

Diseño de Fracturas Hidráulicas en Pozos de Roca Generadora: Propuesta para un Caso
Colombiano

Yancarlos Sanabria Cifuentes, Nathalia Andrea Blanco Cruz

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Zuly Himelda Calderón Carillo

PhD en Ingeniería Química

Codirector

Diego Armando Vargas Silva

Ingeniero de Petróleos, M.Sc

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2022

Dedicatoria

*A Dios y la vida por traerme hasta aquí,
A mis padres porque este logro es de ellos, lo merecen todo,
A mis hermanos y abuela por su incondicionalidad,
A mis amigos por ayudarme en innumerables ocasiones,
hicieron de este viaje la mejor experiencia,
A la universidad y sus profesores por hacerme menos iletrado, especialmente a aquellos
que dedicaban tiempo contándonos historias de su vida y la importancia de la integridad,
A mis tutores y compañera de tesis que hicieron este proyecto posible,
A todas las situaciones retadoras que me hicieron quien soy hoy,
Al fútbol y a los japoneses por mantenerme entretenido en momentos de ocio,
A todas esas personas que siempre confiaron en mí y me demostraron su apoyo,
Siempre supe que lo iba a lograr, pero es reconfortante esa sensación,
A la música y las noches hasta las a.m. que terminaron en historias inolvidables,
Finalmente, a Rosa, porque merece ser mencionada dos veces...
¡Esto solo es un comienzo!*

Yancarlos Sanabria

Dedicatoria

A Dios, por todas las bendiciones recibidas a lo largo de mi vida, por guiar mi camino y ser el apoyo y fortaleza tanto en momentos de felicidad como de debilidad.

A mis padres, por su amor y apoyo incondicional, trabajo y sacrificio en estos años, por la educación y valores inculcados, gracias por los grandes sueños cumplidos juntos y por los que faltan.

A mi hermana, por ser mi mejor amiga y compañera incondicional de la vida, por todos los consejos recibidos que me han ayudado a crecer tanto personal como profesionalmente.

A mis compañeros y amigos de la universidad, por todos los momentos alegres compartidos, noches de desvelo de estudio que valieron la pena para fortalecer nuestros conocimientos y nuestra relación como colegas.

A mi compañero de tesis, por brindarme el apoyo y confianza para realizar este proyecto de grado, por la dedicación, entrega y compromiso mutuo.

Nathalia Blanco

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander, por ser nuestro segundo hogar durante años, por la calidad de educación representada tanto en sus maestros como estudiantes y por brindarnos la oportunidad de pertenecer a una de las mejores universidades del país.

A la ingeniera Zuly Calderón, directora del proyecto de grado, por su tiempo, dedicación y recomendaciones. Cada uno de sus consejos fueron valiosos de principio a fin, para obtener un proyecto de calidad.

Al ingeniero Diego Vargas, codirector del proyecto de grado, por su compromiso y guía durante la elaboración de este proyecto.

Al Grupo de Investigación de Estabilidad de Pozos (GIEP), por permitirnos ser parte del grupo a través de nuestro proyecto de grado y brindarnos tiempo, espacio para compartir nuestros avances y así poder recibir las recomendaciones pertinentes de nuestros profesionales.

Tabla de contenido

	Pág.
Introducción	16
1. Objetivos	18
1.1 Objetivo General	18
1.2 Objetivos Específicos.....	18
2. Marco teórico	19
2.1 Yacimientos no convencionales.....	19
2.2 Perforación Horizontal.....	22
2.3 Fracturamiento hidráulico	23
2.4 Información requerida para el diseño de fracturas hidráulicas en roca generadora.....	25
3. Geomecánica en yacimientos no convencionales.	27
3.1 Modelo geomecánico	28
3.1.1 Propiedades mecánicas de las rocas.....	28
3.1.2 Isotropía transversal vertical (TIV).....	30
3.1.3 Régimen de esfuerzos	33
3.1.4 Presión de Poro	34
3.1.5 Resistencia de la roca.....	35
3.1.6 Data obtenida en un modelo geomecánico	35
4. Diseño de fracturas hidráulicas en pozos de roca generadora	36

4.1 Espaciamiento	40
4.2 Orientacion y azimuth.....	43
4.3 Conductividad de la fractura.....	45
4.4 Selección del fluido fracturante	45
4.5 Selección de propante	48
4.6 Geometría de la fractura.....	51
4.7 Índice de fragilidad	53
4.8 Fracture Shadowing	58
4.9 Diseño unificado de fracturas	59
4.9.1 Parámetros del diseño unificado de fracturas	59
4.9.2 Optimización en diseño unificado de fracturas.....	60
5. Caracterización de las principales formaciones de shale a nivel mundial	62
5.1 Arabia Saudí.....	65
5.2 Argentina.....	66
5.3 Australia.....	67
5.4 Canadá.....	69
5.5 China.....	72
5.6 Estados Unidos.....	74
6. Metodologías y curvas de aprendizaje de diseño de fracturas hidráulicas en yacimientos de roca generadora.....	80

6.1 Vaca Muerta.....	80
6.1.1 Metodología en el diseño de fracturas hidráulicas.....	81
6.1.2 Estrategias implementadas en Vaca Muerta	85
6.1.3 Curva de aprendizaje en Vaca Muerta	85
6.2 Eagle Ford.....	90
6.2.1 Metodología en el diseño de fracturas hidráulicas.....	92
6.2.2 Inconvenientes operacionales en Eagle Ford.....	94
6.2.3 Curva de aprendizaje en Eagle Ford	94
6.3 Longmaxi	98
6.3.1 Metodología en el diseño de fracturas hidráulicas.....	99
6.3.2 Inconvenientes operacionales y estrategias implementadas en Longmaxi	102
6.3.3 Curva de aprendizaje en Longmaxi	103
6.4 Bakken	106
6.4.1 Metodología en el diseño de fracturas hidráulicas.....	107
6.4.2 Inconvenientes operacionales y estrategias implementadas en Bakken	108
6.4.3 Curva de aprendizaje en Bakken.....	109
7. Metodología adaptada para el diseño de fracturas hidráulicas en la formación La Luna	114
7.1 Selección de la longitud promedio lateral y espaciamiento entre pozos	117
7.2 Determinación del modelamiento de la fractura.....	118
7.3 Selección de la geometría de la fractura	119

7.4 Selección del espaciamiento entre etapas, número de etapas y clústeres por etapa	120
7.5 Selección del fluido de fracturación y propante	123
7.6 Elección del programa de fracturamiento	126
8. Conclusiones	129
9. Recomendaciones	132
Referencias Bibliográficas	133

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Diferencias geomecánicas entre yacimientos convencionales y no convencionales</i>	27
Tabla 2. <i>Clasificación de parámetros en el diseño de fracturas hidráulicas</i>	37
Tabla 3. <i>Variables y consideraciones importantes para la selección de fluido fracturante</i>	47
Tabla 4. <i>Clasificación de la fragilidad</i>	54
Tabla 5. <i>Ecuaciones para el cálculo del índice de fragilidad propuestas por diferentes autores</i>	55
Tabla 6. <i>Sistema de fluido de tratamiento recomendado según el índice de fragilidad calculado</i>	57
Tabla 7. <i>Características de la formación de interés: La Luna en Colombia</i>	64
Tabla 8. <i>Características de la formación Tuwaiq Mountain en Arabia Saudí</i>	65
Tabla 9. <i>Características de la formación Vaca Muerta en Argentina</i>	66
Tabla 10. <i>Características de las principales formaciones de shale plays en Australia: Roseneath- Epsilon-Murteree y Goldwyer</i>	68
Tabla 11. <i>Características de las principales formaciones de shale plays en Canadá: Muskawa, Otter Park y Evie</i>	70
Tabla 12. <i>Características de las principales formaciones de shale plays en China: Longmaxi y Lianglitage-Yijianfang</i>	72
Tabla 13. <i>Características de las principales formaciones de shale plays de Estados Unidos: Bakken, Barnett, Eagle Ford, Haynesville, Marcellus y Wolfcamp</i>	74
Tabla 14. <i>Colores y valores asignados en los parámetros de la caracterización</i>	77

Tabla 15. <i>Caracterización general de las formaciones mundiales comparadas con la formación La Luna</i>	78
Tabla 16. <i>Fluido por etapa según el plan de fracturamiento hidráulico del operador</i>	83
Tabla 17. <i>Propante por etapa según el plan de fracturamiento hidráulico del operador</i>	83
Tabla 18. <i>Plan del diseño de fractura hidráulica para cada etapa según el operador</i>	83
Tabla 19. <i>Resumen del tratamiento de fracturación hidráulica en la etapa 18</i>	93
Tabla 20. <i>Evolución en las prácticas de completamiento y fracturación hidráulica en Eagle Ford</i>	96
Tabla 21. <i>Diseño del completamiento inicial en Longmaxi</i>	100
Tabla 22. <i>Diseño del completamiento final en Longmaxi</i>	101
Tabla 23. <i>Algunos de los parámetros usados en el diseño de fracturamiento hidráulico</i>	102
Tabla 24. <i>Diseño simplificado de fracturas en un pozo horizontal de Bakken</i>	108
Tabla 25. <i>Parámetros en la metodología del diseño de fracturas hidráulicas en formaciones análogas a la formación La Luna</i>	114
Tabla 26. <i>Programa de tratamiento por etapa recomendable en pozo hipotético</i>	127

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. <i>Comparación grafica de trayectoria de pozo en yacimientos convencionales y no convencionales.</i>	21
Figura 2. <i>Esquema de una perforación horizontal.</i>	22
Figura 3. <i>Secciones de un pozo horizontal para desarrollo de yacimientos en roca generadora.</i>	23
Figura 4. <i>Esquema del desarrollo de un proyecto de fracturamiento hidráulico.</i>	24
Figura 5. <i>Modelo elástico isotrópico</i>	30
Figura 6. <i>Isotropía transversal vertical</i>	31
Figura 7. <i>Modelo elástico anisotrópico</i>	32
Figura 8. <i>Análisis de sensibilidad de parámetros de diseño de fractura hidráulicas.</i>	39
Figura 9. <i>Espaciamiento entre pozos.</i>	40
Figura 10. <i>Espaciamiento entre etapas de fractura.</i>	41
Figura 11. <i>Mapa de calor de fractura hidráulica sin espaciamiento optimizado.</i>	42
Figura 12. <i>Mapa de calor de fractura hidráulica con espaciamiento optimizado.</i>	42
Figura 13. <i>Propagación de fracturas en régimen de esfuerzos normal.</i>	44
Figura 14. <i>Fluido fracturante</i>	46
Figura 15. <i>Ejemplo del tipo de propante</i>	49
Figura 16. <i>Clasificación de propante</i>	50
Figura 17. <i>Geometría de la fractura</i>	51
Figura 18. <i>Red de fracturas</i>	52
Figura 19. <i>Índice de fragilidad mediante diagrama ternario</i>	54

Figura 20. Selección del fluido de tratamiento en función de las propiedades del yacimiento...	57
Figura 21. Fracture shadowing	58
Figura 22. Panorama mundial de Shale Plays.....	63
Figura 23. Ubicación geográfica de la formación Vaca Muerta.....	81
Figura 24. Intensidad de propante utilizado en Vaca Muerta	86
Figura 25. Intensidad de fluido fracturante utilizado en Vaca Muerta	86
Figura 26. Espaciamiento entre etapas utilizado en Vaca Muerta	87
Figura 27. Evolución del diseño de completamiento (Pan American Energy).	88
Figura 28. Longitud lateral promedio en Vaca Muerta.....	89
Figura 29. Fracturas Promedio en Vaca Muerta.....	90
Figura 30. Ubicación geográfica de la formación Eagle Ford y tipos de hidrocarburos producidos	91
Figura 31. Ubicación geográfica de la cuenca Sichuan	99
Figura 32. Ubicación geográfica de la cuenca Willinston	107
Figura 33. Producción histórica de petróleo de Dakota del Norte.....	109
Figura 34. Longitud efectiva de pozos en las áreas de Sanish y Parshall.....	110
Figura 35. Número de etapas de fracturamiento en Sanish y Parshall	111
Figura 36. Cantidad de propante y fluido fracturante para Sanish y Parshall	112
Figura 37. Máxima producción mensual de petróleo en Parshall y Sanish	113
Figura 38. Diagrama de la metodología propuesta para el pozo hipotético en la formación La Luna	117
Figura 39. Geometría de la fractura recomendable en la formación La Luna para un caso ideal	120

Figura 40. *Longitud horizontal, espaciamientos y etapas recomendables en la formación La Luna*

..... 122

Figura 41. *Fluidos de fracturación y propanes recomendables en la formación La Luna 126*

Resumen

Título: Diseño de fracturas hidráulicas en pozos de roca generadora: Propuesta para un caso colombiano*

Autores: Yancarlos Sanabria Cifuentes, Nathalia Andrea Blanco Cruz**

Palabras Clave: Fracturamiento hidráulico, yacimientos no convencionales, geomecánica, formación La Luna, formaciones análogas.

Descripción:

El importante potencial de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en Colombia representaría seguridad energética y estabilidad económica en un futuro desde la exploración hasta la producción de petróleo y gas. El presente trabajo realiza su enfoque en el diseño de fracturas hidráulicas para el desarrollo de yacimientos de roca generadora y formaciones de shale y, para esto, es necesario identificar los parámetros involucrados en el diseño de fracturas junto a los aspectos geomecánicos más importantes e influyentes en la generación de la red de fracturas que permitan el flujo de hidrocarburos desde el yacimiento hasta superficie. De acuerdo con el estudio desarrollado, se identificaron las formaciones de shale a nivel mundial que han tenido un tratamiento de fracturamiento hidráulico. Se realizó la caracterización de cada una de estas formaciones para luego escoger las formaciones análogas a la formación La Luna y, de esta manera, poder describir las metodologías, inconvenientes operacionales, estrategias implementadas y curvas de aprendizaje obtenidas en el desarrollo de sus proyectos en el diseño de fracturas hidráulicas a través de sus años de operación. La formación La Luna fue seleccionada como caso de estudio en esta tesis debido a que, a través del tiempo, ha sido considerada como la roca generadora de hidrocarburos por excelencia en la cuenca del Valle Medio de Magdalena en Colombia. Por tal motivo, en este proyecto de grado, se propone una metodología para el diseño de fracturas hidráulicas adaptada al caso colombiano tomando como base el análisis realizado a las mejores prácticas en los proyectos de formaciones análogas a nivel mundial.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: PhD. Zuly Himelda Calderón Carillo. PhD en Ingeniería Química. Codirector: Diego Armando Vargas Silva. M.Sc en Ingeniería de Petróleos.

Abstract

Title: Hydraulic fracture design in source rock wells: A proposal for a Colombian case *

Author(s): Yancarlos Sanabria Cifuentes, Nathalia Andrea Blanco Cruz**

Key Words: Hydraulic fracturing, unconventional reservoirs, geomechanics, La Luna formation, analogue formations.

Description:

The hydrocarbon potential in unconventional reservoirs in Colombia would represent energy security and economic stability in the future from exploration to production. This study focuses on the design of hydraulic fractures for the development of source rock reservoirs and shale formations. Thus, it is necessary to identify the parameters involved in fracture design along with the most important and influential geomechanical aspects in the creation of the fracture network that allow the flow of hydrocarbons from the reservoir to the surface. According to the study developed, the shale formations worldwide that have had a hydraulic fracturing treatment were identified. The characterization of each of these formations was carried out in order to choose the formations analogous to the La Luna formation and, thus, to describe the methodologies, operational drawbacks, strategies implemented and learning curves obtained in the development of their projects in the design of hydraulic fractures through their years of operation. La Luna formation was selected as a case study in this thesis because, over time, it has been considered as the hydrocarbon source rock par excellence in Colombia. For this reason, in this thesis, a methodology for the design of hydraulic fractures adapted to the Colombian case is proposed based on the analysis of the best practices in the projects of analogous formations worldwide.

* Bachelor Thesis

**Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: PhD. Zuly Himelda Calderón Carillo. PhD in chemical engineering. Co-director: Diego Armando Vargas Silva. M.Sc in petroleum engineering.

Introducción

La demanda creciente de energía es una problemática que afecta a cada uno de los países del mundo, para algunos la solución es tan sencilla como abrir un poco más la llave del grifo, en cambio para otros la solución conlleva grandes retos y desafíos que afectan directamente su economía. Durante las últimas décadas el desarrollo de yacimientos no convencionales en roca generadora se ha convertido en una oportunidad para adquirir reservas significativas de hidrocarburos, y por consiguiente cubrir la demanda creciente, pero más importante aún, asegurar la autosuficiencia energética.

Los países que han visto en este tipo de yacimientos una gran oportunidad y han hecho esfuerzos en investigación y conocimiento, para explotarlos de manera responsable y eficiente con el medio ambiente, hoy miran al futuro con menos preocupación. Colombia estuvo experimentando una tendencia de declinación constante durante la década pasada (UPME, 2021); sobre todo por falta de exploración y consecuentemente de hallazgos interesantes, esto en combinación con la demanda creciente de energía proyectada en el mundo hacen necesario encontrar alternativas para suplir esta necesidad (BP, 2017). Durante los últimos años, los yacimientos en rocas generadoras se han perfilado como una opción a mediano plazo que podría contribuir en gran medida a la solución, no obstante, por sus características, bajas permeabilidades y porosidades, necesitan de la técnica de fracturamiento hidráulico en conjunto con la perforación horizontal, para crear redes de fracturas efectivas que conduzcan el fluido de interés a la cara del pozo y de esta manera, conseguir tasas de producción rentables.

A nivel mundial, ya hay países que cuentan con una larga trayectoria en el desarrollo de este tipo de yacimientos y han obtenido grandes resultados entre los que se destacan Estados

Unidos y Argentina (Ramírez Vega et al., 2020). Revisar sus experiencias y compararlas con las condiciones de Colombia ayudará a encaminar de modo adecuado, los posibles proyectos de estas características para ejecutarlos eficientemente y conseguir la cristalización de esta oportunidad.

El diseño de fracturas hidráulicas en este tipo de yacimientos es un área que ha tenido un desarrollo relevante, y no es para menos, pues tiene gran incidencia en el éxito del proyecto. En este trabajo de grado se realizará un estudio de los diferentes diseños de fracturas hidráulicas en yacimientos de roca generadora alrededor del mundo, se evaluarán los criterios para la selección de: número de etapas, espaciamiento entre etapas, longitud de fracturas, fluido fracturante, programas de bombeo, tipo de propante y cantidad, y otros parámetros necesarios. Se revisarán las metodologías usadas a nivel mundial para establecer el diseño de estas fracturas, con el propósito de analizar las diferentes condiciones en las cuales fueron llevados a cabo, para luego proponer una aproximación de diseño de fracturas hidráulicas acorde a las condiciones de un pozo hipotético en Colombia.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Proponer diseño de fracturas hidráulicas en pozos de roca generadora y hacer una primera aproximación para un caso colombiano.

1.2 Objetivos Específicos

- Identificar los parámetros que impactan el diseño de fracturas hidráulicas en pozos horizontales de roca generadora.
- Estudiar las diferentes metodologías para el diseño de fracturas hidráulicas en pozos horizontales de roca generadora en el mundo.
- Describir las curvas de aprendizaje de otros países con respecto al diseño de fracturas hidráulicas en sus yacimientos de roca generadora.
- Adaptar una metodología de las encontradas en la literatura, para la estimulación hidráulica en un pozo hipotético en Colombia.

2. Marco teórico

2.1 Yacimientos no convencionales

En términos generales se puede mencionar que, los yacimientos en roca generadora, presentan como principal característica su baja permeabilidad. El umbral es $< 0,1 \text{ md}$, por esta condición su explotación no es rentable de manera convencional y usualmente se recurre a la estimulación hidráulica acompañada principalmente de perforación horizontal, o técnicas de recobro mejorado (Cander, 2012). Para otros autores, un yacimiento es no convencional cuando alguna parte del sistema petrolífero hace falta, especialmente cuando el hidrocarburo formado en la roca generadora no logra migrar por condiciones petrofísicas como baja permeabilidad, haciendo que el hidrocarburo quede atrapado in-situ, convirtiendo así a su roca generadora al mismo tiempo en roca almacén.

De acuerdo al Ministerio de Minas y Energías Colombiano en su decreto 3004 del 26 de diciembre de 2013, en el artículo 1 se clasifica a los yacimientos no convencionales como: Gas y petróleo en arenas y carbonatos apretados, gas metano asociado a mantos de carbón (CBM), gas y petróleo de lutitas (Shale), hidratos de metano y arenas bituminosas.

Gas y petróleo en arenas y carbonatos apretados:

La roca que compone su formación está constituida principalmente de carbonatos y areniscas, son característicos por su baja permeabilidad, altas presiones y profundidades, poseen una porosidad menor al 10% (Ayala & Talero, 2020). Se les conoce también como tight gas o tight oil respectivamente, tienen una fuerte compactación y cementación carbonatada o silícea, tienen mecanismos únicos de migración y acumulación de yacimientos que complementan las acumulaciones de hidrocarburos convencionales (Castillo et al., 2012).

Gas metano asociado a mantos de carbón (CBM):

Son yacimientos de gas natural presentes de forma no convencional en depósitos o “vetas” de carbón el cual se formó durante el proceso de coalificación (transformación de material vegetal en carbón). La generación del metano en el carbón es función del material vegetal y del proceso de madurez termal, cuando se aumenta la temperatura y la presión cambia el rango del carbón y así mismo su capacidad de generar y almacenar metano (Benavides & Martín, 2018).

Gas y petróleo de lutitas (Shale):

Los Shale Plays o Yacimientos en Roca Generadora son formaciones ricas en hidrocarburos (gas y petróleo) que, por sus muy bajas porosidades, permeabilidades, y grandes profundidades reciben el nombre de no convencionales. Por esta razón, en su explotación es necesaria la perforación de pozos horizontales para logra un mayor contacto con el yacimiento y para realizar, posteriormente, operaciones de fracturamiento hidráulico. De esta manera se “crea el yacimiento” lo que permite el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo (Rueda, 2015).

Hidratos de Metano:

Los hidratos de gas son sólidos cristalinos, comúnmente blancos similares al hielo, cuya unidad estructural fundamental es la de una molécula de gas rodeada por moléculas de agua, que componen una “jaula” rígida o empaque de tipo cúbico o hexagonal enlazada con otras moléculas; normalmente se encuentran en el espacio poroso de las rocas sedimentarias y pueden formar cementos, “venas” o capas. Estos sólidos se forman a condiciones de altas presiones y bajas temperaturas que se presentan en amplias regiones oceánicas y polares. Los hidratos de gas pueden contener diferentes gases como dióxido de carbono, nitrógeno y sulfuro de hidrógeno, entre otros, pero la mayoría de los hidratos de gas natural consisten principalmente de metano (Benavides & Martín, 2018).

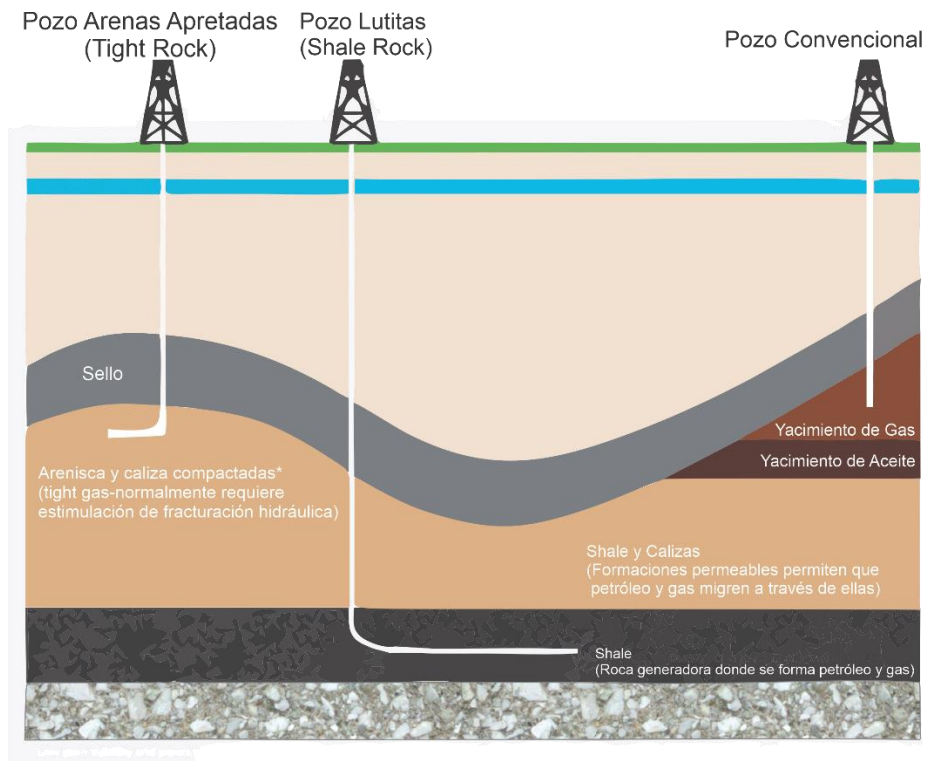
Arenas Bituminosas:

Son acumulaciones de crudo de alta viscosidad y densidad que les impide moverse libremente por el yacimiento, el principal parámetro para definir si un yacimiento es de arenas bituminosas es la viscosidad, un yacimiento con viscosidades mayores a 10.000 cP y con una densidad relativa mayor a 1,0 (<10° API) es considerado como un yacimiento de arenas bituminosas (Zou, 2017).

En la Figura 1, se muestra una comparación de la trayectoria de los pozos para yacimientos convencionales y no convencionales.

Figura 1.

Comparación gráfica de trayectoria de pozo en yacimientos convencionales y no convencionales.



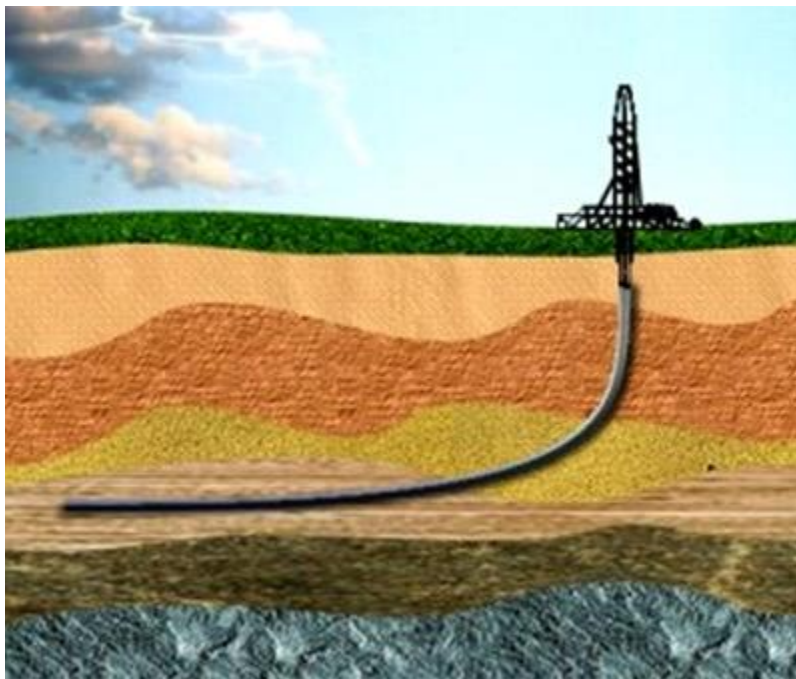
Fuente: GOVERNMENT OF WESTERN AUSTRALIA DEPARTEMENT OF MINAS, INDUSRY REGULATION AND SAFETY, "Introduction to unconventional resources" [En línea]. [Citado 5 de febrero 2020]. Adaptado de: <<https://www.dmp.wa.gov.au/Petroleum/Introduction-to-unconventional-25621.aspx>>

2.2 Perforación Horizontal

La perforación horizontal es de gran utilidad en los yacimientos no convencionales, porque permite incrementar el área de contacto en la formación productora para obtener tasas de producción rentables, normalmente este tipo de yacimiento no es de gran espesor, por lo que, con la perforación vertical no son viables económicamente para su explotación. Las perforaciones horizontales se realizan paralelas al plano de estratificación, como se puede apreciar en la Figura 2.

Figura 2.

Esquema de una perforación horizontal.



