolera Y Métodos De Explotación De Hidratos De Metano, Un Recurso No Convencional.

- Hernández Esquivel, G. A. (2019). La acción normativa colombiana frente a la práctica fracking. Trabajo de Grado. Universidad Católica de Colombia. Facultad de Derecho. Bogotá, Colombia.
- Hossain, M. E., & Al-Majed, A. A. (2015). Fundamentals of sustainable drilling engineering. John Wiley & Sons.
- Jöel Le Calvez, Raj Malpani, Jian Xu (2016). Fracturamiento Hidráulico: Valoraciones a partir del monitoreo microsísmico. Traducción del artículo publicado en Oilfield Review 28, no. 2 (Mayo 2016) Shlumberger.
- John D. Padilla. (2020). El Potencial de los Yacimientos No Convencionales en Colombia. Atlantic Council, Adrienne Arsht Latin America Center and Global Energy Center.
- Kosanke, T. H., & Warren, A. (2016). Geological controls on matrix permeability of the Eagle Ford Shale (Cretaceous), south Texas, USA.
- Fan, J., Bailey, T. P., Sun, Z., Zhao, P., Uher, C., Yuan, F., & Zhao, M. (2018). Preparation and properties of ultra-low-density proppants for use in hydraulic fracturing. Journal of Petroleum Science and Engineering, 163, 100-109.
- García Navarro, D. A., & Vivas Vargas, P. A. (2016). Ampliación de la capacidad del sistema de tratamiento de agua de producción mediante el dimensionamiento conceptual de los nuevos equipos en la estación Jaguar ubicada en el bloque Caracara (Bachelor's thesis, Fundación Universidad de América).
- Leal Godoy, K. D. (2020). Elaboración y evaluación de un tratamiento mejorador de movilidad para crudos pesados en operaciones de estimulación química. 22-23
- Liu, Guoqing; Ehlig-Economides, Christine (2018). Practical considerations for diagnostic fracture injection test (DFIT) analysis. Journal of Petroleum Science and Engineering,
- Lorca, M. P. (2013). Notas a la edición en español de Drill, Baby, Drill., Universidad de Alcalá

(Alcalá de Henares, España.

Mantilla, M., Ramirez, R., Kammer, A., Gonzalez, D., Contreras, M., & Davila, D. (2008). Caracterización Integrada de Fracturas a partir de un núcleo del Campo La Hocha, Valle Superior del Magdalena, Colombia.

Melo-Becerra, L. A. (2016). Bonanzas y crisis de la actividad petrolera y su efecto sobre la economía colombiana. Borradores de Economía; No. 961.

Mendoza, E. (2012). Visión retrospectiva de la simulación numérica en la Argentina. *Petrotecnia*, 19-23

McCain, W. (1988). "The Properties of the Petroleum Fluids". Gulf Publishing Co.

Miranda-Martínez, Ma. Eugenia, Oleschko, Klaudia, Parrot, Jean-Francois, Castrejón-Vacio, Fernando, Taud, Hind, & Brambila-Paz, Fernando. (2006). Porosidad de los yacimientos naturalmente fracturados: una clasificación fractal. *Revista mexicana de ciencias geológicas*, 23(2), 199-214

Naranjo, A., & Soto, C. M. (2007). Efecto de los parámetros geomecánicos en el fracturamiento hidráulico de yacimientos de hidrocarburos sensibles a esfuerzos. *Boletín de Ciencias de la Tierra*, (21), 09-22.

Naranjo Plata, D. P. (2016). Técnicas, normativa y recomendaciones para la gestión ambiental de la aplicación de la Fractura Hidráulica (fracking) en Colombia.

Perry, G., & Olivera, M. (2009). El impacto del petróleo y la minería en el desarrollo regional y local en Colombia.

Norris, J. Q., Turcotte, D. L., Moores, E. M., Brodsky, E. E., & Rundle, J. B. (2016). Fracking in tight shales: What is it, what does it accomplish, and what are its consequences?. *Annual Review of Earth and Planetary Sciences*, 44, 321-351.

- Rhein, T. (2011), Channel Fracturing in Horizontal Wellbores: the New Edge of Stimulation Techniques in the Eagle Ford Formation. Schlumberger.
- Rueda Rueda, E., J. (2015). Análisis de las Tecnologías Operacionales de Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos de Shale Plays Utilizadas a Nivel Mundial.
- Sheng, James J.; Chen, Ke (2014). Evaluation of the EOR potential of gas and water injection in shale oil reservoirs. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 5–8.
- Silva Escalante, Carlos Felipe. (2020). Optimización de la Explotación de Yacimientos No-Convencionales. 10.13140 Thesis for: Master of Engineering in Reservoir Engineering. Universidad Nacional de México /RG.2.2.22023.21923.
- Smith, M. B., & Montgomery, C. (2015). Hydraulic fracturing. Crc Press.
- Smosna, R., Bruner, K. R., & Riley, R. A. (2005). Paleokarst and Reservoir Porosity in the Ordovician Beekmantown Dolomite of the Central Appalachian Basin. *Carbonates and Evaporites*, 20(1), 50.
- SUN, Tie, et al. (2015) Advanced Petrophysical, Geological, Geophysical and Geomechanical Reservoir Characterization – Key to the Successful Implementation of a Geo-Engineered Completion Optimization Program in the Eagle Ford Shale. Unconventional Resources Technology Conference.
- U.S. Energy Information Administration. (2021). Drilling Productivity Report. <https://www.eia.gov/petroleum/drilling/>
- Vasquez C., H. (2012). La historia del petróleo en Colombia. *Revista Universidad EAFIT*, 30(93), 99-109.

Xuemin Huang, Jingyi Wang, Shengnan (Nancy) Chen, Ian D. Gates, A simple dilation-recompaction model for hydraulic fracturing, *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, Volume 16, 2016, Pages 62-75, ISSN 2213-3976.

Zhang, Yuan Di, Yang Shi & Jinghong hu (2018). "Cyclic CH<sub>4</sub> Injection for Enhanced Oil Recovery in the Eagle Ford Shale Reservoirs" *Energies* MDPI.

Zhong, Chuanyao , and Juliana Y. Leung (2020). "Numerical Analysis of the Effects of Apparent-Permeability Modeling and Secondary-Fracture Distribution for Hydraulic-Fractured Shale-Gas Production Analysis." *SPE Res Eval & Eng* 23 (2020): 1233–1250.

Zhou, J., Ranjith, P. G., & Wanniarachchi, W. A. M. (2020). Different strategies of foam stabilization in the use of foam as a fracturing fluid. *Advances in colloid and interface science*, 276, 102104.