Fuente: RIGZONE, “How Does Directional Drilling Work?” [En línea]. [Citado 5 de febrero 2020]. Disponible en:
< https://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=295&c_id=>

Un pozo horizontal cuenta con las siguientes secciones:

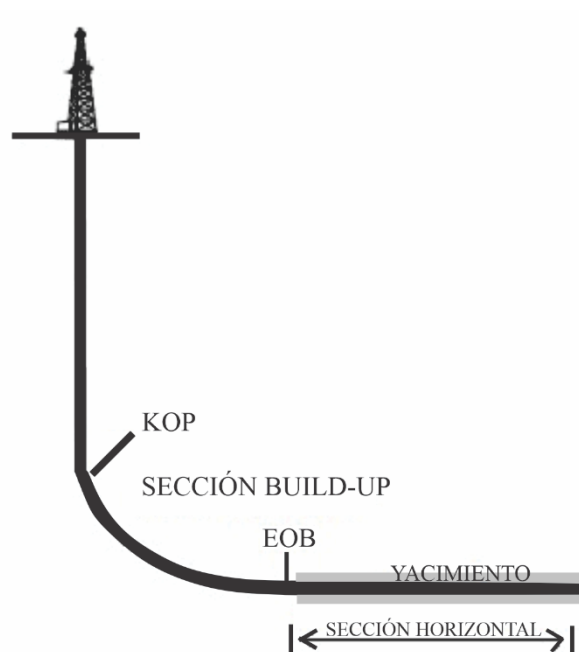
- Sección vertical: Corresponde a la sección que parte desde la superficie hasta el KOP (Kick off point), punto donde se inicia a producir una curvatura.

- Build Up: También conocido como ángulo de levantamiento, es el ángulo de cambio de inclinación, se expresa en ángulos sobre una distancia determinada (grados/ft) (Grandas et al., 2014). Es la sección que conecta la sección vertical con la sección horizontal.
- Sección horizontal: Es la sección recta horizontal que comprende los intervalos de interés, en esta zona es donde se realizan las operaciones de fracturamiento hidráulico.

En la Figura 3, se aprecia de manera gráfica, cada una de las secciones de un pozo horizontal para el desarrollo de yacimientos en roca generadora.

Figura 3.

Secciones de un pozo horizontal para desarrollo de yacimientos en roca generadora.



Fuente: ART OF DIRETIONAL DRILLING, “Types of directional well profiles” [En línea] 2015. [Citado 5 de febrero 2020]. Adaptado de: <<https://directionaldrillingart.blogspot.com/2015/09/types-of-directional-well-profiles-in.html>>

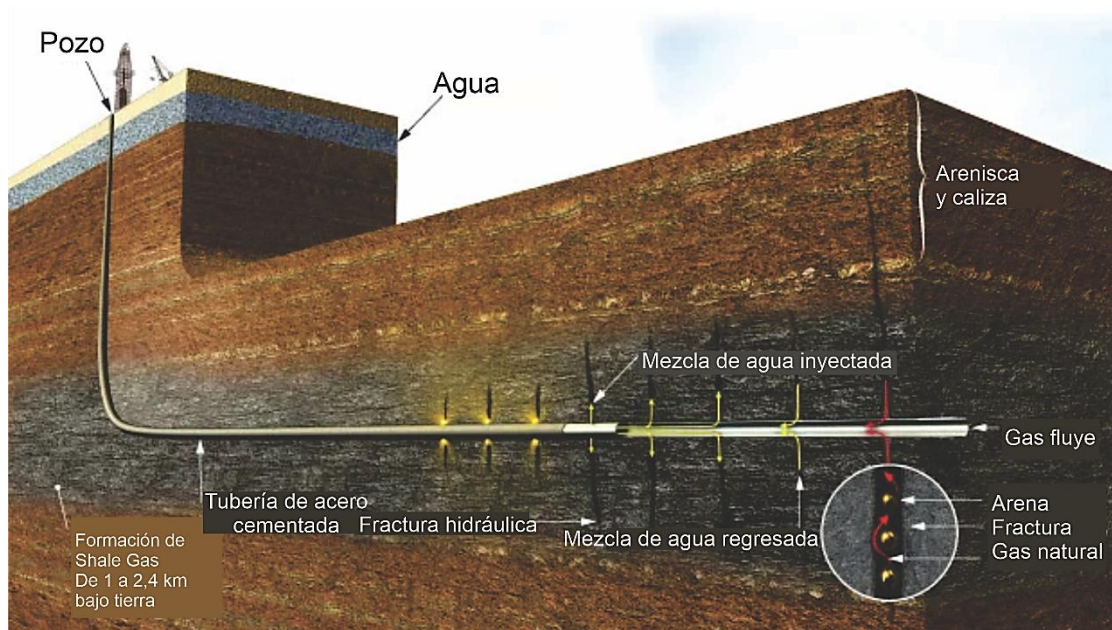
2.3 Fracturamiento hidráulico

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación de pozos que inicio a ser usada a finales de la década de los 40, en sus inicios era solamente usada para yacimientos que

presentaban baja permeabilidad, pero con el correr de los años también inicio a ser empleada para yacimientos con valores normales o altos de permeabilidad. Esta técnica consiste en la creación de una red de fracturas hidráulicas, mediante la inyección de un fluido fracturante, en la formación de interés, a presiones por encima de la presión de fractura, esto permite mejorar el flujo en el yacimiento para así lograr tasas de producción rentables. Para el desarrollo de yacimientos no convencionales, la tecnología de fracturamiento hidráulico generalmente es usada en conjunto con otra tecnología, la perforación horizontal, el uso de estas dos tecnologías ha permitido la explotación de gran cantidad de recursos, en diferentes partes del mundo, que antes eran considerados inviables. La Figura 4 muestra cómo se combinan estas dos tecnologías.

Figura 4.

Esquema del desarrollo de un proyecto de fracturamiento hidráulico.



Fuente: MARCELLUS DRILLING NEWS, "Utica Super Lateral Wells Now Catching on in Other Plays" [En línea] 2017. [Citado 5 de febrero 2020]. Disponible en: <<https://marcellusdrilling.com/2017/07/utica-super-lateral-wells-now-catching-on-in-other-plays/>>

2.4 Información requerida para el diseño de fracturas hidráulicas en roca generadora.

Para el diseño de fracturas hidráulicas en roca generadora es necesario contar con información de las propiedades del yacimiento como la permeabilidad medida a través del análisis de núcleos, análisis nodal o prueba Build Up y la presión. Propiedades del fluido como, por ejemplo, la mojabilidad de la roca, gravedad del petróleo y gas, porcentaje de impurezas. Adicional, propiedades de la roca, registros litológicos con el fin de conocer la estratificación y propiedades geomecánicas que serán mencionadas en el siguiente capítulo. Por otra parte, al igual que las propiedades mencionadas anteriormente, la información del pozo y datos de producción como el tamaño del casing, desviación y la capacidad de las instalaciones de producción juegan un papel importante para realizar el diseño (NSI Technologies Frac Tips, 2012).

En el capítulo 5. Caracterización de las principales formaciones de shale a nivel mundial, se exponen las principales propiedades generales, petrofísicas, geomecánicas y geoquímicas de las formaciones estudiadas. La información suministrada en estas caracterizaciones cuenta con unos parámetros más influyentes que otros para el diseño de fracturas en roca generadora. Entre los parámetros que tienen mayor impacto para el diseño están las propiedades geomecánicas tales como, el módulo de Young, relación de Poisson y coeficiente de Biot; propiedades petrofísicas como la permeabilidad y porosidad para determinar la conductividad y longitud de la fractura, composición mineralógica para calcular el índice de fragilidad y, de esta forma, seleccionar el fluido de fracturación adecuado. Y, las propiedades del yacimiento, tales como, tipo de hidrocarburo, profundidad, espesor, y, el carbono orgánico total (TOC) para determinar el valor de la efectividad de la roca generadora y la calidad del kerógeno. Al igual que estos parámetros, la temperatura, gradiente de presión, esfuerzos, tipo de kerógeno y la reflectancia de vitrinita tienen gran importancia en la selección del diseño de fracturas (Pemex, 2008).

Cabe mencionar que, los parámetros más influyentes en los datos de entrada, es decir, la información requerida en el diseño de fracturas hidráulicas depende de la formación de estudio, y, en varios casos de estudio, los parámetros han sido obtenidos a través del análisis de sensibilidad. Este es el caso de una formación al sur de Iraq y la formación Wolfcamp en Estados Unidos. Para el primer caso, Ahmed & Hayfaa, (2021) afirman que, los parámetros más importantes que afectan el diseño de la fractura hidráulica según la literatura son los esfuerzos (vertical y horizontal máximo y mínimo horizontal, composición mineralógica, presión de poro, fragilidad, permeabilidad, TOC, profundidad y espesor). Y, el análisis de sensibilidad realizado en la formación al sur de Iraq indica que los esfuerzos, la presión de fractura, la densidad de perforación, el módulo de Young, relación de Poisson y coeficiente de Biot son los parámetros más dominantes en la propagación de la fractura. Por otra parte, en el caso de estudio de la formación Wolfcamp, se realizó un análisis de datos en once pozos horizontales donde se evaluó el impacto de las variaciones en las propiedades del yacimiento como respuesta al proceso de fracturación hidráulica. Según la producción de petróleo acumulada de los once pozos, las variables con mayor importancia en orden son: el esfuerzo horizontal máximo, esfuerzo vertical, composición mineralógica, porosidad, permeabilidad, fragilidad y TOC (Salahshoor et al., 2020).

El éxito del fracturamiento hidráulico para obtener estabilidad en el pozo y la propagación de las fracturas depende en gran medida del régimen de esfuerzos y de las propiedades de la roca.

3. Geomecánica en yacimientos no convencionales.

La perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico son tecnologías esenciales para el desarrollo de los yacimientos no convencionales en roca generadora. Ambas tecnologías requieren de la geomecánica para obtener un grado de certidumbre y responsabilidad adecuada en las operaciones necesarias, por lo que contar con un modelo geomecánico preciso y confiable se convierte en uno de los principales objetivos en el desarrollo de este tipo de yacimientos. Con la ayuda de la geomecánica se puede seleccionar la química del lodo óptimo para una perforación segura, optimizar la trayectoria del pozo, diseñar y optimizar la fractura hidráulica.

La geomecánica de los yacimientos no convencionales se comporta diferente a la de yacimientos convencionales debido a su comportamiento inelástico de la matriz, sensibilidad de esfuerzos por su variación de estado de esfuerzos respecto a la producción, anisotropía de la roca, reología de la roca y baja permeabilidad de la matriz. En la Tabla 1 se observan las principales diferencias de los aspectos geomecánicos entre los yacimientos convencionales y no convencionales:

Tabla 1.

Diferencias geomecánicas entre yacimientos convencionales y no convencionales

	Yacimientos convencionales	Yacimientos no convencionales
Comportamiento de la roca	Elástico o elastoplástico	Inelástico
Características mecánicas de la roca	Más frágil	Más dúctil
Propiedades de la roca	Isotrópico o anisotrópico	Transversalmente isotrópicos (TI).
Régimen de esfuerzos	Usualmente anisotrópicos	Usualmente isotrópicos
Fracturas naturales	Abiertas o cerradas dependiendo de su orientación	Menos permeables

Presión de poro	Medida	Predictiva
Eficiencia en fracturamiento hidráulico	Alta	Baja

Nota. La tabla muestra las principales diferencias entre los yacimientos convencionales y no convencionales. Tomado de *Non-conventional Geomechanics for Unconventional Resources*, por Soroush, 2012. Disponible en: <<https://www.coursehero.com/file/79867176/HSoroush-SPE-DL-Full-Presentationppt/>>

3.1 Modelo geomecánico

Un modelo geomecánico es una representación numérica del estado de esfuerzos, presión de poro y las propiedades mecánicas de las rocas para una sección estratigráfica específica en un campo o una cuenca (Plumb et al., 2000), puede ser de una dimensión, dos dimensiones, y los más avanzados de tres dimensiones, esto depende de los datos que se tienen disponibles y la aplicación que se le vaya a dar. Para los yacimientos no convencionales los retos en cuanto a los modelos geomecánicos son amplios e incluyen aspectos como: orientación del pozo, estados de esfuerzos in-situ, propiedades mecánicas de las rocas y técnicas para completamiento de pozos. Ya que las propiedades mecánicas de las rocas y el estado de esfuerzos son el control primario para la estabilidad del pozo y la propagación de fracturas hidráulicas, los modelos geomecánicos son elaborados para predecir y diagnosticar estas operaciones (Higgins-Borchardt et al., 2016), además de servir como una herramienta en la toma de decisiones.

3.1.1 Propiedades mecánicas de las rocas

Las propiedades mecánicas de las rocas más comunes son: Módulo de Young y la Relación de Poisson. Estas propiedades pueden ser calculadas dinámicamente y estáticamente, la medición dinámica involucra registros sísmicos mientras que las propiedades estáticas se calculan en laboratorio mediante pruebas que miden la relación entre esfuerzo y deformación realizadas a núcleos, destacando que el Módulo de Young estático y la relación de Poisson estática son

parámetros muy importantes en el diseño de fracturas hidráulicas (Ma et al., 2016). En el modelo geomecánico normalmente se utilizan correlaciones empíricas para relacionar las propiedades dinámicas medidas en los registros con las propiedades estáticas medidas en el núcleo.

3.1.1.1 Módulo de Young

El módulo de Young es una constante elástica que mide la deformación axial que sufre un material cuando es sometido a esfuerzos. Cuando el esfuerzo axial aplicado a un núcleo es graficado vs. la deformación axial que este sufre, la pendiente resultante de la línea recta es equivalente al módulo de Young estático.

En otras palabras, es una medida de la rigidez de un material elástico, altos valores de esta constante son propios de materiales con un comportamiento frágil, mientras que bajos valores son propios de materiales con comportamiento dúctil. Para los diseños de fracturas en yacimientos en roca generadora, se hace necesario contar con formaciones que presenten altos valores de módulo de Young, ya que generalmente las rocas frágiles tienen mejor calidad de completamiento y son mejores objetivos de fracturamiento hidráulico (Ma et al., 2016). El módulo de Young determina presiones, longitud y ancho de la fractura, así como el control de su crecimiento.

3.1.1.2 Relación de Poisson

La relación de Poisson es una medida de la capacidad de un material a expandirse en dirección perpendicular a la fuerza aplicada al material (Z. Yang et al., 2021), otra manera de expresarlo es la relación entre la deformación lateral y la deformación longitudinal. Esta es un parámetro muy importante al momento de calcular el esfuerzo horizontal, y en cuanto a la

conveniencia para el desarrollo de yacimientos no convencionales que necesiten de la tecnología de fracturamiento hidráulico, se hace necesario bajos valores de esta propiedad.

3.1.1.3 Módulo de Cizalla

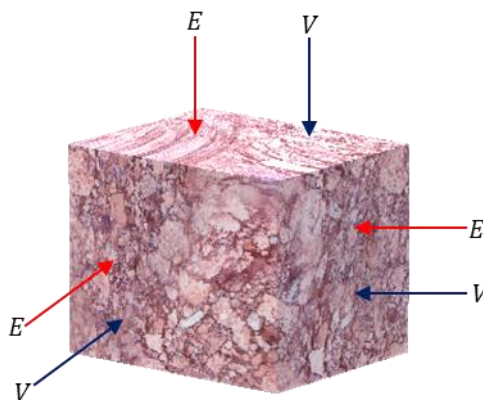
El módulo de cizalla o de corte se define como la capacidad de un material a resistir la deformación de corte. Si el módulo de cizalla tiene un valor alto esto indica que la rigidez del material es fuerte, y es más difícil que la roca sufra deformación por cizallamiento (Z. Yang et al., 2021).

3.1.2 Isotropía transversal vertical (TIV)

En los yacimientos de roca generadora no es válido tomar como referencia un modelo isotrópico debido a que las propiedades elásticas varían en función de la dirección en la que se miden. Para un modelo isotrópico sólo se requieren dos variables elásticas iguales en todas las direcciones: E (módulo de Young) y V (relación de Poisson) tal como se muestra en la Figura 5.

Figura 5.

Modelo elástico isotrópico



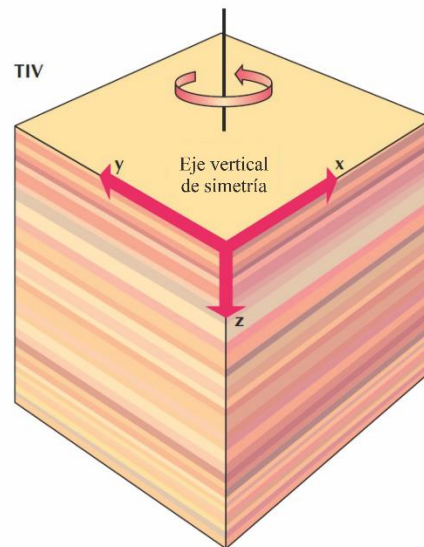
Fuente: “Unconventional Reservoir Geomechanics. Shale Gas, Tight Oil, and Induced Seismicity”.

Modificado de: Zoback, M. et al. 2019.

En el caso de los yacimientos no convencionales, las propiedades elásticas pueden describirse mejor con características de isotropía transversal vertical (TIV) por sus siglas en inglés, que se refiere al carácter direccional particular de los materiales en los que las propiedades poseen los mismos valores en todas las direcciones paralelas a los planos de isotropía y valores diferentes en la dirección perpendicular a los planos de isotropía o que atraviesa dichos planos; esta dirección perpendicular es un eje de simetría rotacional (Schlumberger Oilfield Glossary, 2021), en otras palabras, estos yacimientos presentan propiedades isotrópicas horizontalmente, pero verticalmente son anisotrópicos. En la Figura 6 se esquematiza este fenómeno y se puede observar cómo en cada capa horizontal las propiedades mecánicas serían iguales, pero al intercalar entre capas verticales estas serían diferentes.

Figura 6.

Isotropía transversal vertical



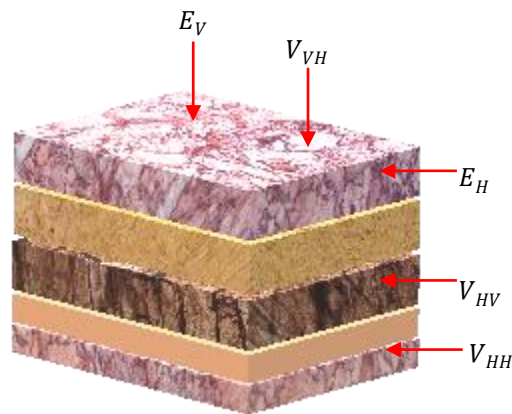
Fuente: SCHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY, “TIV” [En línea] 2021. [Citado 24 de noviembre de 2021]. Disponible en: <<https://glossary.oilfield.slb.com/en/terms/t/tiv>>

Por ello, para poder caracterizar de manera correcta este tipo de yacimientos, las propiedades mecánicas deben ser medidas en diferentes direcciones, pues estas varían

dependiendo de la dirección en que sean medidas, y, esto agrega cinco nuevas variables y hace más complejo el modelo geomecánico, tal como se muestra en la Figura 7. Es de suma importancia contar con un modelo geomecánico confiable puesto que temas como la estabilidad del pozo, la propagación de fracturas y la predicción de la geometría de las fracturas están estrechamente relacionados con este.

Figura 7.

Modelo elástico anisotrópico



Fuente: “Unconventional Reservoir Geomechanics. Shale Gas, Tight Oil, and Induced Seismicity”.

Modificado de: Zoback & Kohli, 2019

Donde E_V : Módulo de Young vertical, E_H : Módulo de Young horizontal, V_{VH} : Relación de Poisson cuando la carga axial es vertical, V_{HV} : Relación de Poisson cuando la carga axial es horizontal, V_H : Relación de Poisson horizontal

Para calcular estas propiedades en diferentes direcciones se usan herramientas como sonologs que se encargan de medir los tiempos de tránsito en las diferentes formaciones, luego junto con medidas de densidad es posible determinar si la roca es asumida como isotrópica, elástica, homogénea y lineal. Las siguientes ecuaciones se pueden utilizar para calcular las propiedades dinámicas del módulo de cizallamiento(G), la relación de Poisson(ν) y el módulo de Young (E):

$$G = \frac{\rho}{(\Delta t_{shear})^2}, \quad (1)$$

$$v = \frac{0.5 \left(\frac{\Delta t_{shear}}{\Delta t_{comp}} \right)^2 - 1}{\left(\frac{\Delta t_{shear}}{\Delta t_{comp}} \right)^2 - 1}, \quad (2)$$

$$E = 2G(1 + v), \quad (3)$$

Donde ρ = densidad, Δt_{shear} = tiempo de tránsito de cizallamiento, Δt_{comp} = tiempo de tránsito de compresión (Higgins-Borchardt et al., 2016).

3.1.3 Régimen de esfuerzos

El régimen de esfuerzos depende de la magnitud de los esfuerzos principales. Estos esfuerzos son: esfuerzo horizontal máximo (σ_H), esfuerzo horizontal mínimo (σ_h) y esfuerzo vertical (σ_v). Según Triana et al., (2010), el régimen de esfuerzos permite deducir la dirección de propagación de la fractura hidráulica y, la magnitud y la diferencia de los esfuerzos entre la roca y sellos determina la energía necesaria para crear la fractura. Cabe mencionar que la fractura se genera perpendicular al esfuerzo mínimo, y es este el que dará la presión de cierre de fractura.

El esfuerzo vertical (σ_v) normalmente denominado sobrecarga se calcula a partir de los registros de densidad utilizando la ecuación 4. La magnitud del esfuerzo horizontal mínimo, que suele ser el esfuerzo principal menor, influye directamente en la propagación de las fracturas hidráulicas y está en función del esfuerzo efectivo y las propiedades elásticas. Por otra parte, la magnitud del esfuerzo horizontal máximo es importante porque dependiendo de la orientación del pozo, influye en la estabilidad del mismo y en la probabilidad de crear fracturas hidráulicas complejas no planas, puede deducirse fácilmente de los breakouts del pozo o de las fracturas inducidas observadas en las imágenes del pozo. Las ecuaciones 5 y 6 pueden ser utilizadas para

calcular el esfuerzo mínimo y máximo horizontal en un modelo TIV para yacimientos no convencionales en roca generadora (Cuervo & Lombardo, 2017):

$$\sigma_v = \int_0^z \rho(z)g dz \quad (4)$$

$$\sigma_h = \alpha_h P_p + \frac{E_h}{E_v} \frac{V_v}{(1 - V_h)} (\sigma_v - \alpha_v P_p) + \frac{E_h}{(1 - V_h^2)} \varepsilon_h + \frac{E_h V_h}{(1 - V_h^2)} \varepsilon_H \quad (5)$$

$$\sigma_H = \alpha_h P_p + \frac{E_h}{E_v} \frac{V_v}{(1 - V_h)} (\sigma_v - \alpha_v P_p) + \frac{E_h}{(1 - V_h^2)} \varepsilon_h + \frac{E_h V_h}{(1 - V_h^2)} \varepsilon_h \quad (6)$$

Donde z es la profundidad vertical desde el nivel del suelo, g es la aceleración de la gravedad, ε_H y ε_h son los esfuerzos tectónicos en la dirección del esfuerzo máximo y mínimo, respectivamente, α es el coeficiente de Biot, P_p es la presión de poro, E_h y E_v son los módulos de Young horizontal y vertical, respectivamente. V_h y V_v son las relaciones de Poisson horizontal y vertical, respectivamente. Y, σ_v es el esfuerzo vertical.

3.1.4 Presión de Poro

La presión de poro se define como la presión ejercida por los fluidos en el espacio poroso de la roca, es un parámetro relevante pero a la vez difícil de cuantificar en yacimientos no convencionales debido a la complejidad con el tiempo de operación de la herramienta en fondo que mide este parámetro hasta estabilizar completamente. Esta tiene una relación directa en el estado de esfuerzos, la tasa de flujo y producción, además, se necesita contar con valores confiables de presión de poro de las diferentes formaciones durante la perforación, de manera que se pueda elaborar una planeación segura del pozo con buena estabilidad, y así evitar posibles patadas de pozo (Higgins-Borchardt et al., 2016).

3.1.5 Resistencia de la roca

La resistencia de la roca determina si las formaciones cercanas a las paredes del pozo se mantendrán mecánicamente estables o sufrirán una deformación permanente. Los factores influyentes en la estabilidad del pozo son: la resistencia de la roca, los esfuerzos in situ, la geometría y orientación del pozo y, los criterios de falla por cizallamiento.

Así pues, los parámetros a tener en cuenta para la resistencia de la roca incluyen la resistencia a la compresión no confinada (UCS), en sus siglas en inglés, la resistencia a la tensión (T_0), la cohesión (C_0) y el coeficiente de fricción interno (f). Estos parámetros son medidos con núcleos y/o registros utilizando correlaciones empíricas (Higgins-Borchardt et al., 2016).

En los yacimientos no convencionales debido a su comportamiento anisotrópico, la resistencia de la roca medida dependerá de la orientación de la carga con respecto al plano de estratificación.

3.1.6 Data obtenida en un modelo geomecánico

Un modelo geomecánico debe ser calibrado y validado para brindar certidumbre en la toma de decisiones en el diseño del fracturamiento hidráulico. La calibración consiste en comparar las propiedades calculadas en el modelo geomecánico a través de un simulador con los cálculos ingenieriles y los resultados modelados con los observados.

Con los resultados de una buena calibración y la sísmica, se obtienen modelos 3D fundamentales para determinar cuál parte del yacimiento es viable económicamente y promete mayor productividad.

Por consiguiente, los parámetros mencionados anteriormente como lo son las propiedades elásticas, los esfuerzos principales, la presión de poro y la anisotropía, entre otros, se obtienen por

medio del modelamiento geomecánico en 3D a través de información calculada en los registros de pozos, core data, pruebas de presión de poro, microsismicidad, sonologs de compresión y cizalla, pruebas de fractura (FIT, XLOT, DFIT, Minifrac) y mineralogía.

4. Diseño de fracturas hidráulicas en pozos de roca generadora

Durante el capítulo anterior se trataron los aspectos geomecánicos relevantes en el diseño de fracturas hidráulicas, esto con el fin de contar con un background que facilite el entendimiento de los parámetros a tener en cuenta en este tipo de diseños, y cómo estos interactúan entre sí, ahora, en este capítulo se abarcarán los tópicos más importantes que conlleva el diseño de fracturas hidráulicas en pozos de roca generadora, que brinden un mejor entendimiento al desarrollo de este trabajo de grado.

El foco de esta investigación es el diseño de fracturas hidráulicas, la meta de una operación de diseño de fracturamiento hidráulico multietapa es generar una red de fracturas óptima que comience en el pozo y se extienda dentro de la formación productora, permitiendo el flujo de hidrocarburos. De esta manera, el diseño está caracterizado por aspectos como: el tipo y volumen de los fluidos inyectados; tipo, tamaño y volumen de propante inyectado; aditivos; presiones de operación, tasas de flujo, potencia hidráulica y programa de bombeo (Johanis & Triffiletti, 2017).

Por otra parte, las técnicas de fracturamiento hidráulico apropiadas ayudan al control de la longitud de las fracturas, alcance vertical, ancho de la fractura, permeabilidad de la fractura, conexión con sistemas naturales y la complejidad de la red de fracturas generadas (Johanis & Triffiletti, 2017). Así, los componentes claves de un diseño de fracturas hidráulico abarcan temas como mecánica de rocas, teoría de propagación de fracturas, diseño de programas de bombeo y diagnóstico de fracturas (M. Yang et al., 2015).

De acuerdo con diferentes autores los parámetros que afectan y se tienen en cuenta para el diseño de fracturas hidráulicas en pozos de rocas generadoras pueden ser clasificados en tres categorías: Parámetros que no se pueden controlar, parámetros que se podrían controlar y parámetros que se pueden controlar. Para ilustrar estos mejor, se tomó como base la tabla elaborada por Nagel & Sanchez-Nagel, (2015), sin embargo, luego de revisar la literatura disponible, se adicionaron otros parámetros que también resultan importantes, estos se esquematizan en la siguiente tabla:

Tabla 2.

Clasificación de parámetros en el diseño de fracturas hidráulicas.

Parámetros que no se pueden controlar	Parámetros que se podrían controlar	Parámetros que se pueden controlar
<p>Condiciones del yacimiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Estado de esfuerzos. • Propiedades geomecánicas. • Temperatura. • Rigidez de la formación. • Permeabilidad del yacimiento. • Fracturas naturales. • Mecanismo de falla inicial. 	<ul style="list-style-type: none"> • Longitud de la fractura. • Ancho de la fractura. • Altura de la fractura. • Permeabilidad de la fractura. • Conductividad de la fractura. 	<ul style="list-style-type: none"> • Espaciamiento entre pozos. • Tasa de bombeo. • Viscosidad del fluido fracturante. • Localización de los túneles. • Leakoff. • Selección del propante. • Inclinación y azimuth.

Nota. La tabla muestra la clasificación de los parámetros en el diseño de fracturas hidráulicas: controlables, no controlables y los que podrían ser controlados. Tomado de *On the importance and impact of key geomechanical parameters in unconventional play developments*, por Nagel, 2015, ARMA-2015-514.

Hay que destacar que algunos de los parámetros que se pueden “controlar” pueden tener limitaciones en consecuencias de las condiciones adecuadas de operación.

En contraste con el diseño de fracturas hidráulicas de los yacimientos convencionales, los diseños en rocas generadoras son más complejos, pues a pesar de que se tienen en cuenta los mismos parámetros cada uno de estos se hace más amplio debido a que se deben incluir nuevas variables que en los diseños de yacimientos convencionales no se tienen en cuenta.

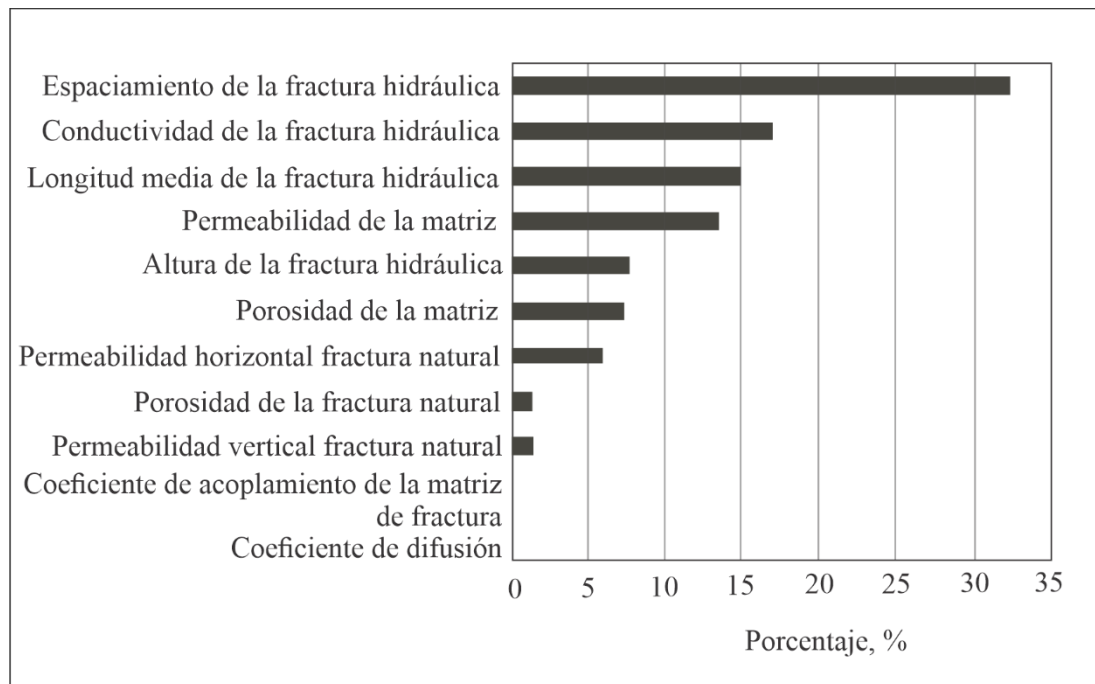
Al igual que en los yacimientos convencionales la mecánica de rocas juega un papel crítico en el diseño de fracturas hidráulicas, las constantes elásticas como lo son el módulo de Young y la relación de Poisson, el estado de esfuerzos, esto en sinergia con petrofísica y geoquímica de la roca, entre otros aspectos, permite realizar diseños de fracturas hidráulicas que se integren de manera adecuada con las condiciones específicas que se pueden presentar.

Para el diseño de facturas hidráulicas en yacimientos de roca generadora como se puede observar en la Tabla 2 se tienen en cuenta muchos parámetros, pero algunos resultan más relevantes que otros, esto depende principalmente de las propiedades del yacimiento y el alcance del proyecto, por tal razón resulta relevante conocer el orden de ponderancia de estos en el diseño, esto se evalúa con un análisis de sensibilidad que usualmente es realizado mediante el uso de softwares especializados. (Kim et al., 2015) realizaron un análisis de sensibilidad de estos parámetros para un diseño de fracturas en un yacimiento tipo shale gas, en su investigación se utilizó inteligencia artificial mediante un modelo proxy en el cual se hicieron variar los valores de parámetros como: permeabilidad de la matriz, porosidad de la matriz, coeficiente de difusión, coeficiente coupling de la fractura, permeabilidad horizontal de la fractura natural, permeabilidad vertical de la fractura natural, porosidad de la fractura natural, espaciamiento entre las fracturas,

longitud media de la fractura, altura de la fractura y conductividad de la fractura, los resultados obtenidos se pueden observar en la Figura 8.

Figura 8.

Análisis de sensibilidad de parámetros de diseño de fractura hidráulicas.



Fuente: Determination of key parameters and hydraulic fracture design for shale gas productions. Adaptado de: Kim, K. et al. 2010

Como conclusión de la anterior figura se puede decir que entre los parámetros que más impacto generan en el diseño de fracturas son el espaciamiento, la conductividad de la fractura, la longitud media de la fractura y altura de la fractura, estos hacen parte de la categoría de parámetros que se podrían controlar. Otros parámetros como permeabilidad de la matriz, porosidad de la matriz, permeabilidades de las fracturas naturales tanto horizontal como vertical, y demás parámetros hacen parte de la categoría de parámetros que no se pueden controlar, estos están asociados a las condiciones del yacimiento. A pesar de que los resultados de un análisis de sensibilidad pueden ser muy diferentes entre distintos yacimientos, este estudio brinda una

referencia para identificar aquellos parámetros en los cuales se debe depositar más atención, esto no excluyó el estudio de otros parámetros que de acuerdo con otros autores también resultan relevantes.

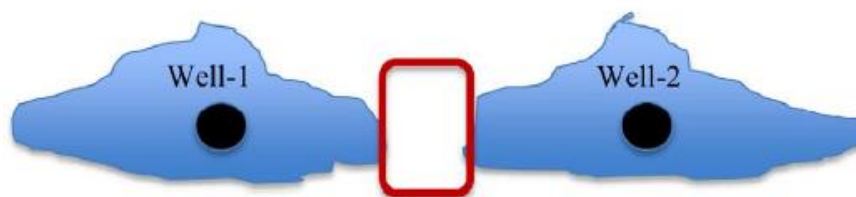
Gran parte de los parámetros a definir en un diseño de fracturas hidráulicas en yacimientos de roca generadoras son definidos mediante la simulación y el uso de softwares especializados, contar con una data confiable que represente correctamente las condiciones del yacimiento puede definir el éxito del proyecto. Dejando esto claro, se procede a tratar los principales parámetros en este tipo de diseños.

4.1 Espaciamiento

El espaciamiento resulta uno de los parámetros más importantes y en ocasiones el más importante, en términos de espaciamiento para diseño de fracturas hidráulicas se tienen dos puntos importantes, el espaciamiento entre pozos y el espaciamiento entre las etapas de fracturas, los cuales son esquematizados en la Figura 9 y Figura 10, respectivamente.

Figura 9.

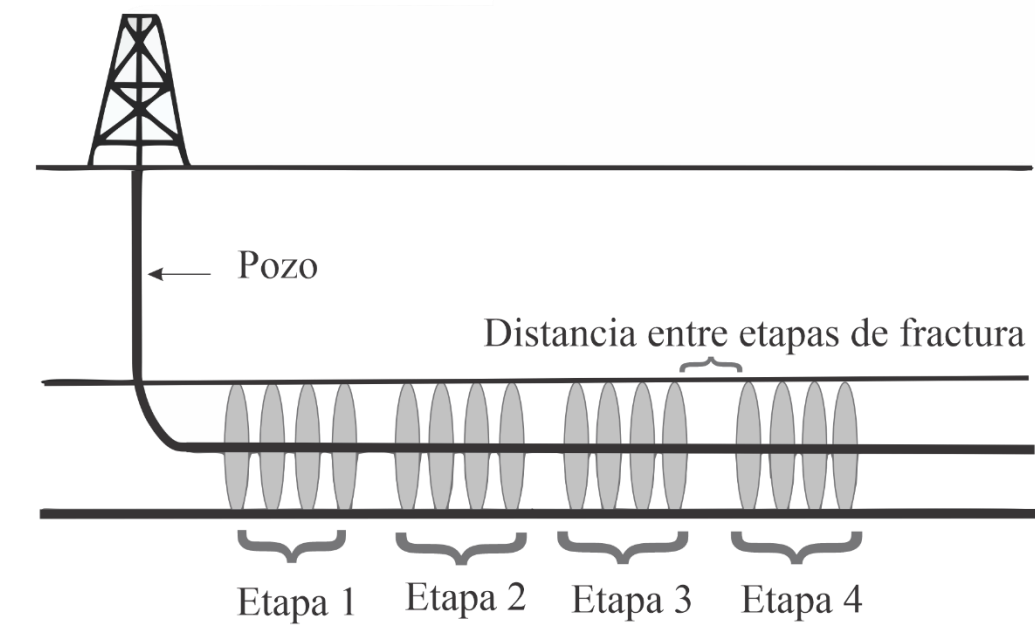
Espaciamiento entre pozos.



Fuente: Hydraulic fracture and reservoir characterization for determining optimal well spacing in the Marcellus Shale. Tomado de: Pankaj et al., 2018

Figura 10.

Espaciamiento entre etapas de fractura.



Fuente: "Effect of Mechanical Property Anisotropy in Shales and Fracture Spacing on Fracture Aperture".

Modificado de: Gokaraju & Eckert, 2014.

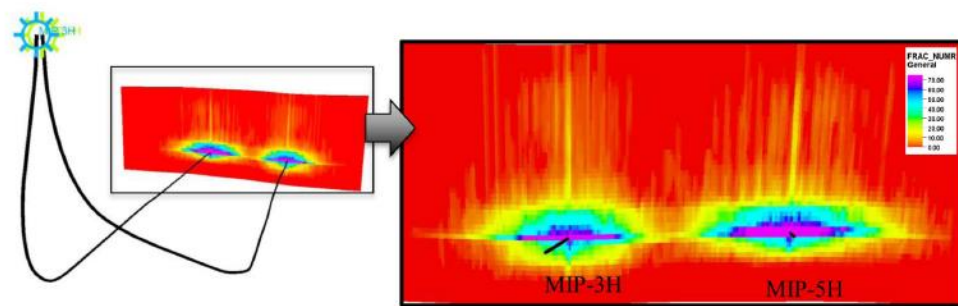
Elegir la mejor combinación entre estas distancias que permita obtener los mejores resultados del proyecto es crucial, por eso la simulación de un diseño de fracturas hidráulicas tiene gran repercusión ya que con esta información las compañías deciden estas distancias.

El espaciado entre fracturas y entre pozos juega un papel trascendente en el volumen del yacimiento estimulado, para este tipo de proyectos siempre se quiere contar con la mayor cantidad de volumen estimulado. Si estas distancias resultan demasiado cerca, las áreas de drenaje se interceptarán e impedirán contar con un mejor rendimiento; en caso contrario, si estas distancias son mayores a la óptima de igual manera el volumen estimulado disminuirá, entonces lo que se requiere es encontrar esos valores de estas distancias donde se obtenga mayor volumen de yacimiento estimulado, lo cual permitirá obtener las tasas de producción más altas, que dejarán

mayores beneficios del proyecto. Para dejar más claro el efecto del espaciamiento se pueden evidenciar los resultados obtenidos por Pankaj et al., en su investigación realizada en 2018, se buscaba determinar el espaciamiento óptimo en un proyecto realizado en la formación Marcellus en Estados Unidos, para lo cual se realizaron diferentes simulaciones que determinaron que el espaciamiento óptimo para el proyecto estudiado era de 990 pies, que de acuerdo al mapa de calor de fractura hidráulica elaborado para este escenario, muestra mayor volumen de yacimiento estimulado, esto se puede evidenciar mejor gráficamente en la Figura 11 y Figura 12.

Figura 11.

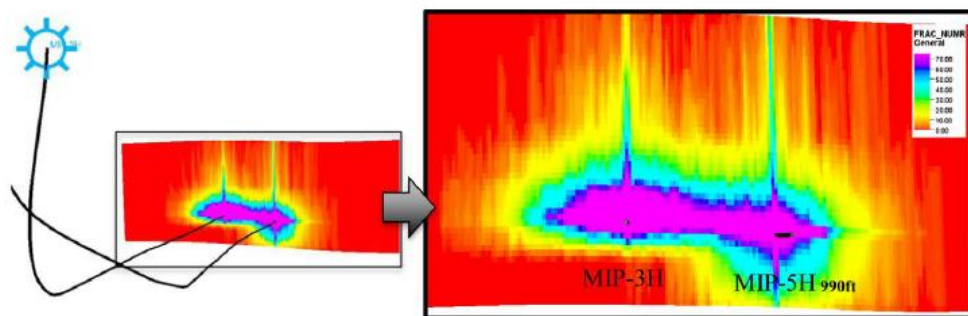
Mapa de calor de fractura hidráulica sin espaciamiento optimizado.



Fuente: "Hydraulic Fracture and Reservoir Characterization for Determining Optimal Well Spacing in the Marcellus Shale.". Tomado de: Pankaj et al., 2018

Figura 12.

Mapa de calor de fractura hidráulica con espaciamiento optimizado.



Fuente: "Hydraulic Fracture and Reservoir Characterization for Determining Optimal Well Spacing in the Marcellus Shale.". Tomado de: Pankaj et al., 2018

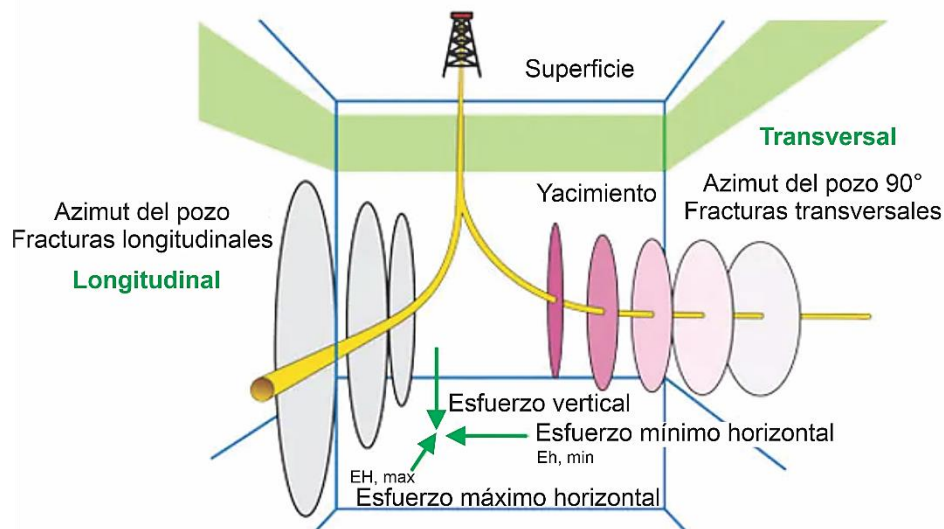
4.2 Orientacion y azimuth

La orientación y el azimuth del pozo en el diseño de las fracturas hidráulicas están estrechamente relacionados con el estado de esfuerzos in-situ del yacimiento, elegir correctamente la dirección en que debe ser perforado el pozo tiene implicaciones directas en la propagación de las fracturas.

En un régimen de esfuerzos normal, es decir, donde se cumple $\sigma_h < \sigma_H < \sigma_V$ se requiere que la dirección de perforación del pozo sea paralela al esfuerzo horizontal mínimo, de esta manera las fracturas se propagarán en dirección perpendicular al eje del pozo, y las redes de fractura creadas serán verticales transversales al eje del pozo, que permitirán tener mayor volumen del yacimiento estimulado. En un régimen de esfuerzos normal, si se tomara la decisión de perforar pozos en dirección perpendicular al esfuerzo mínimo, las fracturas resultantes serían paralelas al eje del pozo, es decir, se crearán redes de fractura longitudinales al eje del pozo, esto no es lo recomendable para un diseño de fracturas, pues no permite conseguir la mayor cantidad de yacimiento estimulado. Las dos situaciones anteriormente mencionadas se pueden apreciar en la siguiente figura:

Figura 13.

Propagación de fracturas en régimen de esfuerzos normal.



Fuente: OIL & GAS JOURNAL, “IMPROVED GAS RECOVERY—2 (Conclusion): Productivity increase using hydraulic fracturing—expectation vs. reality” [En línea] 2012. [Citado 16 de marzo 2022]. Disponible en: <
<https://www.ogj.com/drilling-production/production-operations/article/17227289/improved-gas-recovery2-conclusion-productivity-increase-using-hydraulic-fracturingexpectation-vs-reality>>

Usualmente en los yacimientos de roca generadora predomina el estado de esfuerzos normal debido a que este tipo de yacimientos se encuentran a grandes profundidades, lo que hace que su mayor esfuerzo in-situ generalmente sea el vertical, o también llamado esfuerzo de sobrecarga. Sin embargo, existen otras direcciones de propagación de fracturas hidráulicas en función del régimen de esfuerzos, estas son: régimen de esfuerzos inverso cuando $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$, entonces, la fractura se propagará en dirección horizontal y, por último, el régimen de esfuerzos rumbo-deslizante cuando $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$ y la dirección de propagación de la fractura será vertical al igual que en el régimen de esfuerzos normal.

4.3 Conductividad de la fractura

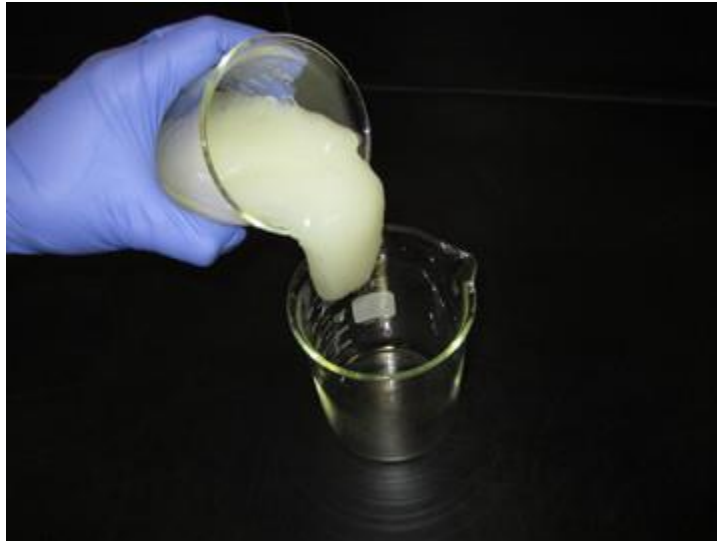
Es la capacidad que tiene la fractura para permitir el flujo de fluidos, es una relación que involucra factores como permeabilidad del yacimiento (k), permeabilidad de la fractura (k_f), ancho de la fractura (W) y longitud de la fractura (X_f). Esta determinada por la siguiente ecuación:

$$F_{CD} = \frac{k_f W}{k X_f} , \quad (7)$$

La conductividad de la fractura es gobernada por muchos parámetros, incluyendo tamaño del propante, tipo y calidad del propante, concentración del propante (ancho de la fractura), durabilidad del propante, limpieza del fluido, empotramiento/astillamiento y migración de finos (Palisch et al., 2012), consecuencia de esto está ampliamente relacionada con la selección del propante.

4.4 Selección del fluido fracturante

Uno de los puntos más importantes en el diseño de facturas hidráulicas es la selección del fluido fracturante, estos pueden ser acuosos o no acuosos y deben ser suficientemente viscosos como para generar y propagar una fractura y además transportar el apuntalante desde el pozo hacia el interior de la fractura (Kraemer, Schneider, 2015). En la Figura 14 se puede apreciar un fluido fracturante que brinda una idea de su viscosidad. Acorde a otros autores que describen el proceso en etapas, los fluidos usados en una operación de fracturamiento están divididos en tres: un primer fluido de relleno, que es bombeado a formación con el fin de fracturarla. Un Segundo fluido con agente de soporte en suspensión (propante), este fluido también se le conoce con el nombre de lechada. Y un último fluido de limpieza, que se encarga de desplazar el propante por toda la red de fracturas creadas, y de limpiar residuos indeseados.

Figura 14.*Fluido fracturante*

Fuente: PROPETRA, “Fracturing Fluids Components: Introduction to Fluids and Additives used in Hydraulic Fracs” [En línea]. [Citado 22 de marzo 2022]. Disponible en: < <https://propetra.wixsite.com/blog/single-post/2016/11/24/fracturing-fluids-components-introduction-to-fluids-and-additives-used-in-hydraulic-fracs> >

Un buen fluido fracturante minimiza problemas operacionales tales como seen-outs o ubicación de la fractura, para la selección de este se tienen en cuenta muchas propiedades además de los objetivos del proyecto, dentro de estas propiedades se pueden mencionar: permeabilidad de la formación, contraste de esfuerzos, requerimientos de conductividad y mineralogía y fluidos de la formación, porque el comportamiento del fluido fracturante depende de la interacción de estas variables. La comprensión de estas variables básicas del yacimiento es primordial para una buena selección.

De acuerdo con su reología los fluidos fracturantes pueden ser clasificados en Newtonianos y no Newtonianos. Los fluidos Newtonianos incluyen agua, salmueras pesadas y slickwater, estos son nonwall-building y tienen una capacidad excepcionalmente alta de leak-off. Del otro lado, se tienen los fluidos wall building con viscosidades más altas, tales como sistemas base gel, tienen

capacidades de leak-off más bajas, que proveen mejor transporte para programas de bombeo con apuntalantes pesados. La mayoría de los fluidos wall building son lineales o polímeros entrecruzados que dejan un daño residual en la red de fractura, reduciendo la conductividad de la fractura. Otros fluidos más avanzados, tales como surfactantes viscoelásticos, proveen el transporte ofrecido por fluidos base gel, mientras retienen la permeabilidad del pack del propante y maximizan la conductividad de la fractura (Mata et al., 2016).

La siguiente tabla muestra algunas consideraciones de acuerdo con las variables antes mencionadas.

Tabla 3.

Variables y consideraciones importantes para la selección de fluido fracturante

Propiedad	Escenario	Consideración	Fluido recomendado
Permeabilidad de la formación	Baja permeabilidad	Disminuir leak-off a la formación	Newtoniano o fluido wall building con baja carga de gel
	Alta permeabilidad	Incrementar leak-off a la formación	Fluido entrecruzado con carga de gel más alta
Contraste de esfuerzos	Bajo contraste	Mayor altura de fractura esperada	Fluido de baja viscosidad
	Alto contraste	Menor altura de fractura/contención	Viscosidad más alta o fluido gelificado
Requerimientos de conductividad	Bajo	Baja permeabilidad/pozos de gas	Newtoniano o fluido de baja viscosidad
	Alto	Alta permeabilidad/pozos multifase	Fluido entrecruzado, fluidos con más alta carga de gel, fluidos viscoelásticos, fluidos energizados.
Mineralogía y fluidos de la formación	Arcillas hinchables/Emulsiones	Hinchamiento de arcillas, emulsiones	Uso de surfactantes y agentes no emulsificantes
	Alta calcita	Calcita presente	Uso de ácido

Nota. La tabla muestra las consideraciones a tener en cuenta en la selección del fluido fracturante.

Adaptado de Hydraulic Fracture Treatment, Optimization, and Production Modeling (p. 217), por Mata, 2016, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-802238-2.00008-0>

- En ambientes con altas permeabilidades el leak-off de las fracturas hacia la formación es alto, mientras que para ambientes de baja permeabilidad en leak-off de la fractura hacia la formación es bajo.
- El contraste de esfuerzos es un parámetro importante porque determina el potencial del crecimiento de la altura de la fractura.
- Entender la geoquímica de la formación y su compatibilidad con el agua y los productos base aceite permite una selección más precisa.

4.5 Selección de propante

También conocido como apuntalante, se inyecta al yacimiento luego de creada la red de fracturas, su propósito es ocupar el espacio de las fracturas previamente creadas para evitar su posterior cierre, es decir, mantienen los canales de flujo abiertos. El propante debería crear un canal que exceda por varios ordenes de magnitud la permeabilidad original del yacimiento. Este, acorde a las condiciones puede ser, de tipo arena, arena recubierta de resina o cerámicos (Gallagher, 2011). En la Figura 15 se muestran las dimensiones de un tipo de propante.

La selección del propante debe ser tenido en cuenta como uno de los parámetros críticos en el diseño de fracturas hidráulicas, seleccionar el tamaño de grano del propante, tipo y resistencia involucra entendimiento de propiedades del yacimiento, geometría de la fractura, análisis financiero y esfuerzos in situ. Según Shel et al., (2020), para la correcta selección del tipo de propante se debe contar con la siguiente información: permeabilidad de la formación, espesor de

la formación, esfuerzo de cierre de la formación, presión neta, presión de fondo del pozo productor, y características elásticas de la formación (módulo de Young y relación de Poisson).

Figura 15.

Ejemplo del tipo de propante



Fuente: “Arena de frac (Propante)” [En línea]. [Citado 5 de febrero 2021]. John T. Boyd Company.
Disponible en: < <https://www.jtboyd.com/spanish2/frac-sand-mining-consultant.php> >

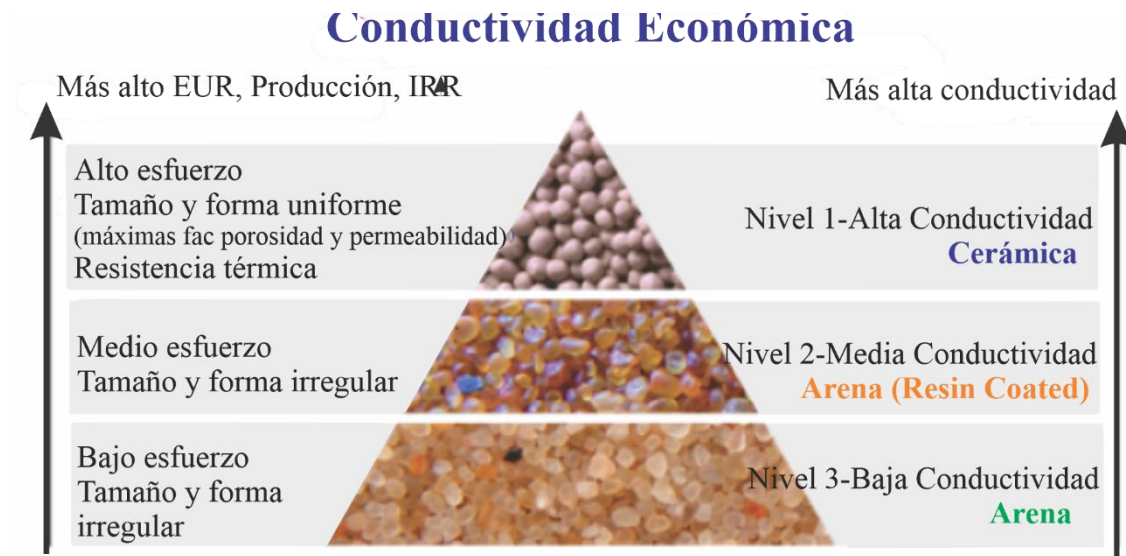
De acuerdo con Palisch et al., (2012), esta selección se basa en cuatro parámetros: disponibilidad del propante, selección del fluido fracturante, requisitos de conductividad y análisis costo beneficio. Para la selección del propante la resistencia característica de este es de vital importancia, y, debe ser lo suficientemente resistente para soportar los esfuerzos in-situ del yacimiento sin fallar o aún peor romperse, lo que causaría disminución en la homogeneidad, que a su vez terminaría produciendo disminución en la conductividad de la red de fracturas. Por lo cual, tener conocimiento fiable del estado de esfuerzos del yacimiento permitirá ahorrar costos, pues se podrá adquirir un propante con características acorde al yacimiento sin necesidad de incurrir en costos innecesarios comprando un propante sobre especificado. Otro factor para tener

en cuenta es la temperatura, la cual puede llegar a degradar el propante, en yacimientos con altas temperaturas se hace necesario tomar medidas para evitar este escenario.

La resistencia, la conductividad y el costo del propante tienen una relación directamente proporcional y se puede apreciar en la Figura 16.

Figura 16.

Clasificación de propante



Fuente: Gallagher, 2011. Modificado de: The Hierarchy of Oily Conductivity. Guest Editorial, p 18. Journal of Petroleum Technology.

Iniciando desde el nivel 3 podemos decir:

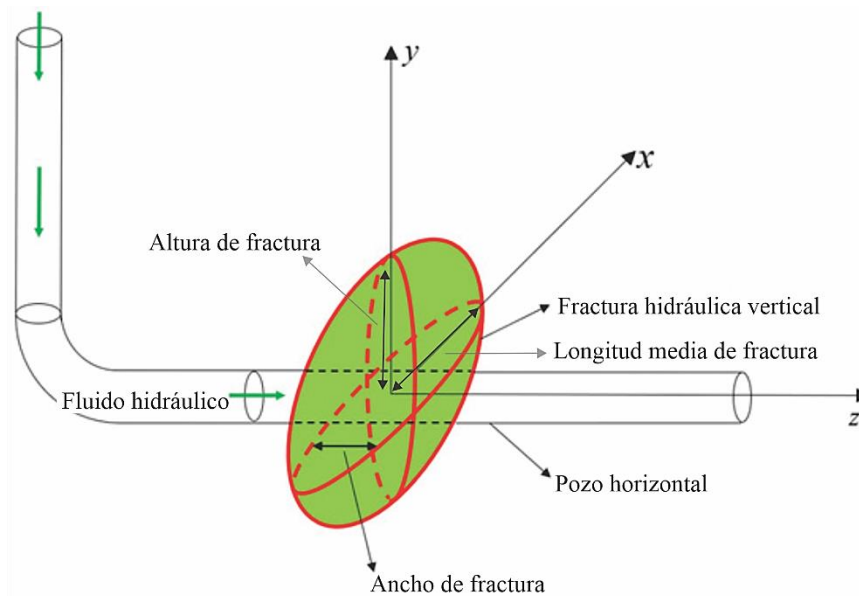
- Propante producido naturalmente, arena, con tamaño y forma irregular, por lo tanto, de baja conductividad y resistencia.
- Propante híbrido, arena recubierta con resina, esto mejora su homogeneidad y resistencia, brindan mejor conductividad y resistencia a la arena natural.
- Propante fabricado, cerámico, con tamaño y forma uniforme, alta conductividad y resistencia, además con mejor resistencia térmica.

4.6 Geometría de la fractura

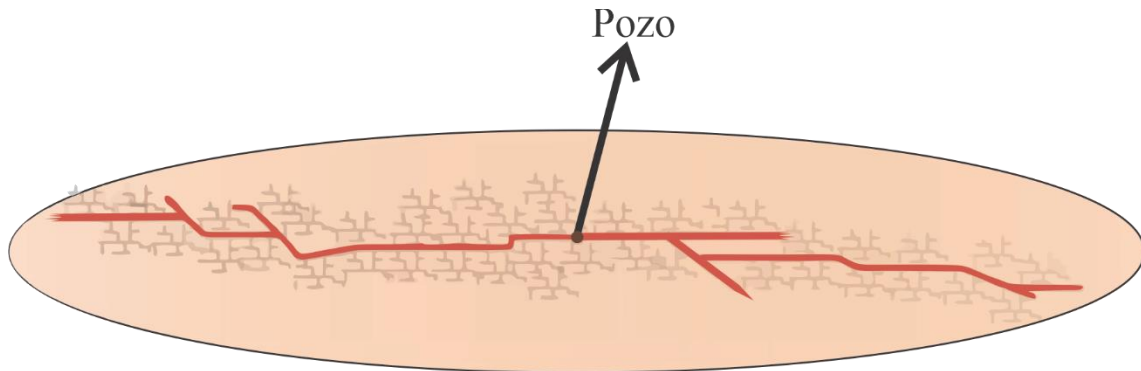
Cuando se habla de la geometría de la fractura se hace referencia a las tres medidas que la conforman: altura, espesor y longitud media, la Figura 17 esquematiza esta situación, hay que aclarar que este esquema está basado en un modelo ideal y se aleja bastante a la realidad de las fracturas que se forman bajo superficie, la Figura 18 brinda una mejor visualización, donde se aprecia como se crea la red de fracturas bajo superficie. Entre estas medidas según Kim (2015), la que más impacto representa en el diseño es la longitud media, debido a que con esta se puede alcanzar de manera más sencilla un mayor volumen de yacimiento estimulado.

Figura 17.

Geometría de la fractura



Fuente: Mathematical Modeling of Hydraulic Fracture Formation and Cleaning Processes [En línea].
[Citado 24 de marzo 2022]. Modificado de: MPDI. Disponible en: < <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/6/1967>>

Figura 18.*Red de fracturas*

Fuente: "Innovative Analysis of Treatment Well Data Determines Cluster Efficiency, Assesses Fracture Complexity, and Provides Fracture Geometry in Unconventional Reservoirs." Modificado de: Bazan, Lucas Wesley, Meyer, Bruce Roman, and Van Phi Tran, 2021.

La propagación de la fractura y el programa de bombeo están considerablemente relacionados, definir aspectos como tasas de bombeo y volúmenes de bombeo, en asociación con el estado de esfuerzos definirán en gran medida el alcance de la red de fracturas, identificar el plano preferencial de fracturas es crucial, pues esto permitirá conseguir fracturas con menor tortuosidad y la energía inyectada al yacimiento será más eficiente. El crecimiento vertical está condicionado en gran medida por el esfuerzo de sobrecarga de las formaciones adyacentes a la formación de interés, si se tiene un contraste de esfuerzos alto entre estos, las formaciones adyacentes contendrán la propagación de la fractura en esta dirección, por lo que tenderán a crecer de manera longitudinal, por el contrario, con un contraste bajo la fractura podrá crecer más en la dirección vertical, pero se propagaran menos de manera longitudinal. Por último, las fracturas naturales del yacimiento son de gran ayuda para conseguir una red de fracturas más extensa.

4.7 Índice de fragilidad

El índice de fragilidad (BI), por sus siglas en inglés, es una relación porcentual que permite identificar el compartimento de las rocas en cuanto a su resistencia, dicho de otra manera, que tan frágil es la roca. Puede ser calculado según la composición mineralógica de la roca con la ecuación propuesta por Jarvie et al., (2007) (ecuación 8), donde: Q representa el contenido de cuarzo, C el contenido de carbonatos y Cl el contenido de arcillas.

$$BI = \frac{Q}{Q + C + Cl} * 100 \quad (8)$$

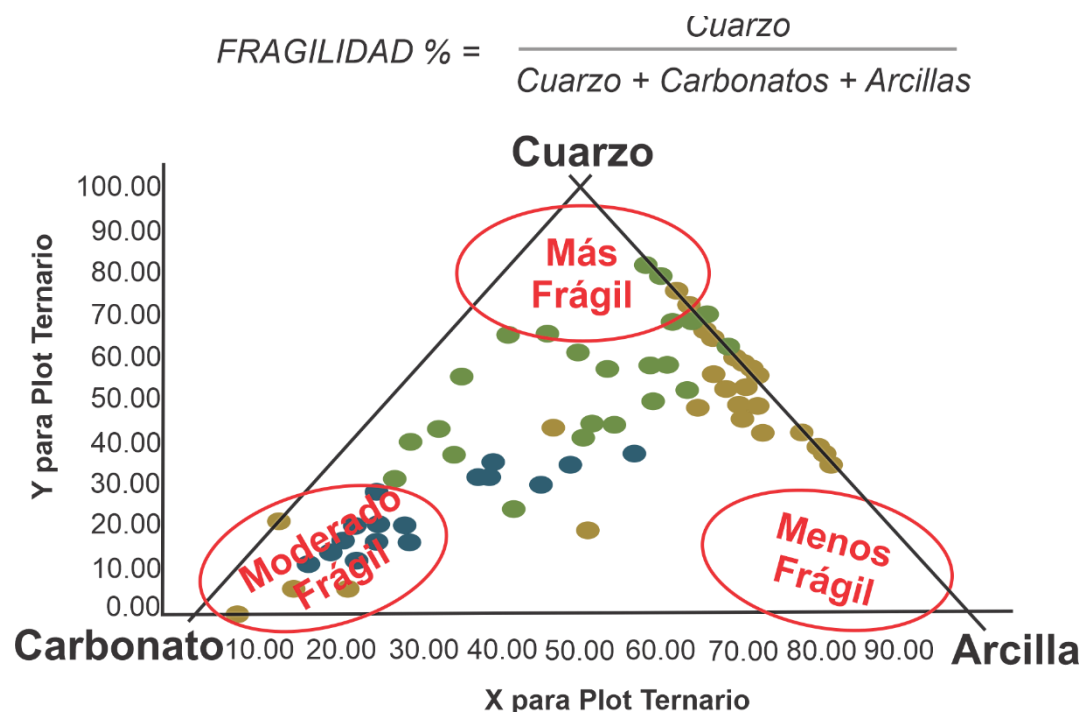
El componente mineralógico que determina en mayor manera cuan frágil es una roca es su contenido de cuarzo, en contraposición el contenido de arcillas determina la tendencia hacia el comportamiento dúctil. El índice de fragilidad ofrece una idea sobre la facilidad de propagación de la fractura luego de su creación, por ello su relevancia en el diseño de fracturas hidráulicas y específicamente en la elección de la zona a fracturar. Los diagramas ternarios son usados para determinar de manera gráfica esta relación, la Figura 19 ejemplifica esto, hay que destacar que para desarrollo de yacimientos en roca generadora con fracturamiento hidráulico, los plays con mayor cantidad de cuarzo en su mineralogía se hacen más atractivos, pues usualmente poseen alto módulo de Young, bajas relaciones de Poisson y alta conductividad, características que favorecen el desarrollo de este tipo de yacimientos.

De acuerdo con Fernandez Rojas et al., (2015), un yacimiento con un índice de fragilidad superior o igual al 40%, representa una formación prospecta a fracturar hidráulicamente, valores inferiores al 40% y mayores al 20% pueden ser considerados prospectos aceptables a fracturar dependiendo del fluido de fractura. En la Tabla 4, se muestra la clasificación de la fragilidad según el valor del índice.

Tabla 4.*Clasificación de la fragilidad*

Índice de fragilidad	Clasificación
0 – 0,16	Dúctil
0,16 – 0,32	Menos dúctil
0,32 – 0,48	Menos frágil
>0,48	Alta fragilidad

Nota. La tabla muestra la clasificación de la fragilidad según el índice de fragilidad. Tomado de *Brittleness index*, por Perez and Marfurt, 2013.

Figura 19.*Índice de fragilidad mediante diagrama ternario*

Fuente: "A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale". Tomado de: Rickman, Rick, Mullen, Michael J., Petre, James Erik, Grieser, William Vincent, and Donald Kundert, 2008.

El índice de fragilidad, uno de los parámetros importantes para el análisis de los sistemas no convencionales, puede ser expresado en función de la composición mineralógica o en función

del módulo de Young y la relación de Poisson como módulos estáticos o dinámicos según los datos sísmicos. La fragilidad depende de la resistencia de la roca, textura, la tensión efectiva, temperatura, litología, la diagénesis del tipo de fluido y el contenido orgánico total (TOC). Jarvie et al. (2007) definieron el índice de fragilidad (BI) basado en la mineralogía tal como se muestra en la ecuación 8. Wang y Gale (2009) modificaron su ecuación incluyendo el TOC y subdividiendo los carbonatos en dolomita y caliza (ecuación 9). Mientras que, Grieser (2007) se enfocó en el análisis de los módulos elásticos estáticos (ecuación 10) y, luego, Gray (2012) implementó una nueva ecuación (ecuaciones 11 y 12) para los casos que no cuenten con mediciones estáticas y sean reemplazados por módulos dinámicos.

El resumen de las ecuaciones para el cálculo del índice de fragilidad se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 5.

Ecuaciones para el cálculo del índice de fragilidad propuestas por diferentes autores

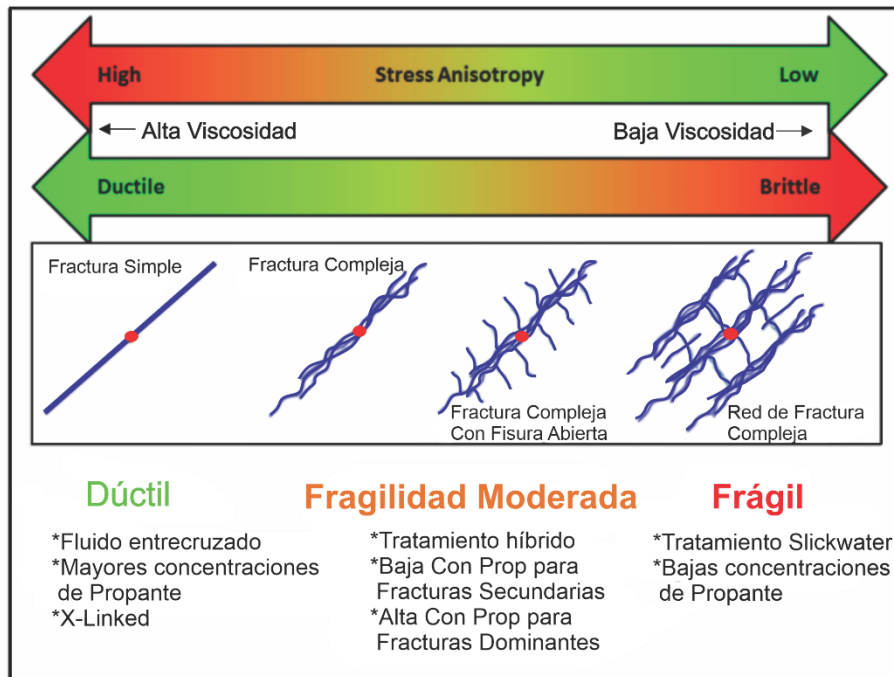
	Ecuación Índice de fragilidad (BI)	Donde:	#Ecuación
Composición mineralógica	Jarvie et al (2007): $BI = \left(\frac{Qz}{Qz + C + Cl} \right)$	Qz= Cuarzo C= Carbonatos Cl= Arcillas	Ecuación (8)
	Wang y Gale (2009): $BI = \left(\frac{Qz + Dol}{Qz + Dol + Ca + Cl + TOC} \right)$	Qz= Cuarzo Dol= Dolomita Ca=Calcita Cl= Arcillas TOC= Contenido orgánico total	Ecuación (9)
Módulos elásticos estáticos	Grieser (2007): $BI = 0.5 \left(\left(\frac{E - Emin}{Emax - Emin} \right) + \left(\frac{V - Vmax}{Vmin - Vmax} \right) \right)$	E= Módulo de Young medido [psi] Emin= 1 E+06 [psi], más elástico Emax=8 E+06 [psi], más frágil V=Relación de Poisson medida [adimensional]	Ecuación (10)

		V _{min} = 0.15 [adimensional], más frágil V _{máx} = 0.4 [adimensional], más elástico	
	Gray (2012):	ρ= Densidad promedio de la roca [g/cm ³] V=Velocidad de onda compresional [Km/s] V _S ^p = Velocidad de onda de corte [Km/s] E'= Módulo de Young dinámico [psi] V'= Relación de Poisson dinámica [psi]	
Módulos elásticos dinámicos	$E' = \frac{\rho V_S^2 (3V_p^2 - 4V_S^2)}{(V_p^2 - V_S^2)} * 1.4503 * 10^{-4}$ $V' = \frac{(V_p^2 - 2V_S^2)}{2(V_p^2 - V_S^2)}$		Ecuaciones (11) y (12)

Otra de las funciones del índice de fragilidad se basa en la recomendación del fluido fracturante a utilizar en un tratamiento de fracturamiento hidráulico según el índice calculado. La Figura 20 muestra la influencia de la mecánica de la roca en el fluido de tratamiento deseado. Cuanto más dúctil es una formación y cuanto mayor es la anisotropía de los esfuerzos, la conductividad de la fractura primaria se convierte en un factor determinante en la producción de hidrocarburos; lo que significa que, el gel entrecruzado sea necesario en el uso del propante. Y, cuanto más frágil es una formación y menor es la anisotropía, mayor es la necesidad de un fluido de menor viscosidad para transportar el propante a través de una red de fracturas secundarias. La mayoría de los yacimientos no convencionales varían de moderada a alta fragilidad y tienen una complejidad de moderada a alta (Grieser et al., 2016). En la Tabla 6 se realiza una recomendación para la selección del fluido de fracturación según el cálculo del índice de fragilidad.

Figura 20.

Selección del fluido de tratamiento en función de las propiedades del yacimiento



Fuente: " Lessons learned: Refracs from 1980 to present." 2016. Modificado de: Grieser. Tomado de <https://doi.org/10.2118/179152-ms>

Tabla 6.

Sistema de fluido de tratamiento recomendado según el índice de fragilidad calculado

Fragilidad	Sistema de fluidos	Concentración del Propante	Volumen del Fluido	Volumen del Propante
70%	Slickwater	Baja	Alto	Bajo
60%	Slickwater	↑	↑	↓
50%	Híbrido			
40%	Lineal			
30%	Foam	↑	↑	↓
20%	X-Linked			
10%	X-Linked	Alta	Bajo	Alto

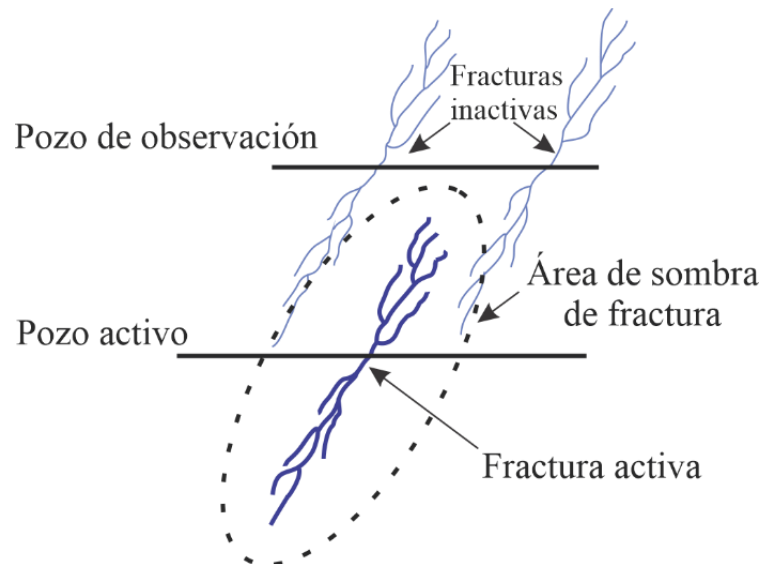
Nota. La tabla muestra el fluido de fracturación recomendado según el valor del BI. Adaptado de: A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale (p. 6), por Rickman, 2008, <https://doi.org/10.2118/115258-MS>

4.8 Fracture Shadowing

El fracture shadowing o sombra de fractura, es un fenómeno poco estudiado hasta el momento y ha tenido auge en la última década debido a su impacto en los diseños de fracturas hidráulicas. De acuerdo con Daneshy, (2014), la presión del fluido que causa la extensión de una fractura hidráulica también comprime la formación adyacente, principalmente en la dirección perpendicular a la cara de la fractura. Si hay una fractura pasiva cerrada dentro de la región comprimida, esto provoca un aumento en la presión del fluido. La magnitud del aumento de presión es una función de la distancia entre las dos fracturas (pasiva y activa), la presión de extensión neta en la fractura activa y el área de superposición. Este aumento de presión se define como sombra de fractura y se ha utilizado para la estimación de diferentes parámetros de fractura, incluida la orientación y la longitud. La siguiente figura presenta un esquema de este fenómeno.

Figura 21.

Fracture shadowing



Fuente: "Fracture Shadowing: A Direct Method for Determination of the Reach and Propagation Pattern of Hydraulic Fractures in Horizontal Wells". Modificado de: Daneshy, Ali, Au-yeung, Jessica, Thompson, Trevor, and Dean Tymko, 2012.

El fracture shadowing se ha vuelto un parámetro a considerar en los diseños de fracturas hidráulicas por el efecto en su propagación, los estudios han confirmado que este efecto puede causar una reorientación de los esfuerzos insitu durante la creación de las fracturas, especialmente el esfuerzo horizontal máximo que de llegar a rotar 90° , tendría como consecuencia la creación de fracturas longitudinales a lo largo del eje del pozo, y no perpendiculares a este mismo como es conveniente, lo anterior teniendo en cuenta que para este tipo de proyectos los pozos horizontales se deben perforar perpendiculares al esfuerzo horizontal máximo para lograr la mayor cantidad de reservorio estimulado, por tal razón el espaciamiento entre fracturas es de gran trascendencia para este parámetro, debido a que evitando la interferencia entre fracturas se disminuye el efecto shadowing.

4.9 Diseño unificado de fracturas

El diseño unificado de fractura determina las dimensiones de la fractura que proporcionan el máximo rendimiento del yacimiento con la cantidad determinada de propante tras la fracturación (Economides et al., 2002). Este rendimiento se obtiene mediante la selección adecuada del largo y ancho de la fractura para un volumen considerado de propante dependiendo de las propiedades del yacimiento.

4.9.1 Parámetros del diseño unificado de fracturas

Conductividad adimensional (C_{fD}). La conductividad adimensional de la fractura es una medida de la facilidad relativa con la que los fluidos producidos fluyen dentro de la fractura en comparación con la capacidad de la formación para introducir fluidos en la fractura. Según (Economides et al., 2002), un pozo obtendrá la máxima tasa de producción con un volumen constante de propante en la formación si el valor de la conductividad adimensional de la fractura

adimensional está cerca de la unidad siempre y cuando, el tratamiento no implique grandes cantidades de propante. Así mismo, para valores superiores a la unidad en la conductividad adimensional, se obtienen longitudes de fractura más cortas, lo cual restringe el flujo del yacimiento hacia la fractura. Y, los valores inferiores a la unidad, adquieren fracturas menos anchas lo que se traduce en menor producción del pozo.

Número de propante (N_p). Economides y Valkó presentaron el concepto del número de propante adimensional que relaciona la conductividad adimensional de fractura óptima cuando el índice de productividad adimensional se ve maximizado. El precio del propante es función de su permeabilidad, por tal motivo, el tipo y costo total de propante usado depende del producto de la masa propante y su precio por unidad, considerado factor importante en la rentabilidad del tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Índice de productividad adimensional (J_D). El índice de productividad de un pozo es definido como la tasa de producción respecto a la caída de presión. La longitud de la fractura y la conductividad adimensional de la fractura son las dos variables principales que controlan el índice de productividad del pozo fracturado.

4.9.2 Optimización en diseño unificado de fracturas

Para el diseño de las fracturas unificadas se tienen en cuenta factores tanto físicos como económicos bajo las siguientes etapas de optimización según (Jangda et al., 2014):

1. Determinar la cantidad de propante en la formación objetivo mediante el valor presente neto (VPN).
2. Determinar el número de propante (N_p).

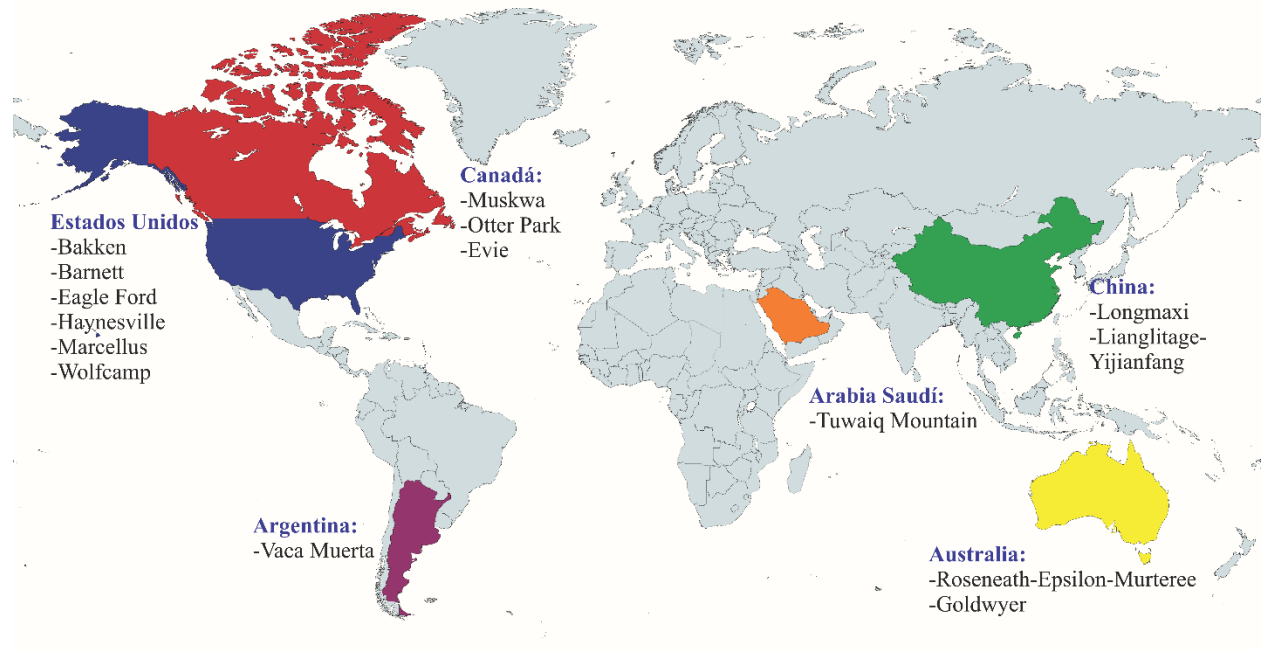
3. Determinar la conductividad de fractura adimensional óptima a partir del número de propante.
4. Determinar la longitud y la anchura óptimas de la fractura a partir de la conductividad adimensional óptima (C_{fD}) y del propante disponible.
5. Determinar el tiempo de inyección y el tratamiento del propante a partir de las dimensiones óptimas.

5. Caracterización de las principales formaciones de shale a nivel mundial

Para proponer un diseño de fracturas hidráulicas en yacimientos de roca generadora que sea funcional con las condiciones acordes a Colombia, se hace necesario conocer y aprender las experiencias de otros países y su evolución en esta área de estudio, por consiguiente, en esta tesis, se estudiarán diferentes formaciones alrededor del mundo que presenten bastante grado de similitud con la formación La Luna, considerada como la roca generadora de hidrocarburos más importante en la cuenca del Valle Medio Magdalena y Colombia; siendo esta una formación prospecto para el desarrollo de pruebas piloto en el fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales del país.

Alrededor del mundo existen una gran cantidad de recursos petrolíferos en yacimientos de roca generadora, y debido a ciertas condiciones su desarrollo resultaba inviable por aspectos económicos. Con la evolución de las tecnologías, estos recursos ahora representan una gran oportunidad y, países como Estados Unidos, Canadá, Argentina, China y Australia están a la vanguardia en su desarrollo. Durante este capítulo se mencionarán las características generales, petrofísicas, geomecánicas y geoquímicas de las formaciones principales de shale plays a nivel mundial y, en base a los resultados, se presentarán las diferentes metodologías y curvas de aprendizaje en diseños de fracturas hidráulicas en los shale plays de roca generadora en el mundo análogos a la formación La Luna.

La Figura 22 muestra un esquema mundial con las formaciones de interés para este trabajo de grado que, según la literatura son los principales shale plays que cuentan con área de estudio en el desarrollo de fracturamiento hidráulico en sus yacimientos no convencionales.

Figura 22.*Panorama mundial de Shale Plays*

Fuente: Autores. Elaborado en: mapchart.net

A continuación, se muestra la revisión bibliográfica realizada para cada país con las principales características de las formaciones de shale plays a nivel mundial representadas a través de tablas, y, al final de este capítulo, son comparadas con las propiedades de la formación de interés: *La Luna*. Esta formación colombiana ubicada en la cuenca del Valle Medio de Magdalena es considerada como la roca generadora con gran potencial en el país y, cuenta con los miembros Galembo, Pujamana y Salada. Debido a su bajo valor de TOC (contenido orgánico total) y alto contenido de arcilla, el miembro Pujamana es descartado como zona de interés (Rengifo & Calderon, 2015) . Por tal motivo, en la Tabla 7 se mencionan las características generales, petrofísicas, geomecánicas y geoquímicas de los miembros Galembo y Salada en la formación La Luna.

Tabla 7.*Características de la formación de interés: La Luna en Colombia*

Características	Parámetros	La Luna	
		Miembro Galembó	Miembro Salada
Generales	Cuenca	VMM ^A	
	Edad	Cretácico superior ^A	
	Tipo de hidrocarburo	Crudo liviano Gas húmedo ^A	Crudo pesado ^A
	Área aproximada [Acres]	1'529.600 ^A	
	Profundidad promedio [Pies]	4.200-12.405 ^A	
	Espesor [Pies]	591-899 ^C	164-430 ^C
	Temperatura [°F]	180-190 ^A	
	TRR	4,58 MMBbbls ^A 14,1 Tcf ^A	
Petrofísicas	Composición mineralógica	Cuarzo 62% ^A Carbonatos 25% ^A Arcilla 13% ^A	
	Permeabilidad [μ D]	4,3 ^A	17 ^A
	Porosidad [%]	6,89 +/- 2,9 ^A	8,27 +/- 3,54 ^A
Geomecánicas	Módulo de Young (E) [10^6 Psi]	1,476–5,248 ^A	
	Relación de Poisson (V)	0,120–0,375 ^A	
	Coefficiente de Biot (β)	0,7 ^D	0,6-0,7 ^D
	Gradiente de presión [Psi/pie]	0,62–0,8 ^B	
	Esfuerzo horizontal máximo (SHmax) [Psi]	11.087,5-13.859,3 ^{*D}	
	Esfuerzo horizontal mínimo (SHmin)	8.315,6-10.554,4 ^{*D}	
	Esfuerzo vertical (Sv) [Psi]	10.874 ^{*D}	
Geoquímicas	Tipo de Kerógeno	I-II ^A	
	TOC [%]	0,6-4,5 ^C	2,2-8,8 ^C
	Reflectancia de Vitrinita (Ro) [%]	0,7-1 ^A	
A. (Rengifo & Calderon, 2015)	C. (Juliao et al., 2015)	*Profundidad a 10.661 Pies ^D	
B. (Lobo et al., 2017)		D. (Ecopetrol, 2012)	

5.1 Arabia Saudí

Aunado al hecho de ser uno de los países con mayor cantidad de reservas de petróleo en el mundo, Arabia Saudí también cuenta con potencial para el desarrollo de shale plays no convencionales, en este país el principal objetivo se encuentra ubicado en la cuenca Jafurah, y su principal objetivo es la formación Tuwaiq Mountain. Entre sus características se pueden mencionar: alto contenido orgánico total (TOC), bajo contenido de arcilla, buena permeabilidad de la matriz, alta saturación de gas y alta porosidad efectiva.

Tabla 8.

Características de la formación Tuwaiq Mountain en Arabia Saudí

Características	Parámetros	Tuwaiq Mountain
Generales	Cuenca	Jafurah ^A
	Edad	Jurásico ^A
	Tipo de hidrocarburo	Gas húmedo ^C Gas seco ^C
	Área aproximada [Acres]	
	Profundidad promedio [Pies]	14.000-20.000 ^A
	Espesor [Pies]	110-150 ^B
	Temperatura [°F]	
	TRR	
Petrofísicas	Composición mineralógica	Cuarzo 9% ^A Calcita 86% ^A Arcilla 5% ^A
	Permeabilidad [μ D]	10-700 ^A
	Porosidad [%]	1-14% ^A
Geomecánicas	Módulo de Young (E) [10^6 Psi]	1,3-8,12 ^A
	Relación de Poisson (V)	0,23-0,33 ^A
	Coefficiente de Biot (β)	
	Gradiente de presión [Psi/pie]	
	Esfuerzo horizontal máximo (SHmax) [Psi]	
	Esfuerzo horizontal mínimo (SHmin) [Psi]	
	Esfuerzo vertical (Sv) [Psi]	

Geoquímicas	Tipo de Kerógeno	II, III y IV ^B
	TOC [%]	0,5-14,3 ^A
	Reflectancia de Vitrinita (Ro) [%]	1,0-1,3 ^B
A. (Gramajo & Rached, 2022)	B. (Almubarak et al., 2017)	C. (Al-Mulhim et al., 2015)

5.2 Argentina

Argentina tiene gran potencial en la producción de shale gas y oil, principalmente en la cuenca Neuquén donde se encuentra la formación Vaca Muerta. Esta formación es considerada la roca generadora con mayor importancia en Argentina y sus propiedades la convierten en un gran prospectivo no convencional del tipo shale de calidad a nivel mundial. Según el informe de tendencias energéticas de marzo de 2022 del IAE (Instituto argentino de la energía), durante el mes de febrero de 2022, Argentina tuvo una producción de petróleo de 568.599 Bbls/d siendo 222.030 Bbls/d de producción no convencional e incrementando en un 55,4% respecto al año anterior. Y, producción de gas natural no convencional de 0,002327 Tcf/d (tera pies cúbicos/día) equivalentes a 65,9 MMm³/d (millones de metros cúbicos/día) para un total de producción de 0,0045 Tcf/d equivalentes a 127,3 MMm³/d aumentando 38,2% en los últimos 12 meses (IAE, 2022).

Tabla 9.

Características de la formación Vaca Muerta en Argentina

Características	Parámetros	Vaca Muerta
Generales	Cuenca	Neuquén ^A
	Edad	Jurásico tardío ^A
	Tipo de hidrocarburo	Crudo Gas seco Gas húmedo ^A
	Área aproximada [Acres]	7'413.161 ^A
	Profundidad promedio [Pies]	6.562-11.483 ^A
	Espesor [Pies]	98-1.640 ^A

	Temperatura [°F]	215-275 ^B
	TRR	16,2 MMBbbls ^A 308 Tcf ^A
Petrofísicas	Composición mineralógica	Cuarzo 15-75% ^A Carbonato 10-80% ^A Arcilla 5-30% ^A
	Permeabilidad [μ D]	0,1-1 ^A
	Porosidad [%]	4-12 ^A
Geomecánicas	Módulo de Young (E) [10^6 Psi]	2,16-4,186 ^C
	Relación de Poisson (V)	0,211-0,233 ^C
	Coefficiente de Biot (β)	0,27-0,72 ^C
	Gradiente de presión [Psi/pie]	0,6-1,1 ^A
	Esfuerzo horizontal máximo (SHmax) [Psi]	9.074 ^{*C}
	Esfuerzo horizontal mínimo (SHmin) [Psi]	8.667 ^{*C}
	Esfuerzo vertical (Sv) [Psi]	10.553 ^{*C}
Geoquímicas	Tipo de Kerógeno	II ^A
	TOC [%]	2-12 ^A
	Reflectancia de Vitrinita (Ro) [%]	0,5-3 ^A
A. (Askenazi et al., 2013)	C. (Kosset, 2014)	
B. (Varela & Hasbani, 2017)	*Profundidad a 10.169 Pies ^C	

5.3 Australia

Este país tiene gran potencial de shale gas y shale oil con condiciones geológicas e industriales similares a Estados Unidos y Canadá (EIA, 2013). Australia cuenta con seis cuencas principales: Cooper, Canning, Georgina, Beetaloo, Maryborough y Perth. Sin embargo, las cuencas Cooper y Canning son las que contienen mayores recursos evaluados de shale gas y shale oil y sus propiedades principales se registran en la Tabla 10. Respecto a la producción de hidrocarburos, según Australian Petroleum Statistic (Australian Government, 2022), para el mes de febrero de 2022 se obtuvieron 8,623 MMBbbls (millones de barriles) y 0,43 Tcf equivalentes a 12.196 MMm³ (millones de metros cúbicos).

Tabla 10.

Características de las principales formaciones de shale plays en Australia: Roseneath-Epsilon-Murteree y Goldwyer

Características	Parámetros	Roseneath-Epsilon-Murteree (Nappamerri, Patchawarra, Tenappera)	
		Cooper ^A	Goldwyer
Generales	Cuenca	Cooper ^A	Canning ^A
	Edad	Pérmico ^A	Ordovícico medio ^A
	Tipo de hidrocarburo	Crudo liviano Gas húmedo Gas seco ^A	Crudo liviano Gas húmedo Gas seco ^A
	Área aproximada [Acres]	30'016.000 ^A	115'840.000 ^A
	Profundidad promedio [Pies]	5.500-10.500 ^A	5.200-13.500 ^A
	Espesor [Pies]	60-300 ^A	160-250 ^A
	Temperatura [°F]	202-340 ^A	
	TRR	1,5 MMMBbbls ^A 93 Tcf ^A	9,7 MMMBbbls ^A 235 Tcf ^A
Petrofísicas	Composición mineralógica	Illita 40,09% ^B Cuarzo 32,6% ^B Siderita 6,6% ^B Rutilo 0,7% ^B Caolinita 16,5% ^B Otros 3,51% ^B	Cuarzo 11,89-18,3% ^G Illita 24,3-55,8% ^G Caolinita 0,1-3,43% ^G Otros 12,37-21,87% ^G
	Permeabilidad [μ D]	0,0447-0,057 ^B	
	Porosidad [%]	1,7-2,1 ^B	7-11 ^F
Geomecánicas	Módulo de Young (E) [10^6 Psi]	3,8 ^C -7,4 ^C	0,73-5,8 ^H
	Relación de Poisson (V)	0,2 ^D -0,27 ^B	0,2-0,35 ^H
	Coefficiente de Biot (β)	0,7-0,8 ^C	
	Gradiente de presión [Psi/pie]	1 ^B	
	Esfuerzo horizontal máximo (SHmax)	10.282-10.751 ^{*C}	5.511-8.412 ^{**H}
	Esfuerzo horizontal mínimo (SHmin)	6.494-7.443 ^{*C}	2.901-4.206 ^{**H}
	Esfuerzo vertical (Sv) [Psi]	7.909-8.270 ^{*C}	4.351-5.802 ^{**H}
Geoquímicas	Tipo de Kerógeno	II ^E -III ^C	II-III ^E
	TOC [%]	2,6 ^A	1-5 ^A
	Reflectancia de Vitrinita (Ro) [%]	0,85-1,15 ^A	0,85-1,4 ^A
A. (EIA, 2013)	D. (De Silva et al., 2015)	G. (Z. Zhong et al., 2021)	

B. (Pokalai et al., 2015)	E. (Triche & Bahar, 2013)	H. (Mandal et al., 2020)
C. (R. Zhong et al., 2021)	F. (Delle Piane et al., 2011)	*Profundidad desde 7.909 a 8.270 Pies ^C **Profundidad desde 3.888 a 5.249 Pies ^H

5.4 Canadá

Canadá cuenta con gran potencial para el desarrollo de yacimientos no convencionales, tanto shale gas como shale oil. La cuenca Horn River se perfila como el principal prospecto en este país con tres formaciones: Muskwa, Otter Park, Evie. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (2015) el shale gas in situ para Canadá es de 2.413 Tcf, con 573 Tcf como el recurso de gas de esquisto técnicamente recuperable, por otra parte, el shale oil bituminoso in situ para Canadá es de 162.000 MMBbls, con 8.800 MMBbls como recurso de petróleo recuperable. Además de esto, los shales de Horn River resultan atractivos para la estimulación hidráulica puesto se cree poseen numerosos conjuntos de fracturas naturales con intensidades variables (Shokri et al., 2019).

Tabla 11.

Características de las principales formaciones de shale plays en Canadá: Muskawa, Otter Park y Evie

Características	Parámetros	Muskwa	Otter Park			Evie	
			Upper Otter Park	Middle Otter Park	Lower Otter Park	MDC	Evie Shale
Generales	Cuenca		Horn River Basin ^A				
	Edad		Devónico medio ^A				
	Tipo de hidrocarburo		Gas seco ^A				
	Área aproximada [Acres]		2'124.800 ^D			2'124.800 ^D	
	Profundidad promedio [Pies]		6.300-10.200 ^C			6.800-10.700 ^C	
	Espesor [Pies]		380 ^C			144 ^C	
	Temperatura [°F]		176-320				
	TRR		94 Tcf ^C			39 Tcf ^C	
Petrofísicas	Composición mineralógica	Cuarzo 68% ^A Calcita 1% ^A Arcilla 19% ^A	Cuarzo 40% ^A Calcita 7% ^A Arcilla 34% ^A	Cuarzo 36% ^A Calcita 12% ^A Arcilla 28% ^A	Cuarzo 31% ^A Calcita 2% ^A Arcilla 45% ^A	Cuarzo 54% ^A Calcita 3% ^A Arcilla 25% ^A	Cuarzo 57% ^A Calcita 20% ^A Arcilla 13% ^A
	Permeabilidad [μD]	0,377 ^A	0,233 ^A	0,275 ^A	0,127 ^A	0,391 ^A	0,337 ^A
	Porosidad [%]	4,4 ^A	3,2 ^A	3,4 ^A	2,5 ^A	3,4 ^A	3,2 ^A
Geomecánicas	Módulo de Young (E) [10 ⁶ Psi]	5,35 ^E		5,27 ^E		6,58 ^E	
	Relación de Poisson (ν)				0,21 ^D		
	Coefficiente de Biot (β)						
	Gradiente de presión [Psi/pie]			0,6 ^B			
	Esfuerzo horizontal máximo (SHmax) [Psi]						
Esfuerzo horizontal mínimo (SHmin)		6.601 ^D		3.887 ^D		7.096 ^D	

	Esfuerzo vertical (Sv) [Psi]						
Geoquímicas	Tipo de Kerógeno						
	TOC [%]	3,5 ^A	2,2 ^A	2,3 ^A	0,8 ^A	4,7 ^A	4,3 ^A
	Reflectancia de Vitrinita (Ro) [%]	3,5 ^C				3,8 ^C	
A. (Teklu et al., 2018)	C. (EIA, 2015)	E. (T. Dong et al., 2017)					
B. (Virués et al., 2013)	D. (Urban-Rascon et al., 2018)	*Middle Devonian Carbonate					

5.5 China

China tiene un abundante potencial de shale gas y shale oil en siete cuencas prospectivas: Sichuan, Tarim, Junggar, Songliao, la Plataforma del Yangtze, Jiangnan y Subei. Se estiman alrededor de 1.115 Tcf de shale gas técnicamente recuperables (EIA, 2013). El estudio de estas cuencas ha presentado dificultades en la perforación debido a sus profundidades, complejidad estructural y altos esfuerzos. El desarrollo de shale gas y perforación se centra en la cuenca Sichuan. En marzo del 2022, 0,696 Tcf equivalentes a 19,7 MMMm³ (miles de millones de metros cúbicos) de gas natural, fueron producidos en China (NBSC, 2022).

Tabla 12.

Características de las principales formaciones de shale plays en China: Longmaxi y Lianglitage-Yijianfang

Características	Parámetros	Longmaxi	Lianglitage- Yijianfang
Generales	Cuenca	Sichuan-Jiangnan ^A	Tarim ^A
	Edad	Siluriano Inferior ^A	Ordovícico Medio – Superior ^A
	Tipo de hidrocarburo	Condensado Gas seco Gas húmedo ^A	Crudo liviano Gas seco Gas húmedo ^A
	Área aproximada [Acres]	56'921.600 ^A	149'888.000 ^A
	Profundidad promedio [Pies]	8.200-15.500 ^A	8.610-16.400 ^A
	Espesor [Pies]	197-1.000 ^A	160-240 ^A
	Temperatura [°F]		
	TRR	0,04 MMMBbls 293 Tcf ^A	1,55 MMMBbls 61,4 Tcf ^A
Petrofísicas	Composición mineralógica	Cuarzo 49% ^A Arcilla 28% ^A Carbonatos 21% ^A Otros 2% ^A	Cuarzo 33% ^B Plagioclasa 13% ^B Calcita 17% ^B Arcilla 28% ^B Otros 9% ^B
	Permeabilidad [μ D]	0,23-1,9 ^C	<1.000 ^D
	Porosidad [%]	1-6,2 ^C	<3 ^D
	Geomecánicas	Módulo de Young (E) [10^6 Psi]	1,55-5,8 ^C
Relación de Poisson (V)		0,18- 0,30 ^C	0,243-0,308 ^D
Coefficiente de Biot (β)			0,8 ^D
Gradiente de presión [Psi/pie]		0,866 ^E	0,47 ^D

	Esfuerzo horizontal máximo (SHmax)	20.740-22.191 ^F	16.777 ^{*D}
	Esfuerzo horizontal mínimo (SHmin) [Psi]	9.572-11.313 ^F	14.436 ^{*D}
	Esfuerzo vertical (Sv) [Psi]	16.512-21.045 ^F	18.883 ^{*D}
Geoquímicas	Tipo de Kerógeno	II-III ^F	I-II ^E
	TOC [%]	2-7 ^F	2,1-2,5 ^A
	Reflectancia de Vitrinita (Ro) [%]	2,8-3,1 ^F	0,9-2 ^A
A. (EIA, 2013)	C. (Martinez, 2020)	E. (Lv et al., 2013a)	* Profundidad a 17.651 Pies ^D
B. (H. Zhong et al., 2015)	D. (Park et al., 2016)	F. (Ju et al., 2018)	

5.6 Estados Unidos

Estados Unidos es el principal país en el desarrollo de shale plays en el mundo. A través de sus avances tecnológicos y con el objetivo de aprovechar estos recursos han logrado la exploración, perforación, completamiento y producción de los yacimientos de shale gas y shale oil que hace unos años no eran considerados como prospectivos. Estados Unidos cuenta con aproximadamente 180.000 pozos productores de shale (Martinez, 2020). Las propiedades de sus principales formaciones se observan en la Tabla 13. En referencia a su producción, a enero de 2022 se registran 11,371 MMBbls/d y 0,116 Tcf/d (EIA, 2022).

Tabla 13.

Características de las principales formaciones de shale plays de Estados Unidos: Bakken, Barnett, Eagle Ford, Haynesville, Marcellus y Wolfcamp

Características	Parámetros	Bakken	Barnett	Eagle Ford	Haynesville	Marcellus	Wolfcamp
Generales	Cuenca	Williston	Fort Worth	Appalachian	Salado	Appalachian	Permian
	Edad	Devónico-carbonífero temprano ^B	Misisípico ^A	Cretácico ^A	Jurásico superior ^L	Devónico medio ^A	Pérmico inferior ^U
	Tipo de hidrocarburo	Gas condensado Crudo con API 39-46° ^A	Gas seco Gas Húmedo ^A	Gas seco, Gas húmedo/condensado Crudo con API 33°-50° ^A	Gas seco ^A	Gas condensado ^A	Crudo Gas seco Gas húmedo ^S
	Área aproximada [Acres]	192'000.000 ^A	3'200.000 ^A	3'000.000 ^M	5'760.000 ^M	15'000.000 ^M	
	Profundidad promedio [Pies]	10.000-12.000 ^A	6.500-8.500 ^{E,F}	5.500-14.400 ^E	11.000-14.000 ^L	3.300-8.800 ^M	7.000-12.000 ^U
	Espesor [Pies]	23 (Superior) ^A 85 (Medio) ^A 50 (Inferior) ^A	100-600 ^E	100-330 ^A	100-300 ^L	45-384 ^M	200-7.050 ^R
	Temperatura [°F]	158-280 ^A	200 ^E	247 ^E	300-350 ^M	110-160 ^M	

	TRR	3,59 MMMBbbs C 1,85 Tcf ^A	43 Tcf ^C	3,35 MMMBbbs C 21 Tcf ^C	100-330 Tcf ^M	410 Tcf ^C	29 MMMBbbs* 220 Tcf ^X 19 MMMBbbs** 15 Tcf ^{** X}
Petrofísicas	Composición mineralógica	Cuarzo 51% ^A Calcita 3% ^A Dolomita 30% ^A Arcilla 14% ^A Otros 2% ^A	Cuarzo 59% ^A Calcita 12% ^A Dolomita 1% ^A Pirita 3% ^A Arcilla 21% ^A Otros 4% ^A	Cuarzo 3% ^A Calcita 77% ^A Dolomita 2% ^A Pirita 6% ^A Arcilla 8% ^A Otros 4% ^A	Cuarzo 28% ^A Calcita 2% ^A Pirita 5% ^A Arcilla 57% ^A Otros 8% ^A	Cuarzo 38% ^A Calcita 14% ^A Dolomita 3% ^A Arcilla 40% ^A Otros 5% ^A	Cuarzo 54% ^T Illita 27% ^T Dolomita 9% ^T Pirita 4% ^T Caolinita 3% ^T Otros 3% ^T
	Permeabilidad [μD]	<100 ^A	0,05-2 ^A	1-1,5 ^A	0,5-400 ^M	0,2-0,9 ^M	0,25-3 ^T
	Porosidad [%]	4-8 ^C	4-5 ^{E,F}	3-12 ^E	8-15 ^L	3-13 ^M	2-12 ^K
	Módulo de Young (E) [10 ⁶ Psi]	3,5-6,5 ^D	2,4-3,88 ^G	4,32-5,9 ^I	1-3,5 ^N	1,89-2,9 ^P	5,8-11,2 ^T
Geomecánicas	Relación de Poisson (V)	0,21-0,31 ^D	0,092-0,311 ⁷	0,18-0,21 ^I		0,12 ^P – 0,3 ^Q	0,190-0,302 ^T
	Coefficiente de Biot (β)	0,7-0,8 ^D		0,85-0,94 ^I		0,6 ^Q	
	Gradiente de presión [Psi/pie]	0,5-0,7 ^A	0,52 ^A	0,4-0,65 ^A	0,8-0,9 ^N	0,4-0,6 ^A	0,8 ^W
	Esfuerzo horizontal máximo (SHmax) [Psi]	7.135 ^D	6.288 ^H		12.000-13.200 ^O	6.800-8.400 ^O	1.107**** ^V
	Esfuerzo horizontal mínimo (SHmin) [Psi]	6.735 ^D	5.031 ^H		11.040-12.600 ^O	6.000-8.000 ^O	1.018**** ^V
	Esfuerzo vertical (Sv) [Psi]	10.500 ^D	9.169 ^H	11.600 ^J	13.320 ^O	9.040 ^O	1.540**** ^V
Geoquímicas	Tipo de Kerógeno	I-II ^B	I-II-III ^F	I-II ^A	II ^A	II-III ^F	II-III ^U
	TOC [%]	0,5-23 ^B	3-6 ^F	1-7 ^K	0,5-5 ^M	3-12 ^{A,F}	1-8 ^R
	Reflectancia de Vitrinita (Ro) [%]	0,45-1 ^B	0,6-1,6 ^E	0,68-1,5 ^A	1,7-2,5 ^A	0,8-3 ^A	0,57-2,29 ^U
A. (Rengifo & Calderon, 2015)	E. (Z. Dong et al., 2013)	I. (Mokhtari et al., 2016)	M. (Zhenzhen Dong et al., 2014)	Q. (Kowan & Hong Ong, 2016)	U. (Sorkhabi & Panja, 2020)	*Deleware Basin	

B. (J. Xu & Sonnenberg, 2017)	F. (Askenazi et al., 2013)	J. (Suppachoknirun & Tutuncu,	N. (T. Xu et al., 2019)	R. (EIA, 2019)	V. (Agharazi, 2016)	**Midland Basin
C. (EIA, 2011)	G. (Lin & Lai, 2013)	K. (Bazan et al., 2012)	O. (Prioul et al., 2011)	S. (Elsheikh & Amao, 2018)	W. (S. Xu & Zoback, 2015)	*** Profundidad a 1.400 Pies ^v
D. (Wang & Zeng, 2011)	H. (Waters et al., 2006)	L. (Johnston & Volkmer, 2018)	P. (Villamor, 2015)	T. (Khalil et al., 2020)	X. (EIA, 2020)	

Ahora bien, a continuación, se mostrará un resumen de todas las características de las formaciones de shale en los países citados anteriormente en comparación con las características de La Luna. Adicional, se conocen los shale plays con las características más similares a la formación colombiana en estudio, es decir, las formaciones análogas a la formación La Luna. Para ello, tal como se muestra en la Tabla 14, se determinaron valores entre 1 y 3 para cada parámetro según su prioridad e importancia en el análisis del diseño de fracturas hidráulicas en pozos de roca generadora mencionados en el apartado del capítulo dos de este libro sobre la información requerida para el diseño de fracturas hidráulicas en roca generadora. La edad, área aproximada y TRR tienen un valor de 1 (representados con el color naranja); la temperatura, gradiente de presión, esfuerzos, tipo de kerógeno y reflectancia de vitrinita cuentan con un valor de 2 (representados con el color amarillo). Y, los parámetros como: el tipo de hidrocarburo, profundidad, espesor, composición mineralógica, porosidad, permeabilidad, módulo de Young, relación de Poisson, coeficiente de Biot, índice de fragilidad y TOC (contenido orgánico total) tienen asignado un valor de 3 debido a que son considerados los parámetros con mayor relevancia y se representan con el color azul. Cabe resaltar que, el índice de fragilidad (BI) en las formaciones fue calculado por los autores a través de las ecuaciones (8) y (9) donde se determina el BI gracias a la composición mineralógica registrada en la Tabla 15 para cada formación.

Por consiguiente, se realizó una revisión y posterior comparación entre cada parámetro de cada formación mundial y la formación nacional estableciendo con el color verde sólo los parámetros similares a los valores correspondientes de la formación La Luna, tal como se muestra en la Tabla 14.

Tabla 14.

Colores y valores asignados en los parámetros de la caracterización

Color Asignado	Valor Asignado
	Parámetros con valor =1
	Parámetros con valor =2
	Parámetros con valor =3
	Parámetros análogos

El resumen de las características de las formaciones se encuentra en la Tabla 15. Al final de la tabla, se pueden observar unos números que representan la suma total de los valores asignados a cada parámetro análogo según la formación. Las cuatro formaciones con los valores más altos en orden de mayor a menor son: Vaca Muerta (29), Eagle Ford (26), Longmaxi (25) y Bakken (23). Las metodologías y curva de aprendizaje en el diseño de fracturas hidráulicas en estas formaciones serán estudiadas en el siguiente capítulo.

Tabla 15.

Caracterización general de las formaciones mundiales comparadas con la formación La Luna

Características	Parámetros	La Luna	Vaca Muerta	Bakken	Barnett	Eagle Ford	Haynesville	Marcellus	Wolfcamp	Tuwaig Mountain	Roseneath-Epsilon-Murteree	Goldwyer	Muskwa	Otter Park	Evie	Longmaxi	Lianglitage-Yijianfang		
País		Colombia	Argentina	Estados Unidos	Estados Unidos	Estados Unidos	Estados Unidos	Estados Unidos	Estados Unidos	Arabia Saudí	Australia	Australia	Canadá	Canadá	Canadá	China	China		
Cuenca		VMM ^A	Neuquén ^E	Williston ^H	Fort Worth ^A	Appalachian ^A	Salado ^A	Appalachian ^A	Permian ^{AA}	Jafurah ^{EE}	Cooper ^{HH}	Canning ^{HH}	Horn River ^{PP}	Horn River ^{PP}	Horn River ^{PP}	Sichuan-Jiangnan ^{HH}	Tarim ^{HH}		
Edad		Cretácico superior ^A	Jurásico tardío ^E	Devónico-carbonífero temprano ^H	Misisípico ^A	Cretácico ^A	Jurásico superior ^R	Devónico medio ^A	Pérmico inferior ^{AA}	Jurásico ^{EE}	Pérmico ^{HH}	Ordovícico medio ^{HH}	Devónico medio ^{PP}	Devónico medio ^{PP}	Devónico medio ^{PP}	Siluriano Inferior ^{HH}	Ordovícico Medio-Superior ^{HH}		
Tipo de hidrocarburo		Crudo liviano ^A	Crudo ^E	Gas condensado ^A	Gas seco	Gas húmedo/condensado ^A	Gas seco ^A	Gas condensado ^A	Crudo ^Y	Gas húmedo ^{GG}	Crudo liviano ^{HH}	Crudo liviano ^{HH}	Gas seco ^{PP}	Gas seco ^{PP}	Gas seco ^{PP}	Condensado ^{HH}	Crudo liviano ^{HH}		
		Crudo pesado ^A	Gas seco ^E	Crudo con API 39-46 ^o	Gas Húmedo ^A	Crudo con API 33 ^o -50 ^o			Gas seco ^Y	Gas seco ^{GG}	Gas húmedo ^{HH}	Gas húmedo ^{HH}				Gas seco ^{HH}	Gas seco ^{HH}	Gas seco ^{HH}	Gas seco ^{HH}
		Gas húmedo ^A	Gas húmedo ^E						Gas húmedo ^Y		Gas seco ^{HH}	Gas seco ^{HH}						Gas húmedo ^{HH}	Gas húmedo ^{HH}
Generales	Área aproximada [Acres]	1'529.600 ^A	7'413.161 ^E	192'000.000 ^A	3'200.000 ^A	3'000.000 ^S	5'760.000 ^S	15'000.000 ^S			30'016.000 ^{HH}	115'840.000 ^{HH}	2'124.800 ^{SS}		2'124.800 ^{SS}	56'921.600 ^{HH}	149'888.000 ^{HH}		
	Profundidad promedio [Pies]	4.200-12.405 ^A	6.562-11.483 ^E	10.000-12.000 ^A	6.500-8.500 ^{KL}	5.500-14.400 ^K	11.000-14.000 ^R	3.300-8.800 ^S	7.000-12.000 ^{AA}	14.000-20.000 ^{EE}	5.500-10.500 ^{HH}	5.200-13.500 ^{HH}	6.300-10.200 ^{RR}	6.300-10.200 ^{RR}	6.800-10.700 ^{RR}	8.200-15.500 ^{HH}	8.610-16.400 ^{HH}		
	Espesor [Pies]	164-899 ^C	98-1.640 ^E	23 (Superior) 85 (Medio) 50 (Inferior) ^A	100-600 ^K	100-330 ^A	100-300 ^R	45-384 ^S	200-7.050 ^X	110-150 ^{FF}	60-300 ^{HH}	160-250 ^{HH}	380 ^{RR}	380 ^{RR}	144 ^{RR}	197-1.000 ^{HH}	160-240 ^{HH}		
	Temperatura [°F]	180-190 ^A	215-275 ^F	158-280 ^A	200 ^K	247 ^K	300-350 ^S	110-160 ^S			202-340 ^{HH}		176-320 ^{PP}	176-320 ^{PP}	176-320 ^{PP}				
	TRR	4,58 MMBBbbls ^A	16,2 MMBBbbls ^E	3,59 MMBBbbls ^I	43 Tcf ^I	3,35 MMBBbbls	100-330 Tcf ^S	410 Tcf ^I	19-29 MMBBbbls ^{DD}		1,5 MMBBbbls ^{HH}	9,7 MMBBbbls ^{HH}		94 Tcf ^{RR}	39 Tcf ^{RR}	0,04 MMBBbbls ^{HH}	1,55 MMBBbbls ^{HH}		
		14,1 Tcf ^A	308 Tcf ^E	1,85 Tcf ^A		21 Tcf ^I			15-220 Tcf ^{DD}		93 Tcf ^{HH}	235 Tcf ^{HH}				293 Tcf ^{HH}	61,4 Tcf ^{HH}		
Petrofísicas	Composición mineralógica	Cuarzo 62%	Cuarzo 15-75%	Cuarzo 51%	Cuarzo 59%	Cuarzo 3%	Cuarzo 28%	Cuarzo 38%	Cuarzo 54%	Cuarzo 9%	Illita 40,09%	Cuarzo 11,89-18,3%	Cuarzo 68%	Cuarzo 31-40%	Cuarzo 54-57%	Cuarzo 49%	Cuarzo 33%		
		Carbonatos 25%	Carbonato 10-80%	Calcita 3%	Calcita 12%	Calcita 77%	Calcita 2%	Calcita 14%	Illita 27%	Calcita 86%	Cuarzo 32,6%	Illita 24,3-55,8%	Calcita 1%	Calcita 2-12%	Calcita 3-20%	Arcilla 28%	Plagioclasa 13%		
		Arcilla 13% ^A	Arcilla 5-30% ^E	Dolomita 30%	Dolomita 1%	Dolomita 2%	Pirita 5%	Dolomita 3%	Dolomita 9%	Arcilla 5% ^{EE}	Siderita 6,6%	Caolinita 0,1-3,43%	Arcilla 19%	Arcilla 28-45%	Arcilla 13-25%	Carbonatos 21%	Calcita 17%		
				Arcilla 14%	Pirita 3%	Pirita 6%	Arcilla 57%	Arcilla 40%	Pirita 4%	Rutilo 0,7%	Otros 12,37-21,87% ^{NN}					Otros 2% ^{HH}	Arcilla 28%		
				Otros 2% ^A	Arcilla 21%	Arcilla 8%	Otros 8% ^A	Otros 5% ^A	Caolinita 3%	Caolinita 16,5% ^{II}							Otros 9% ^{UU}		
	Permeabilidad [μD]	4,3-17 ^A	0,1-1 ^E	<100 ^A	0,05-2 ^A	1-1,5 ^A	0,5-400	0,2-0,9 ^S	0,25-3 ^Z	10-700 ^{EE}	0,0447-0,057 ^{II}	0,377 ^{PP}	0,127-0,275 ^{PP}	0,337-0,391 ^{PP}	0,23-1,9 ^{VV}	<1000 ^{WW}			
	Porosidad [%]	6,89 +/- 2,9 ^A 8,27 +/- 3,54 ^A	4,0-12 ^E	4,0-8,0 ^I	4,0-5,0 ^{KL}	3,0-12 ^K	8,0-15 ^S	3,0-13 ^S	2,0-12 ^X	1,0-14 ^{EE}	1,7-2,1 ^{II}	7,0-11 ^{MM}	4,4 ^{PP}	2,5-3,4 ^{PP}	3,2-3,4 ^{PP}	1-6,2 ^{VV}	<3 ^{WW}		

Geomecánicas	Módulo de Young (E) [10 ⁶ Psi]	1,476-5,248 ^A	2,16-4,186 ^G	3,5-6,5 ^J	2,4-3,88 ^M	4,32-5,9 ^O	1-3,5 ^T	1,89-2,9 ^V	5,8-11,2 ^Z	1,3-8,12 ^{EE}	3,8-7,4 ^{JJ}	0,73-5,8 ^{OO}	5,35 ^{TT}	5,27 ^{TT}	6,58 ^{TT}	1,55-5,8 ^{VV}	6,5-10,5 ^{WW}	
	Relación de Poisson (V)	0,120-0,375 ^A	0,211-0,233 ^G	0,21-0,31 ^J	0,092-0,311 ^M	0,18-0,21 ^O		0,12 ^V -0,3 ^W	0,190-0,302 ^Z	0,23-0,33 ^{EE}	0,2 ^{KK} -0,27 ^{II}	0,2-0,35 ^{OO}	0,21 ^{SS}	0,21 ^{SS}	0,21 ^{SS}	0,18-0,30 ^{VV}	0,243-0,308 ^{WW}	
	Coefficiente de Biot (β)	0,6-0,7 ^D	0,27-0,72 ^G	0,7-0,8 ^J		0,85-0,94 ^O		0,6 ^W				0,7-0,8 ^{JJ}						0,8 ^{WW}
	Índice de fragilidad (BI)	0,62	0,41-0,50	0,67-0,79	0,63-0,76	0,85-0,91	0,32-0,38	0,38-0,42	0,58-0,68	0,09	0,23-0,34	0,24-0,33	0,75-0,77	0,41-0,51	0,56-0,77	0,5	0,42-0,55	
	Gradiente de presión [Psi/pie]	0,62-0,8 ^B	0,6-1,1 ^E	0,5-0,7 ^A	0,52 ^A	0,4-0,65 ^A	0,8-0,9 ^T	0,4-0,6 ^A	0,8 ^{CC}			1 ^{II}	0,6 ^{QQ}	0,6 ^{QQ}		0,866 ^{XX}	0,47 ^{WW}	
	Esfuerzo horizontal máximo (SHmax) [Psi]	11.087,5-13.859,3 ^{DB}	9.074 ^G	7.135 ^J	6.288 ^N		12.000-13.200 ^U	6.800-8.400 ^U	1.107 ^{***BB}			10.282-10.751 ^{JJ}	5.511-8.412 ^{***OO}			20.740-22.191 ^{YY}	1.6777 ^{***WW}	
	Esfuerzo horizontal mínimo (SHmin) [Psi]	8.315,6-10.554,4 ^{DB}	8.667 ^G	6.735 ^J	5.031 ^N		11.040-12.600 ^U	6.000-8.000 ^U	1.018 ^{***BB}			6.494-7.443 ^{JJ}	2.901-4.206 ^{***OO}	6.601 ^{SS}	3.887 ^{SS}	7.096 ^{SS}	9.572-11.313 ^{YY}	14.436 ^{***WW}
	Esfuerzo vertical (Sv) [Psi]	10.874 ^{DB}	10.553 ^G	10.500 ^J	9.169 ^N	11.600 ^P	13.320 ^U	9.040 ^U	1.540 ^{***BB}			7.909-8.270 ^{JJ}	4.351-5.802 ^{***OO}			16.512-21.045 ^{YY}	18.883 ^{***WW}	
Geoquímicas	Tipo de Kerógeno	I-II ^A	II ^E	I-II ^H	I-II-III ^L	I-II ^A	II ^A	II-III ^L	II-III ^{AA}	II, III y IV ^{FF}	II ^{LL} -III ^{JJ}	II-III ^{LL}				II-III ^{YY}	I-II ^{XX}	
	TOC [%]	0,6-8,8 ^C	2,0-12 ^E	0,5-23 ^H	3,0-6,0 ^L	1,0-7,0 ^O	0,5-5 ^S	3,0-12 ^{AL}	1,0-8,0 ^X	0,5-14,3 ^{EE}	2,6 ^{HH}	1,0-5,0 ^{HH}	3,5 ^{PP}	0,8-2,3 ^{PP}	4,3-4,7 ^{PP}	2,0-7,0 ^{YY}	2,1-2,5 ^{HH}	
	Reflectancia de Vitritina (Ro) [%]	0,7-1 ^A	0,5-3 ^E	0,45-1 ^H	0,6-1,6 ^K	0,68-1,5 ^A	1,7-2,5 ^A	0,8-3 ^A	0,57-2,29 ^{AA}		1,0-1,3 ^{FF}	0,85-1,15 ^{HH}	0,85-1,4 ^{HH}	3,5 ^{RR}	3,5 ^{RR}	3,8 ^{RR}	2,8-3,1 ^{YY}	0,9-2 ^{HH}
Match		29	23	19	26	7	13	20	11	11	11	15	9	12	25	14		
Referencias	A. (Rengifo & Calderon, 2015)	E. (Askenazi et al., 2013)	H. (J. Xu & Sonnenberg, 2017)	K. (Z. Dong et al., 2013)	O. (Mokhtari et al., 2016)	R. (Johnston & Volkmer, 2018)	V. (Villamor, 2015)	AA. (Sorkhabi & Panja, 2020)	EE. (Gramajo & Rached, 2022)	HH. (EIA, 2013)	MM. (Delle Piane et al., 2011)	PP. (Teklu et al., 2018)	RR. (EIA, 2015)	TT. (T. Dong et al., 2017)	UU. (H. Zhong et al., 2015)	XX. (Lv et al., 2013a)		
	B. (Lobo et al., 2017)	F. (Varela & Hasbani, 2017)	I. (EIA, 2011)	L. (Askenazi et al., 2013)	P. (Suppachoknirun & Tutuncu, 2017)	S. (Zhenzhen Dong et al., 2014)	W. (Kowan & Hong Ong, 2016)	BB. (Agharazi, 2016)	FF. (Almubarak et al., 2017)	II. (Pokalai et al., 2015)	NN. (Z. Zhong et al., 2021)	QQ. (Virusés et al., 2013)	SS. (Urban-Rascon et al., 2018)	*Middle Devonian Carbonate	VV. (Martinez, 2020)	YY. (Ju et al., 2018)		
	C. (Juliao et al., 2015)	G. (Kosset, 2014)	J. (Wang & Zeng, 2011)	M. (Lin & Lai, 2013)	Q. (Bazan et al., 2012)	T. (T. Xu et al., 2019)	X. (EIA, 2019)	CC. (S. Xu & Zoback, 2015)	GG. (Al-Mulhim et al., 2015)	JJ. (R. Zhong et al., 2021)	OO. (Mandal et al., 2020)				WW. (Park et al., 2016)	* Profundidad a 17.651 Pies ^{WW}		
	D. (Ecopetrol, 2012)	*Profundidad a 10.169 Pies ^G		N. (Waters et al., 2006)		U. (Prioul et al., 2011)	Y. (Elsheikh & Amao, 2018)	DD. (EIA, 2020)		KK. (De Silva et al., 2015)		*Profundidad desde 7909 a 8270 Pies ^{JJ}						
	*Profundidad a 10.661 Pies ^D					Z. (Khalil et al., 2020)	*Deleware Basin, **Midland Basin, ***Profundidad a 1.400 Pies ^{BB}		LL. (Triche & Bahar, 2013)		**Profundidad desde 3.888 a 5.249 Pies ^{OO}							

6. Metodologías y curvas de aprendizaje de diseño de fracturas hidráulicas en yacimientos de roca generadora

Teniendo en cuenta la información obtenida en las tablas de las características de las principales formaciones con yacimientos de roca generadora a nivel mundial y la comparación realizada entre estas formaciones y la formación colombiana de estudio mostrada en la Tabla 15 con el fin de encontrar las formaciones análogas para realizar la propuesta del diseño de fracturamiento hidráulico en pozos de roca generadora, se determina que las formaciones con mayor similitud a los parámetros de La Luna son: Vaca Muerta (Argentina), Eagle Ford (Estados Unidos), Longmaxi (China) y Bakken (Estados Unidos).

En este capítulo se estudiarán las diferentes metodologías, inconvenientes operacionales, estrategias implementadas y curvas de aprendizaje de cada formación.

6.1 Vaca Muerta

Vaca Muerta es una formación no convencional ubicada en la cuenca Neuquina al centro-oeste de Argentina, tal como se observa en la Figura 23. Considerada como una de las formaciones con mayor potencial fuera de los yacimientos no convencionales desarrollados en Norteamérica, contiene shales orgánicos de color gris oscuro depositados en un ambiente marino de aguas profundas y baja energía. Se caracteriza por fracturas naturales, nódulos calcáreos y ash beds (Fulks, 2019). La subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de Neuquén refiere que el primer pozo con un tratamiento de fracturamiento hidráulico fue puesto en producción a finales de 2010, este pozo fue perforado verticalmente mientras que, la perforación en pozos horizontales con fracturamiento de múltiples etapas fue realizada por primera vez en 2014. Y, desde ese año a

2021 se han perforado, completado y están en etapa de producción alrededor de 400 pozos horizontales en esta formación.

Figura 23.

Ubicación geográfica de la formación Vaca Muerta



Fuente: Ministerio de Economía/ Energía de Argentina, “Ubicación geográfica de Vaca Muerta” [En línea]. [Citado 29 de abril 2022]. Disponible en: < <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/vaca-muerta/mapas> >

6.1.1 Metodología en el diseño de fracturas hidráulicas

La metodología del diseño de fracturas hidráulicas especificada a continuación hace referencia a un caso estudio evaluado por un operador privado en el año 2018. Inicialmente se perforaron siete pozos exploratorios para la etapa de evaluación con el objetivo de comprobar la productividad del pozo y recopilar la mayor cantidad de datos posibles. La perforación comenzó poco después de la evaluación inicial. Por último, se completó y fracturó hidráulicamente un lateral de 1.500 metros (aproximadamente 4.921 pies). Los planes del operador consisten en perforar, completar y producir alrededor de 183 pozos horizontales en 5 años (Fulks, 2019).

a. Según Fulks, 2019, el operador junto con su socio argentino, YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales), optó por tres plataformas de pozos (well pads) con una separación de 400 metros (aproximadamente 1.312 pies). El espaciamiento de los pozos se estableció inicialmente en 400 metros en espera de reducir los problemas de colapso del casing encontrados en numerosos pozos cercanos. Se consideraron varios diseños de casing alternativos para ayudar a mitigar el colapso de este mismo. Los primeros pozos se diseñaron con una sarta mixta de tuberías de revestimiento de 5 1/2", 5" y 4 1/2" para las secciones horizontales y del build con un completamiento plug & perf. Un diseño geométrico plug & perf es utilizado a menudo en el desarrollo de no convencionales para determinar el rendimiento de producción.

b. El diseño inicial requirió 25 etapas por cada tramo de 2.000 metros con 4 clústeres de perforación por etapa, es decir, 80 metros por etapa con un espaciamiento de 20 metros entre clúster.

c. Fulks, 2019 afirma que el operador privado utilizó 144 sacos gigantes (1.500 kilos cada uno) o (4.500 sacos de 100 libras cada uno) de arena por etapa con un tamaño de malla de 100 a 40/70. En cuanto al propante, se utilizó un propante de malla 30/50.

d. Se determinó el volumen inicial del fluido por etapa con 458.445 galones. Y, los fluidos de fracturación utilizados fueron slickwater, gel lineal y gel entrecruzados (cross-linked).

e. Se creó un programa de fracturamiento. Los pasos realizados en cada etapa se observan en la Tabla 18.

Así pues, el plan de fracturamiento hidráulico del operador argentino para cada etapa es:

Tabla 16.

Fluido por etapa según el plan de fracturamiento hidráulico del operador

Fluido por etapa			
15% HCl	2.000	GAL	0%
Slickwater	242.478	GAL	58%
Aquavisc 20#	60.000	GAL	14%
DynaFrac HT 20#	105.200	GAL	25%
DynaFrac HT 25#	9.785	GAL	2%
Contingencia (Sweep)	-	GAL	0%
Total	419.463 GAL = 1.588 m3		100%

Nota. La tabla muestra la cantidad total del volumen del fluido fracturante utilizado en cada etapa de fracturación. Adaptado de *Horizontal Completion Challenges in the Vaca Muerta Formation* (p. 7), por Fulks, 2019, <https://doi.org/10.15530/ap-urtec-2019-198328>

Tabla 17.

Propante por etapa según el plan de fracturamiento hidráulico del operador

Propante por etapa			
Malla 100	596	5 ks	13%
Arena 40/70	2.743,6	5 ks	61%
Arena 30/50	-	5 ks	0%
Cerámico 30/50	1.190,6	5 ks	26%
Total por etapa	4.530,2	5 ks	100%

Nota. La tabla muestra la cantidad total del propante utilizado en cada etapa de fracturación. Adaptado de *Horizontal Completion Challenges in the Vaca Muerta Formation* (p. 7), por Fulks, 2019, <https://doi.org/10.15530/ap-urtec-2019-198328>

Tabla 18.

Plan del diseño de fractura hidráulica para cada etapa según el operador

ETAPAS 1 A 3 INCLUYEN HCl 15%									
#	Nombre Paso	Tasa de bombeo bbl/min	Nombre Fluido	Volumen Fluido gal	Propante	Prop. Conc. PPA	Prop. Masa sks	Volumen Slurry bbl	Tiempo Bombeo min
1	P Adm	10	Slickwater	840		0,0	0	20	2,00
2	Shut in	0		0		0,0	0	0	1,00
3	Acid	8	15% HCl	2.000		0,0	0	47,6	5,95
4	Shut in	0		0		0,0	0	0	1,00
5	Flush	40	Slickwater	11.859		0,0	0	282,4	7,06

6	Pad	70	Slickwater	75.500		0,0	0	1797,6	25,68
7	0,2 PPA	70	Slickwater	36.500	Malla 100	0,2	73	876,9	12,53
8	0,4 PPA	70	Slickwater	35.000	Malla 100	0,4	140	848,4	12,12
9	0,6 PPA	70	Slickwater	30.500	Malla 100	0,6	183	745,9	10,66
10	0,8 PPA	70	Slickwater	25.000	Malla 100	0,8	200	616,8	8,81
11	1,0 PPA	70	Slickwater	15.000	Arena 40/70	1,0	150	373,3	5,33
12	1,2 PPA	70	Aquavisc 20#	15.000	Arena 40/70	1,2	180	376,5	5,38
13	1,4 PPA	70	Aquavisc 20#	15.000	Arena 40/70	1,4	210	379,8	5,43
14	1,6 PPA	70	Aquavisc 20#	15.000	Arena 40/70	1,8	240	383	5,47
15	1,8 PPA	70	Aquavisc 20#	15.000	Arena 40/70	1,8	270	386,2	5,52
16	1,8 PPA	70	DynaFrac HT 20#	15.000	Arena 40/70	1,8	270	386,2	5,52
17	2,0 PPA	70	DynaFrac HT 20#	15.000	Arena 40/70	2,0	300	389,5	5,56
18	2,2 PPA	70	DynaFrac HT 20#	15.000	Arena 40/70	2,2	330	392,7	5,61
19	2,4 PPA	70	DynaFrac HT 20#	15.000	Arena 40/70	2,4	300	395,9	5,66
20	2,6 PPA	70	DynaFrac HT 20#	10.000	Arena 40/70	2,6	200	266,1	3,80
21	2,8 PPA	70	DynaFrac HT 20#	6.200	Arena 40/70	2,8	174	166,3	2,38
22	2,8 PPA	70	DynaFrac HT 20#	14.500	Ceramico 30/50	2,8	406	387,4	5,53
23	3,0 PPA	70	DynaFrac HT 20#	14.500	Ceramico 30/50	3,0	435	390,4	5,58
24	3,6 PPA	70	DynaFrac HT 25#	5.000	Ceramico 30/50	3,6	175	137,2	1,96
25	4,0 PPA	70	DynaFrac HT 25#	4.365	Ceramico 30/50	4,0	175	122,1	1,74
26	Overflush	70	DynaFrac HT 25#	420		0,0	0	10	0,14
27	Overflush	70	Slickwater	420		0,0	0	10	0,14
28	Flush	70	Slickwater	11.859		0,0	0	282,4	4,03
29	Shut in								5,00
	Total			419.463				10.470,6	166,59
	*PAD				Injected fluid without proppant				Fluido inyectado sin propante
	*PPA				Pounds of proppant added per gallon				Libras de propante agregados
	*SKS				Sacks				Sacos

Nota. La tabla muestra el plan del desarrollo del fracturamiento hidráulico empleado por el operador privado. Adaptado de *Horizontal Completion Challenges in the Vaca Muerta Formation* (p. 7), por Fulks, 2019, <https://doi.org/10.15530/ap-urtec-2019-198328>

6.1.2 Estrategias implementadas en Vaca Muerta

El autor Fulks, (2019) afirma que, el proyecto optimizó los tiempos de operación utilizando un Zipper Manifold con tres wellheads en cada pad debido a que se realizaron operaciones en simultáneo de bombeo y fracturación hidráulica. El operador seleccionó un zipper frac manifold para aumentar la eficiencia y fue decisivo durante el proceso del plug & perf permitiendo ejecutar operaciones de wireline y fracturamiento hidráulico al mismo tiempo.

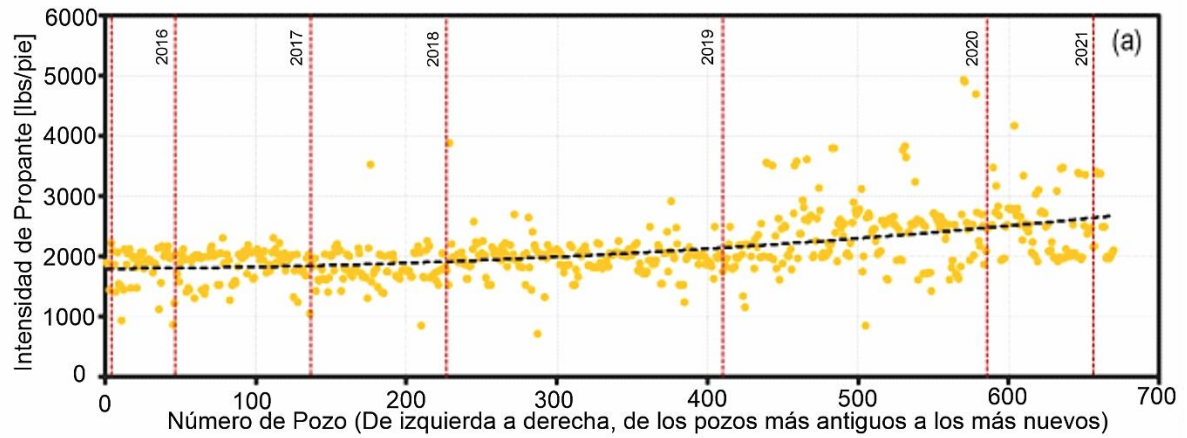
6.1.3 Curva de aprendizaje en Vaca Muerta

Desde el primer pozo horizontal perforado en Vaca Muerta, los diseños de fractura hidráulica han evolucionado significativamente. En los pozos más recientes se ha bombeado más propano y mayor cantidad en el fluido fracturante y se ha reducido el espaciamiento de etapas para distribuir uniformemente el tratamiento a lo largo del pozo. Además, según (Crespo et al., 2021), la desviación estándar en los parámetros de diseño aumentó desde principios de 2019 como parte del proceso de optimización que buscan los operadores.

Crespo (2021) refiere que alrededor de 700 pozos horizontales perforados en Vaca Muerta cuentan con diferentes características unos de los otros y la información específica de datos como las propiedades de la roca, diseños detallados del completamiento (clústeres, tamaño de malla, tipo de fluido y propano) es limitada y representan un gran desafío para la optimización del completamiento del pozo. Sin embargo, la evolución en los 700 pozos horizontales respecto al volumen de propano, fluidos y espaciamiento entre etapas se muestran en la Figura 25, Figura 26 y Figura 26, respectivamente, según información registrada en la Secretaría de Energía de Argentina donde se observa que, a través de los años, la cantidad de propano y fluido fracturante inyectado ha aumentado mientras que el espaciamiento entre etapa ha disminuido.

Figura 24.

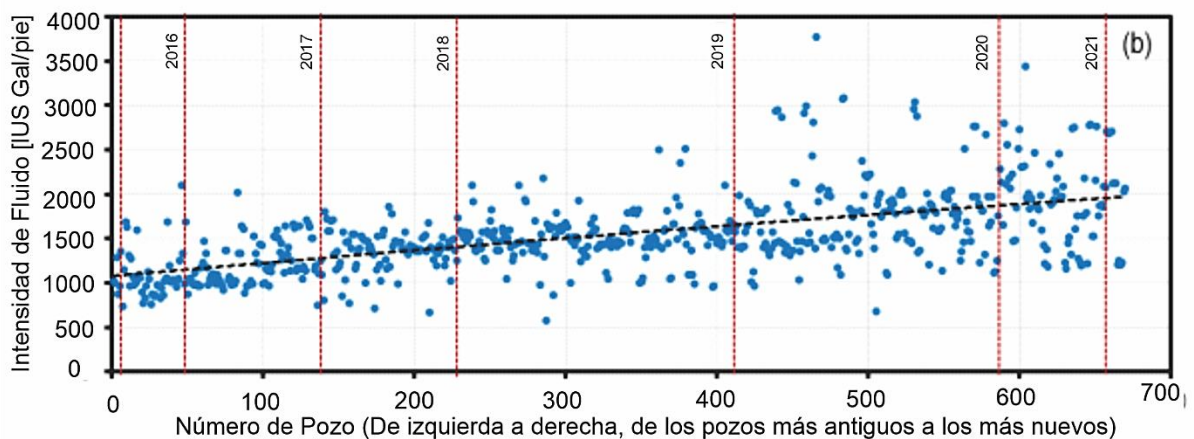
Intensidad de propano utilizado en Vaca Muerta



Nota. El gráfico representa la cantidad de propano (lbs/ft) utilizado en el fracturamiento hidráulico en 700 pozos horizontales perforados en Vaca Muerta a través de los años. Tomado de *Applying State-of-the-Art Completion Techniques in Vaca Muerta Formation* (p. 2), por Crespo, 2021, <https://doi.org/10.15530/urtec-2021-5060>

Figura 25.

Intensidad de fluido fracturante utilizado en Vaca Muerta

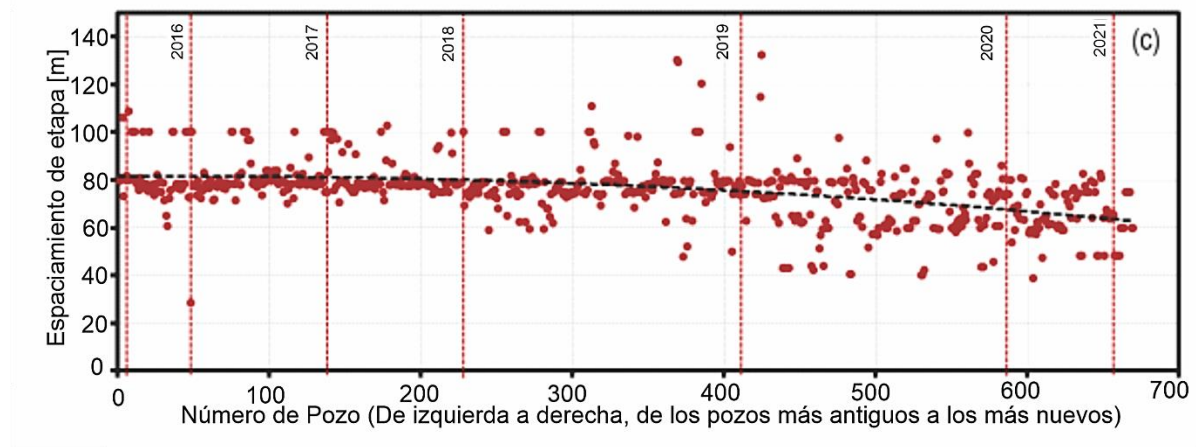


Nota. El gráfico representa la cantidad de fluido fracturante (US Gal/ft) utilizado en el fracturamiento hidráulico en 700 pozos horizontales perforados en Vaca Muerta a través de los

años. Tomado de *Applying State-of-the-Art Completion Techniques in Vaca Muerta Formation* (p. 2), por Crespo, 2021, <https://doi.org/10.15530/urtec-2021-5060>

Figura 26.

Espaciamiento entre etapas utilizado en Vaca Muerta



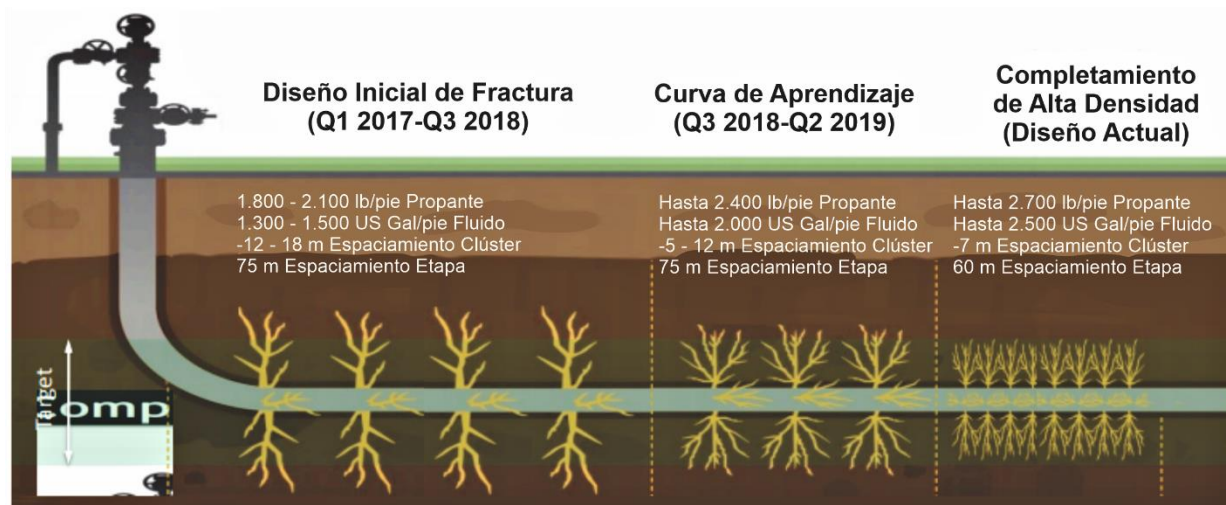
Nota. El gráfico representa el espaciamiento entre etapas (m) utilizado en el fracturamiento hidráulico en 700 pozos horizontales perforados en Vaca Muerta a través de los años. Tomado de *Applying State-of-the-Art Completion Techniques in Vaca Muerta Formation* (p. 3), por Crespo, 2021, <https://doi.org/10.15530/urtec-2021-5060>

En un caso estudio particular de la compañía PAE (Pan American Energy) se realiza un diseño de completamiento y posterior diseño de fracturas hidráulicas a través de la técnica HDC (High density completion) ejecutado con éxito. Esta técnica tiene como principal objetivo obtener una buena conductividad cerca del pozo distribuyendo uniformemente el propante y el fluido en la sección horizontal del pozo, y evitar una extensa fractura hidráulica que sólo contribuirá con la producción mientras su propagación durante la vida temprana del pozo. Los diseños iniciales de fractura (Q1 2017-Q3 2018) incluyeron entre 1.800 a 2.100 libras por pie (lb/ft) de propante, 1.300 a 1.500 galones por pie (US Gal/ft) de fluido fracturante y desde 4 a 6 clústeres por etapa con espaciamiento entre etapas de 75 metros (equivalentes a 246 pies). La fase siguiente incluyó una curva de aprendizaje de los shales de Estados Unidos y, la carga de propante aumentó hasta 2.400

libras por pie (lb/ft), carga de fluido hasta 2.000 galones por pie (US Gal/ft) y el número de clústeres por etapa aumentó hasta 14. El espaciamiento entre etapas se mantuvo en 75 metros. Por último, durante los últimos años los diseños han cambiado considerablemente aumentando la cantidad de propante hasta 2.700 libras por pie (lb/ft) y 2.500 galones por pie (US Gal/ft), reduciendo el espaciamiento de etapas a 60 metros (equivalentes a 197 pies) y optimizando el número de clústeres a 9 por etapa. La compañía PAE concluye que, el diseño actual debe ser cuidadosamente diseñado y ejecutado en espaciamientos de pozos con menor espesor debido a que un diseño más grande podría aumentar la interferencia entre pozos e impactar negativamente en los EURs (Crespo et al., 2021). La evolución del diseño creado por la compañía PAE se muestra en la Figura 27.

Figura 27.

Evolución del diseño de completamiento (Pan American Energy).



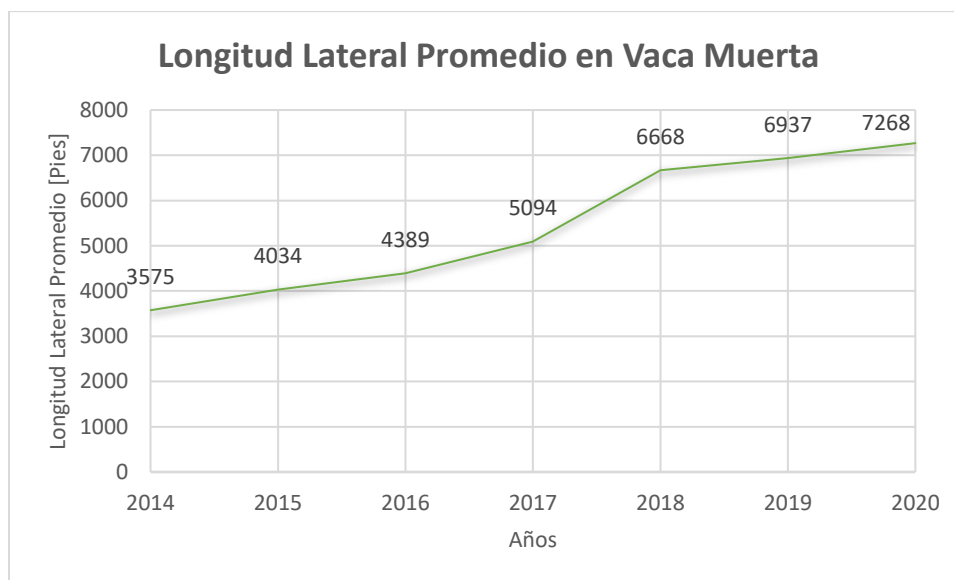
Fuente: "Applying State-of-the-Art Completion Techniques in Vaca Muerta Formation". Tomado de: Pablo A.

Crespo, Marcelo Pellicer, Henry Jacot 2021. <https://doi.org/10.15530/urtec-2021-5060>

Por otra parte, desde la llegada de mejores equipos de perforación en 2017 equipados con bombas más grandes y tecnología de perforación direccional de última generación, la longitud lateral de los pozos ha incrementado beneficiando así a los operadores en el mejoramiento del drenaje del yacimiento. La longitud lateral promedio aumentó de 5.000 pies en 2017 a 7.300 pies en 2020. La Figura 28 muestra la longitud lateral promedio de los pozos existentes en Vaca Muerta.

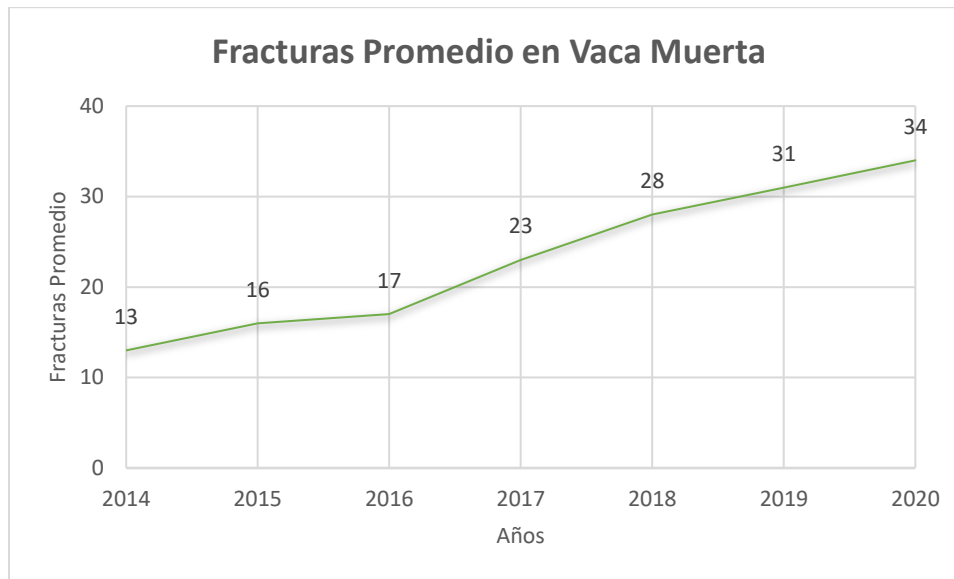
Figura 28.

Longitud lateral promedio en Vaca Muerta



Nota. El gráfico representa la longitud horizontal promedio establecida en Vaca Muerta desde el año 2014 hasta el 2020 para el fracturamiento hidráulico. Adaptado de *Vaca Muerta's Productivity and Economic Performance. 7 Years in Review* (p. 8), por Gilardone, 2021, <https://doi.org/10.2118/206344-MS>

Además, según Gilardone et al., 2021 el número de etapas de fracturación creció un 100% en cinco años (desde 2016 a 2020) pasando de un promedio de 17 a 34 etapas en relación con el desarrollo de pozos horizontales. En la Figura 29 se observa el número promedio de fracturas de los pozos en Vaca Muerta.

Figura 29.*Fracturas Promedio en Vaca Muerta*

Nota. El gráfico representa la cantidad de fracturas promedio realizadas en Vaca Muerta desde el año 2014 hasta el 2020 para el fracturamiento hidráulico. Adaptado de *Vaca Muerta's Productivity and Economic Performance. 7 Years in Review* (p. 8), por Gilardone, 2021, <https://doi.org/10.2118/206344-MS>

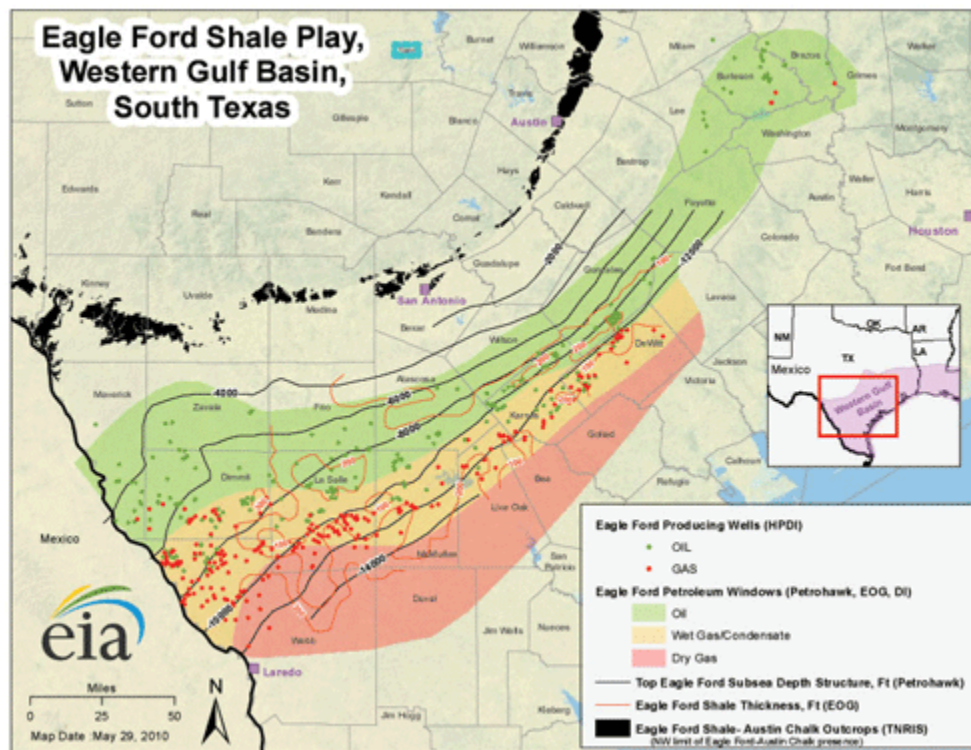
6.2 Eagle Ford

Esta formación ubicada en el sureste de Texas fue descubierta en 2008 y es considerada una de los shale plays no convencionales más destacados en el mundo. Eagle Ford era bien conocida como la roca generadora de la formación Austin Chalk, naturalmente fracturada. La formación texana produce una amplia gama de hidrocarburos desde gas condensado hasta seco y aceite como se muestra en la Figura 30. La geología y la calidad del yacimiento son algunos de los parámetros clave que dominan el rendimiento de la producción en Eagle Ford. En 2008, Petrohawk perforó el primer pozo en el condado de La Salle (Texas) y, desde ese entonces, en su desarrollo se han utilizado tratamientos de fracturación hidráulica multietapa en pozos horizontales (Luque

& Aguilera, 2019). Desde su completamiento inicial, Eagle Ford ha producido entre 500.000 barriles por día (bbl/d) hasta 1.8 millones barriles por día (MMBbls/d) de petróleo y entre 2.000 millones de pies cúbicos (MMcf/d) equivalentes a 0,002 tera pies cúbicos por día (Tcf/d) hasta 8.000 millones de pies cúbicos por día (MMcf/d) equivalentes a 0,008 tera pies cúbicos por día (Tcf/d) según indica EIA (2022) en su informe mensual de producción. Estas cifras son registradas desde inicios del 2012 hasta inicios de 2022 y varían según el año de producción.

Figura 30.

Ubicación geográfica de la formación Eagle Ford y tipos de hidrocarburos producidos



Fuente: EIA, "Updates to the EIA Eagle Ford Play Maps" [En línea] 2014. [Citado 11 de mayo 2022]. Disponible en: <<https://www.eia.gov/maps/pdf/eagleford122914.pdf?msckid=b808874dd16b11ecbc17a1e2fcc9d3c>>

6.2.1 Metodología en el diseño de fracturas hidráulicas

La metodología en el diseño del fracturamiento hidráulico se centra en un caso estudio al norte del condado de La Salle en la formación Eagle Ford. El objetivo de este estudio fue identificar las tendencias generales en la implementación de prácticas en el diseño de fracturas hidráulica y completamiento de 50 pozos horizontales aproximadamente, perforados y completados por un pequeño operador que sigue un enfoque basado en datos e información de cada pozo en un área de 31.680 pies de diámetro durante un período de 3 años, de 2011 a 2014.

La comparación de la productividad de los pozos en toda una formación como la de Eagle Ford puede ser un reto, ya que las características de los yacimientos cambian y los operadores emplean diversas estrategias de desarrollo y completamiento del campo. El estudio realizado minimiza las variaciones geológicas y los proyectos de completamiento centrándose en el área especificada anteriormente. La variación en el diseño del completamiento también se minimiza al considerar sólo los pozos recién completados con diseños de tratamiento hidráulico similares (Centurion et al., 2014).

a. Para el diseño se alcanzó un espaciamiento entre etapas desde 200 hasta 300 pies. Y, para determinar el espaciamiento óptimo entre pozos, se agruparon los pozos estudiados en tres categorías: pozos sin vecinos cercanos y pozos con uno y dos vecinos cercanos obteniendo que, al utilizar un espaciamiento entre 200 y 300 pies, aunque los pozos vecinos implicaron una reducción en el rendimiento inicial del pozo en un 7% para los pozos con un vecino y 15% para los pozos con dos vecinos, el factor de recobro aumentó debido a que la producción acumulada de los tres pozos es superior a la producción registrada por un solo pozo.

b. Para estimar el número de clústeres, cantidades, tipos de propante y fluido fracturante, entre otros, se empleó un modelamiento de fracturas hidráulicas por medio de la microsismicidad

con el fin de determinar el volumen estimulado del yacimiento (SRV, con sus siglas en inglés) y calibrar el modelo de la geometría de la fractura. Datos generales del yacimiento y propiedades geomecánicas de la roca derivadas de los registros y/o núcleos, fueron claves para el desarrollo del modelamiento.

c. En el pozo se crean 19 etapas de fracturamiento. La etapa 1 a la 17 con 5 clústeres por etapa, y las etapas 18 y 19 con 4 clústeres cada etapa.

d. El fluido de fracturamiento empleado es híbrido entre slickwater y gel entrecruzado. El propante es tipo cerámica intermedia 20/40, cerámica intermedia 30/50 y arena blanca 30/50, estos propantes resisten esfuerzo efectivo superior a 8.000 Psi. El resumen del tratamiento de fracturación hidráulica en la etapa 18 se muestra en la Tabla 19. Esta etapa fue la seleccionada en el modelamiento por su comportamiento algo homogéneo según la simulación.

e. Con el modelamiento de fracturas hidráulicas se crea un programa de fracturamiento y, se completa un pozo horizontal con el método plug & perf.

Tabla 19.

Resumen del tratamiento de fracturación hidráulica en la etapa 18

Tipo	Total
15% HCl	2.000 gal
Gel lineal (30 ppt)	7.560 gal
Gel entrecruzado (30 ppt)	185.976 gal
Slickwater	8.300 gal
30/50 white sand propante	273.740 lbs
30/50 cerámica intermedia propante	76.420 lbs

Nota. La tabla muestra el tratamiento del fracturamiento hidráulico empleado en la etapa 18. Adaptado de *Lessons Learned From an Eagle Ford Shale Completion Evaluation*. (p. 7), por Centurion, 2014, <https://doi.org/10.2118/170827-ms>

6.2.2 Inconvenientes operacionales en Eagle Ford

Según Centurion (2014) el espaciamiento entre etapas de fracturamiento inferior a 200 pies significó una reducción de producción de los pozos y, para solucionar este inconveniente, se determinó un espaciamiento óptimo entre etapas superior a 200 pies y hasta 400 pies tal como se propuso en la metodología anteriormente especificada.

Por otra parte, la baja concentración de propante en la etapa inicial del desarrollo de un campo en Eagle Ford dió como resultado una baja eficiencia en la red de fracturas y un bajo rendimiento en la producción de los pozos. Este problema fue generado por la ausencia de información y conocimiento sobre el ambiente de esfuerzos anisotrópico en el que se encuentra la formación Eagle Ford, lo que ocasionó que los operadores no utilizaran altas concentraciones de propante apropiadas para el fluido de fractura. El uso de un mayor volumen de propante (80.000 lb/clúster) resolvió esta situación inesperada en comparación con los tratamientos de fracturamiento usados anteriormente en Eagle Ford donde se utilizaban volúmenes de propante entre 30.000 a 60.000 lb/clúster (Al-Tailji et al., 2014).

6.2.3 Curva de aprendizaje en Eagle Ford

A principios de la década del 2000 se perforaron algunos pozos verticales para probar en Eagle Ford. Estos pozos tuvieron un éxito comercial limitado por lo que los operadores no tardaron en seguir las lecciones aprendidas en Barnett Shale y aplicaron la perforación horizontal y la fracturación multietapa para mejorar el rendimiento económico. El primer pozo horizontal perforado fue el pozo STS 241 #1H de Petrohawk con un lateral de 3.200 pies y 10 etapas de fracturamiento. El pozo tuvo una tasa de producción inicial de 7.6 millones de pies cúbicos de gas (MMscf/d) y 251 barriles por día (bbl/d) según indica (Fredd et al., 2015).

Como todos los yacimientos no convencionales, Eagle Ford ha tenido una curva de aprendizaje. La evolución de las prácticas de perforación, completamiento y estimulación se resume en la Tabla 20. Durante los primeros años (2008-2009), el tiempo medio de perforación de un pozo horizontal era de 40 a 45 días. Estos primeros pozos horizontales tendían a ser perforados desde un TVD de 5.000 pies hasta 12.000 pies con longitudes laterales en el rango de 3.500 pies a 5.000 pies. Estos pozos horizontales iniciales se cementaban con casing de 5,5 pulgadas como tubería de producción y se completaban mediante el método plug & perf. El número de etapas de fracturación solía ser entre 8 y 12, y algunos pozos llegaba cerca de las 20 etapas para aumentar el contacto con el yacimiento. En cuanto a los fluidos de fracturación utilizaban slickwater con 12.000 a 15.000 barriles de agua por etapa. La masa de propante por etapa entre 200.000 y 300.000 libras y, por lo general, era propante tipo arena malla 100 con el 25-33% del volumen total del propante, seguido de arena de malla 40/70 para el resto del tratamiento.

Los diseños evolucionaron de 2009 a 2014 con un aumento de la longitud lateral, más etapas de tratamiento de fracturación, fluidos de fracturación más eficaces y menores volúmenes de tratamiento. A mediados de 2014, el tiempo medio de perforación de un pozo horizontal disminuyó significativamente, pasando a ser de 9 a 16 días, y la longitud media lateral incrementó desde 5.500 pies hasta más de 10.000 pies. El método plug & perf sigue siendo utilizado hasta la fecha. El número de etapas de fracturación ha aumentado hasta un promedio de 26.

Los volúmenes en las etapas de tratamiento de fracturación con slickwater han disminuido. Mientras que los fluidos híbridos y gel entrecruzado han tomado relevancia, con volúmenes que alcanzan un promedio de 5.700 barriles por etapa (que proporcionan un mejor transporte de propante y requieren menos fluido que los tratamientos con slickwater). El uso de arena en los trabajos de slickwater fue de aproximadamente 140.000 libras a 550.000 libras por etapa. Las

arenas de malla más pequeña y las arenas con resina (malla 100, 40/70 y 30/50) son comunes en los tratamientos slickwater. El gel entrecruzado (crosslinked gel) e híbridos contenían entre 150.000 libras y 450.000 libras de propante. En estos tratamientos se utilizaron algunas mallas de 40/70 y preferiblemente arenas de 30/50 y 20/40, arenas con resina (resin coated sand) y propante cerámicos. Algunos operadores han utilizado tratamientos de fracturación más grandes, de hasta 650.000 libras de arena por etapa y 12.000 barriles de fluido para aumentar el contacto con el yacimiento.

Tabla 20.

Evolución en las prácticas de completamiento y fracturación hidráulica en Eagle Ford

Periodo de tiempo	Tiempo Perforación	Longitud lateral promedio	Longitud lateral máxima	Etapas promedio	Etapas máximas	Tipo de fluido	Volumen fluido promedio	Cantidad propante promedio	Tamaño de malla del propante	Tipo de propante
	Días	Pies	Pies	#	#		1000 bbls	1000 bbls	mesh	
2008-2009	40-45	3.900	---	8-12	20	Slickwater	12-15	200-300	100, 40/70	Sand
2010	25-40	4.500	>6.000	15	30+	Slickwater Hybrid Channel Frac	11 7	250 300	100 40/70 30/50	Sand, Resin Coated Sand, Ceramic
2011	15-22	4.900	>8.000	12-20	40	Slickwater Hybrid Crosslinked gel Channel Frac	11 8 5	200-300 250-325 250-325	100, 40/70, 30/50, 20/40	Sand, Resin Coated Sand, Ceramic
2012	11-18	5.200	>8.000	21	50	Slickwater Hybrid Crosslinked gel Channel Frac	7,5-8,5 5,5-6,5 5,5-6,5	150-500 175-375 175-375	100, 40/70, 30/50, 20/40	Sand, Resin Coated Sand, Ceramic
2013	9-17	5.400	>10.000	23	50	Slickwater Hybrid Crosslinked gel Channel Frac	7,5-8,5 5,5-6,5 5,5-6,5	150-500 175-375 175-375	100, 40/70, 30/50, 20/40	Sand, Resin Coated Sand, Ceramic
2014	9-16	5.500	>10.000	26	75+	Slickwater Hybrid Crosslinked gel Channel Frac	8 5,7 5,7	140-550 150-450 150-450	100, 40/70, 30/50, 20/40	Sand, Resin Coated Sand, Ceramic

Nota. La tabla muestra la evolución del diseño en fracturamiento hidráulico desde 2008 hasta 2014 en Eagle Ford. Adaptado de *\$40 Billion Learning Curve: Leveraging Lessons Learned to Minimize the Overall Investment in Unconventional Plays*. (p. 11), por Fredd, 2015, <https://doi.org/10.2118/172973-ms>

Eagle Ford ha evolucionado a través de los años. Fredd (2015) afirma que, los operadores han aprovechado las lecciones aprendidas de otros yacimientos no convencionales para mejorar el rendimiento económico, tales como: la técnica Channel Frac, que utiliza etapas de polímero entrecruzado de alta frecuencia como propante con material fibroso degradable. Esta técnica incrementa la producción y reduce los costos debido a que emplea menos propante y agua en su operación. Adicional, el aprovechamiento de los registros de pozos para mayor comprensión del completamiento horizontal y el mejoramiento en la perforación de futuros pozos beneficia económicamente a los procesos de fracturación.

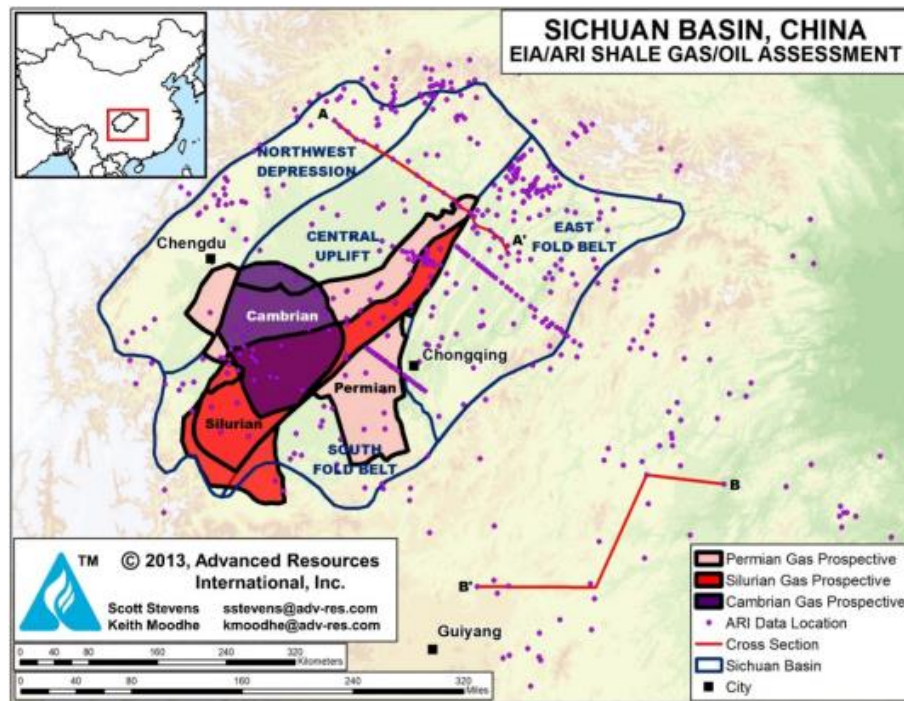
En la formación se han probado muchas tecnologías y mejores prácticas. Muchos operadores han obtenido buenos resultados en sus operaciones gracias a los datos sísmicos 3D utilizados, por ejemplo, para determinar las propiedades de las rocas en Eagle Ford Shale y las zonas de mayor producción (sweet spots). Además, el modelamiento de las fracturas hidráulicas ha permitido conseguir las geometrías de las fracturas óptimas para cada pozo. Todos los modelos coinciden en que es primordial, a la hora de modelar la fractura hidráulica de Eagle Ford Shale, crear una red de fractura DFN (Discret Fracture Network) adecuada en un geomodelo.

Sólo a través de la tecnología y la investigación se logró una mejora en la inversión de recursos debido a un aumento de la eficacia de los diseños de completamiento y estimulación. Tanto la eficacia como la eficiencia son necesarias para el éxito económico en los yacimientos no convencionales. Mientras que la eficiencia impulsa los costes a través de la innovación en los procesos de perforación y fracturación hidráulica multietapa, la eficacia impulsa el rendimiento económico por medio del diseño de fracturas con ayuda de los avances tecnológicos.

6.3 Longmaxi

Esta formación considerada como gran productora de shale gas está ubicada al sureste de China. Longmaxi ha sido uno de los proyectos de completamiento con mayor posibilidad en alcanzar los objetivos de producción establecidos por el gobierno chino y las empresas estatales. La sección inferior de Longmaxi se caracteriza por las lutitas negras y lutita calcárea-silíceo rica en materia orgánica con una mayor fragilidad, así como una abundante distribución de fracturas naturales y algunas zonas de fractura en su interfaz, lo que plantea muchos desafíos en la perforación. Mientras que, la sección superior contiene lutita calcárea gris, amarillo-grises y limotitas arcillosas en un ambiente deposicional nerítico (Lv et al., 2013).

Desde 2014, la perforación horizontal de shale gas comenzó a desarrollarse a gran escala en el sur de la cuenca de Sichuan. El número total de pozos horizontales de shale gas diseñados alcanzó más de mil pozos hasta el tercer trimestre de 2019, perforados por más de 14 operadores diferentes (Yan et al., 2020).

Figura 31.*Ubicación geográfica de la cuenca Sichuan*

Fuente: EIA, “Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States” [En línea] 2013. [Citado 13 de mayo 2022]. Disponible en: <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>

6.3.1 Metodología en el diseño de fracturas hidráulicas

La metodología presentada a continuación es tomada de un caso estudio en un pozo horizontal de la formación Longmaxi (Lv et al., 2013b). Para diseñar el tratamiento de fracturación de este pozo, se recogieron datos de pruebas de núcleos para conocer las propiedades mecánicas de la formación objetivo. Se realizó un análisis de registros para construir un modelo de la zona objetivo y evaluar las propiedades de la roca. Se realizó una prueba diagnóstica de inyección de fractura (DFIT, en sus siglas en inglés) para reunir los parámetros clave y optimizar el diseño del tratamiento de fracturación. La fracturación multietapa se llevó a cabo mediante el método plug & perf utilizado en la industria con gran fiabilidad para pozos horizontales debido al material de

construcción en sus taponos (plugs). Este método usa plugs bajo unos disparos limitados para estimular simultáneamente múltiples clústeres perforados dentro de una etapa. El plug específico usado en este pozo tiene una presión diferencial de 10.000 psi con temperaturas hasta 250°F. El máximo OD es 4,37 pulgadas y longitud de 30,79 pulgadas.

a. El pozo se completó con un casing de 5 1/2 pulgadas en el intervalo objetivo. La sección horizontal fue inclinada hacia arriba a 96°. Un pozo lateral abandonado de 770 m (2.526 pies) de longitud se encontraba a lo largo del intervalo objetivo. La estimulación se llevó a cabo en el casing de 5 1/2 pulgadas utilizando un método plug & perf, mencionado anteriormente. El pozo inicial se diseñó con 12 etapas de fracturación, teniendo en cada etapa tres clústeres de 1 a 2 pies de longitud, seis disparos por pie (spf, shot per foot) de penetración profunda (DP), y 60° de fase, tal como se muestra en la Tabla 21.

Tabla 21.

Diseño del completamiento inicial en Longmaxi

Diseño de completamiento original												
Etapa	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1
Sup perf, Pie	89 60	9199	9554	9859	1012 4	10453	10702	11030	11303	11562	11765	12064
Inf perf, Pie	91 50	9406	9764	1005 9	1032 2	10627	10922	11204	11470	11706	11998	12290
Frac plug, Pie	N/ A	9180	9469	9823	1009 5	10384	10659	10958	11250	11512	11736	12044
Shot/Pie	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Clúster	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Clúster long, Pie	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	4,9

Nota. La tabla muestra el diseño inicial empleado para el tratamiento de fracturación hidráulica. Adaptado de *Sichuan Basin Longmaxi Shale Gas Stimulation and Completion Case Study*. (p. 10), por Lv et al, 2013, <https://doi.org/10.2118/167006-ms>

b. El programa de fracturación se estableció para que todas las etapas comenzaran a bombear barridos de 100 mesh, seguidos del tratamiento con slickwater y arena, con barridos de 0,25 a 1,5 lbm/gal. Todas las etapas fueron tratadas primero con ácido HCl al 15% para lograr una mejor ruptura y menores presiones de bombeo al disolver cualquier material cementado mientras se extendía la longitud de la fractura. El fluido de tratamiento utilizado fue slickwater; esta selección se basó en la alta fragilidad de las propiedades de la roca (rango del factor de fragilidad medido en fracción: 0,73-0,83), afirman Lv et al. (2013). El volumen total de tratamiento por etapa fue de aproximadamente 2.000 metros cúbicos (m³) (528.344 galones). El total de propano por etapa fue de aproximadamente 100 toneladas (220.462 libras).

c. Debido a la deformación del casing, después de la ejecución de las dos primeras etapas de fracturación, las restricciones del casing impidieron el asentamiento del tapón (plug), por lo que se omitió una etapa. Además, después de la etapa 4 se decidió, basándose en las observaciones microsísmicas, que era necesario un intervalo más largo, por lo que se saltó una etapa. Estos eventos dieron como resultado la ejecución de sólo 10 etapas de fracturación. En la Tabla 22 se muestra el diseño del completamiento final.

Tabla 22.

Diseño del completamiento final en Longmaxi

Diseño de completamiento final										
Etapas	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1
Sup perf, Pie	8875	9163	9462	9757	10046	10348	10938	11224	11765	12064
Inf perf, Pie	9081	9370	9659	9964	10249	10554	11125	11440	11998	12290
Fracplug, Pie	N/A	9117	9403	9711	3049	10003	10892	11171	11736	12044
Shot/Pie	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Cluster	3	3	3	3	3	4	4	4	3	3
Cluster long, Pie	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	7,9	7,9	7,9	5,9	6,6

Nota. La tabla muestra el diseño final empleado para el tratamiento de fracturación hidráulica. Adaptado de *Sichuan Basin Longmaxi Shale Gas Stimulation and Completion Case Study*. (p. 10), por Lv et al, 2013, <https://doi.org/10.2118/167006-ms>

d. Se utilizaron nueve plugs para las 10 etapas de fracturación. El aislamiento de la zona fue exitoso en todas las zonas, lo que se comprobó con los datos microsísmicos, sin ningún problema de fijación o aislamiento insuficiente.

5. Las longitudes de las etapas se diseñaron entre 243 y 325 pies. El primer clúster, cerca de la base del pozo, se completó con seis disparos en un intervalo de un solo pie, utilizando una técnica de perforación transportada por tubería (TCP) a través de una tubería flexible (CT) de 2 pulgadas. El corto intervalo permitió la entrada limitada de fluido para una prueba DFIT con el fin de obtener ciertos parámetros de la formación.

Por último, en la Tabla 23 están algunos de los parámetros empleados en el caso estudio para el tratamiento del diseño de fracturación hidráulica.

Tabla 23.

Algunos de los parámetros usados en el diseño de fracturamiento hidráulico

Parámetros en el diseño de fracturamiento hidráulico	
Longitud lateral (Pie)	3445
Etapas de fracturamiento	10
Etapas omitidas por deformación de casing	1
Fluido total (galones)	5'592.522
Propante total (lbs)	1'238.998

Nota. La tabla muestra algunos de los parámetros usados en el tratamiento de fracturación hidráulica en un pozo de la formación Longmaxi. Adaptado de *Sichuan Basin Longmaxi Shale Gas Stimulation and Completion Case Study*. (p. 18), por Lv et al, 2013, <https://doi.org/10.2118/167006-ms>

6.3.2 Inconvenientes operacionales y estrategias implementadas en Longmaxi

Como se mencionó anteriormente en la metodología, la deformación del casing fue considerado el principal inconveniente en la operación causando la disminución de 12 etapas de fracturación a 10. Adicional en el caso estudio, Lv (2013) indica que en la operación probablemente una fractura natural fue interceptada con las fracturas principales desde la etapa 1

a la 5, ocasionando un desvío en la trayectoria del fluido de fracturación que significó una reducción en el ancho de las fracturas. Esto explicaría los problemas de bombeo de propante en la formación, así como los aumentos de presión observados. A medida que los intervalos perforados se alejaban de la fractura natural, la comunicación con ella disminuía y se creaban redes complejas de fracturas en los perforados. El bombeo de propante se hizo más fácil con el aumento de la anchura de la fractura.

Por otra parte, para aumentar el número de perforaciones y disminuir la fricción de la perforación, durante las etapas 3 a 5 se dispararon cuatro clústeres de perforación en lugar de tres. Sin embargo, los datos del trabajo no mostraron una disminución significativa de la presión. Las evaluaciones realizadas mostraron una pequeña disminución de la fricción de aproximadamente 145 psi con las perforaciones adicionales, algo irrelevante. Así pues, a partir de la etapa 6, el número de clústeres se redujo de nuevo a tres.

6.3.3 Curva de aprendizaje en Longmaxi

A principios de la década de 2010, los tratamientos de fracturación hidráulica mostraron una forma eficaz de determinar el número óptimo de clúster realizando registros de producción en el pozo horizontal existente. Tras considerar el riesgo operativo asociado a la ejecución de un clúster largo y la rentabilidad de reducir el número de etapas, se estableció que el espaciamiento entre etapas era de 197 a 262 pies con 3 clústeres por etapa. Múltiples estudios microsísmicos establecieron que los diferentes yacimientos de shale conservan diferentes espaciamientos óptimos de los clústeres en función de la calidad del yacimiento (RQ, en sus siglas en inglés) y la calidad en el completamiento (CQ, en sus siglas en inglés). La distancia optimizada de los clústeres es de entre 82 y 89 pies (Wei et al., 2014).

Según Gao et al., (2014), desde inicios del 2010 hasta mitad del 2014, Shell China Exploration y Production Company venían operando en el Proyecto de Cooperación Conjunta (JCP, Joint Cooperation Project) en Longmaxi, y, determinaron que, la concentración máxima de propante seleccionada en los pozos horizontales del proyecto es de 3 libras por galón (ppg). Se estimó que el paquete de propante de 3 ppg proporciona una conductividad suficiente para un pozo de gas a través del rango de esfuerzos efectivo durante la vida útil de la producción. Por lo tanto, se habían utilizado 75 bpm en el diseño inicial para bombear 3ppg de propante mientras se mantiene la presión de tratamiento por debajo del límite de presión de 14.000 psi. La velocidad de bombeo también influye en la geometría de la fractura, especialmente en su altura. El desafío actual de la altura límite de la fractura requiere el bombeo a una tasa tan alta como sea posible.

El diseño híbrido con slickwater y gel entrecruzado se ha implementado para la mayoría de los trabajos de fracturación del JCP. Se ha demostrado que el diseño híbrido puede proporcionar una buena repetibilidad, lograr el volumen de propante deseado y la geometría de la fractura en un corto tiempo de bombeo. El programa de bombeo del diseño híbrido fue el más adecuado para los proyectos de fracturamiento hidráulico, en comparación con el diseño puro de slickwater. Adicional, en los pozos de JCP se seleccionaron las mallas 100 y el tipo de propante cerámico 40/70.

En cuanto al método seleccionado de fracturamiento, Gao et al., (2014) afirma que: “el método de plug & perf ha proporcionado hasta ahora resultados fiables y constantes en el JCP. Sin embargo, no se descartan otros métodos que puedan generar alta eficiencia y menor costes de operación”.

A finales de 2016, se habían puesto en producción un total de 208 pozos de gas de shale, con una capacidad de producción disponible de $30 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{año}$ (0,106 Tcf/año) y unas reservas

geológicas probadas de gas de shale de $3200 \times 10^8 \text{ m}^3$ (11,3 Tcf). La producción de gas de shale en este año fue de $30,21 \times 10^8 \text{ m}^3$ (0,107 Tcf). Los pozos de shale gas desarrollados contaban con una profundidad vertical media entre 4.921 a 13.123 pies, la longitud de la sección horizontal con un promedio entre 4.882 a 5177 pies, y el período de perforación de 33 a 70 días. El número de etapas promedio en este año fue de 13 a 22 etapas de fracturación por volumen, la tasa de producción inicial de gas y las reservas finales recuperables fueron de $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{día}$ ($3,53 \times 10^{-6} \text{ Tcf}/\text{d}$) y de $0,84 \times 10^8 - 1,38 \times 10^8 \text{ m}^3$ (0,003 – 0,005 Tcf) por pozo, respectivamente.

A finales de 2017, se habían puesto en producción un total de 305 pozos de gas de shale, con una capacidad de producción disponible de $100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{año}$ (0,35 Tcf/año) y unas reservas geológicas probadas de gas de shale de $6.008 \times 10^8 \text{ m}^3$ (21,22 Tcf). La producción de gas de shale en 2017 fue de $60,04 \times 10^8 \text{ m}^3$ (0,21 Tcf). La profundidad vertical promedio incrementó respecto al año anterior desde 2.000 hasta 3.000 metros, la longitud de la sección horizontal también creció, y para este año, se empezaron a perforar y completar pozos con una longitud promedio entre 4.921 a 6562 pies, y el período de perforación se redujo a un promedio de 30 a 65 días. Mientras que el número de etapas en el diseño de fracturas hidráulicas se ha mantenido entre 15 a 20 etapas de fracturación volumétrica, la tasa de producción inicial de gas y las reservas finales recuperables incrementaron a $18 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{día}$ ($6,36 \times 10^{-6} \text{ Tcf}/\text{d}$) y $1,25 \times 10^8$ a $3,25 \times 10^8 \text{ m}^3$ (0,004 a 0,01 Tcf) por pozo, respectivamente (D. Dong et al., 2018).

D.Dong (2018) refiere que, durante su desarrollo, Longmaxi ha contado con tecnologías principales para la exploración y el desarrollo de shale gas, esenciales para la optimización en la perforación y fracturación de pozos horizontales. Además, ha utilizado métodos para fomentar pozos de alta productividad mediante el modelamiento del diseño de fracturas hidráulicas. La

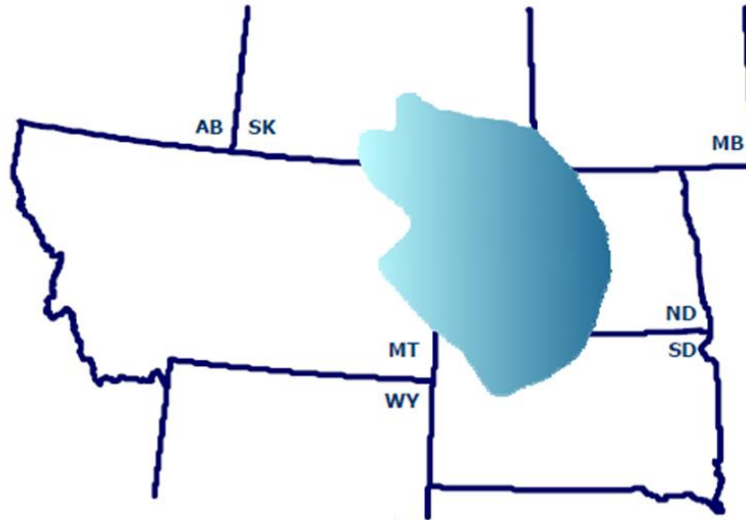
excelente tecnología de perforación en pozos horizontales ha permitido ampliar la longitud horizontal, aumentar la profundidad y reducir el periodo de perforación de 175 a 30 días.

6.4 Bakken

La formación Bakken es un shale play de más de 200.000 millas cuadradas ($1,28 \times 10^8$ acres) ubicada en Dakota del Norte, Montana, Saskatchewan y Manitoba, en la cuenca de Williston, esta cuenca ha sido una de las más activas en exploración y producción de recursos no convencionales en Estados Unidos. El primer intento de pozo horizontal en esta cuenca se realizó en 1987 más sin embargo, fue hasta el año 2000 cuando se completó exitosamente el primer pozo horizontal (Jin & Sonnenberg, 2013). De acuerdo con el Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS), por sus siglas en inglés, se estiman las reservas técnicamente recuperables de esta formación aproximadamente en: 7 billones de barriles de petróleo, 7 trillones de pies cúbicos asociados a gas natural y 500 millones de barriles asociados a líquidos de gas natural (USGS, 2013). La Figura 32 muestra la ubicación de la cuenca Williston, que es compartida entre los países de Estados Unidos y Canadá.

Figura 32.

Ubicación geográfica de la cuenca Willinston



Fuente: " Improving Well Productivity and Profitability in the Bakken—A Summary of Our Experiences Drilling, Stimulating, and Operating Horizontal Wells ". Tomado de: Pablo A. Crespo, Marcelo Pellicer, Henry Jacot 2007. SPE 110679.

6.4.1 Metodología en el diseño de fracturas hidráulicas

A pesar de que la producción de petróleo en esta formación comenzó en el año 1951, no fue sino hasta inicios de la década del 2000 cuando se dio un gran salto en cuanto sus niveles de producción, esto gracias a la combinación de la perforación horizontal junto con la fracturación hidráulica. La estrategia presentada a continuación dio como resultados mejores resultados de producción, al tiempo que se redujo la longitud de la sección horizontal perforada junto con el tamaño de los tratamientos de estimulación. Esta estrategia tiene un enfoque que le dio gran importancia al azimut de los pozos perforados y su alineación con el esfuerzo horizontal mínimo, para de esta manera conseguir una propagación de las fracturas perpendicular al eje axial del pozo.

Tabla 24.*Diseño simplificado de fracturas en un pozo horizontal de Bakken*

Diseño simplificado de fracturas para un pozo lateral corto diseñado para fracturas transversales de un pozo horizontal					
Etapa	Fluido	Volumen (gal)	Prop Conc (ppg)	Tipo Prop	Prop Total (lbs)
1	Pad	16.000	0		0
2	Shut in	0	0		0
3	Pad	10.000	0		0
4	Shut in	0	0		0
5	Pad	10.000	0		0
6	Proppant Laden Fluid 1#	5.000	1	16/20 LWC	5.000
7	Pad	10.000	0		0
8	Proppant Laden Fluid 1#	5.000	1	16/20 LWC	5.000
9	Pad	16.000	0		0
10	Proppant Laden Fluid 1-4 # ramp	20.000	2,5	16/20 LWC	50.000
11	Diverter 8# 16-20 + SMA + balls	2.000	8	16/20 LWC + SMA	16.000
12	Pad	8.000	0		0
13	Proppant Laden Fluid 1-4 # ramp	20.000	2,5	16/20 LWC + SMA	50.000
14	Diverter 8# 16-20 + SMA + balls	2.000	8		16.000
15	Pad	8.000	0		0
16	Proppant Laden Fluid 1-4 # ramp	20.000	2,5	16/20 LWC	50.000
17	Diverter 8# 16-20 + SMA + balls	2.000	8	16/20 LWC + SMA	16.000
18	Pad	18.000	0		0
19	Proppant Laden Fluid 1-4 # ramp	20.000	3	16/20 LWC	60.000
20	Flush	As needed	0		0
Totals		192.000			268.000

Nota. La tabla muestra un diseño simplificado para tratamiento de fracturación hidráulica. Adaptado de *Improving Well Productivity and Profitability in the Bakken—A Summary of Our Experiences Drilling, Stimulating, and Operating Horizontal Wells*. (p. 13), por Besler et al, 2007, <https://doi.org/10.2118/110679-MS>

6.4.2 Inconvenientes operacionales y estrategias implementadas en Bakken

Uno de los principales problemas operacionales presente en Bakken es el flujo de retorno de material apuntalante. Este problema ha sido documentado en diversas ocasiones por diferentes operadores, y ocasiona el cambio frecuente de bombas ya que estas se dañan por el material

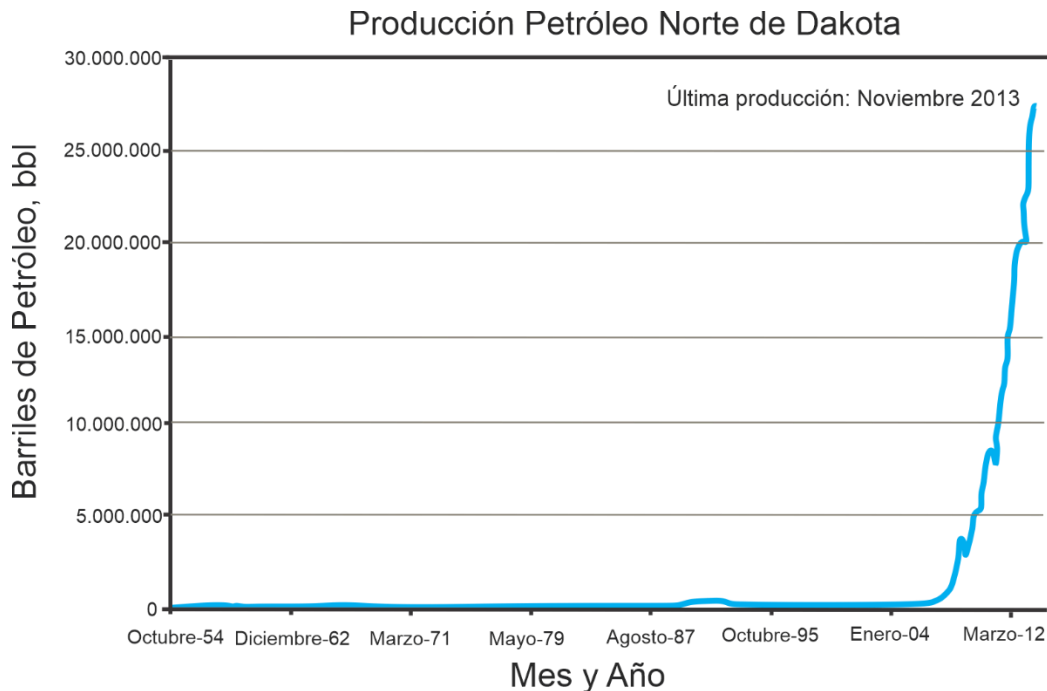
apuntalante triturado. Para resolver este problema, algunos operadores cambiaron al uso de material propante cerámico sin recubrimiento, reduciendo sus reportes de falla por este problema en algunos casos a cero.

6.4.3 Curva de aprendizaje en Bakken

Como se mencionó anteriormente la producción de hidrocarburos en la cuenca Williston, específicamente en la formación Bakken comenzó en el año 1951, pero sólo a inicios de la década del 2000 se ve el auge de esta formación por el inicio de la implementación de la fracturación hidráulica multietapas junto con la perforación horizontal, la Figura 33 brinda una idea en cuanto a escala de esta apreciación. El aumento de estas tasas de producción hizo rentables muchos proyectos que antes no lo eran.

Figura 33.

Producción histórica de petróleo de Dakota del Norte



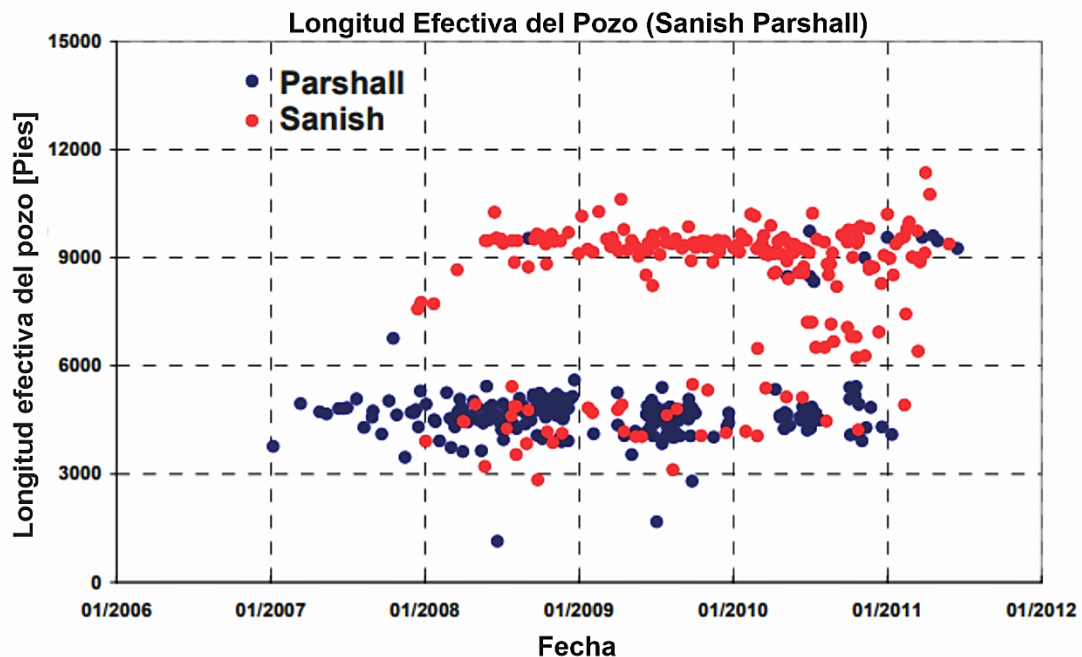
Fuente: “Production Comparison of Hydraulic Fracturing Fluids in the Bakken and Three Forks Formations of North Dakota”. Tomado de: Fry et al., 2014. SPE-169580-MS.

El desarrollo de esta formación está ampliamente documentado y ha servido como guía para muchos otros proyectos alrededor del mundo. A continuación, se presentará la evolución de los parámetros del diseño de fracturas hidráulicas en esta formación tomando como ejemplo pozos realizados en las áreas de Sanish y Parshall al este de la cuenca Williston en el condado de Mountrail, los datos del caso de estudio fueron tomados entre los años 2006 y 2012.

Iniciando con la longitud horizontal efectiva de los pozos en la Figura 34 se tiene que, para el área de Parshall usualmente oscilo entre 3.000 y 6.000 pies, en el caso del área de Sanish este rango se ubicó entre 9.000 y 10.000 pies. Se puede apreciar como a medida que se avanzó en el tiempo eventualmente se consiguieron longitudes horizontales de pozos mayores, esto debido a los avances en tecnología y optimización de procesos en busca de mejores rendimientos.

Figura 34.

Longitud efectiva de pozos en las áreas de Sanish y Parshall

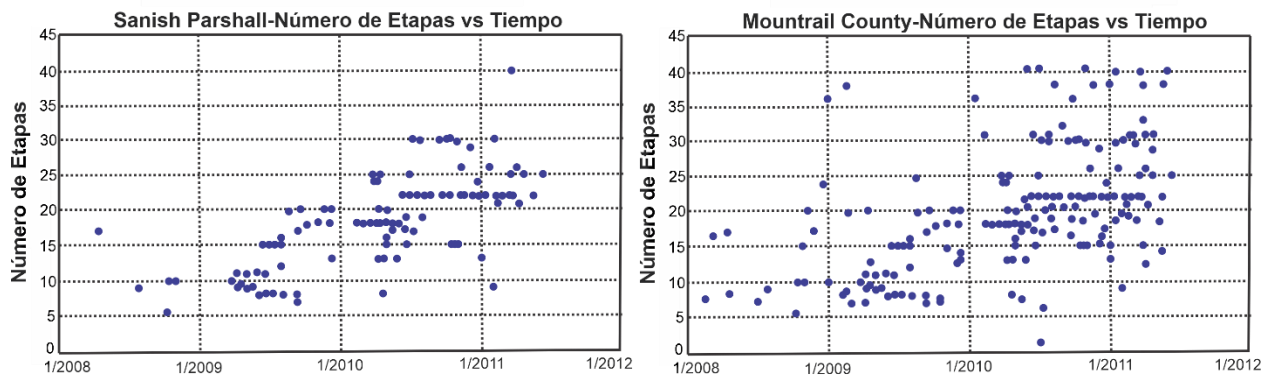


Fuente: "Impact of Completion System, Staging, and Hydraulic Fracturing Trends in the Bakken Formation of the Eastern Williston Basin". Tomado de: LaFollette et al., 2012. SPE-152530.

El número de etapas de fractura por pozo para el área de Parshall tuvo un mínimo de 5 y un máximo de 40, del otro lado el área de Sanish tuvo un mínimo de 2 y un máximo de 40, esto durante el tiempo de estudio. Se puede evidenciar en la Figura 35 como la distribución de los datos indica que se avanzó progresivamente en el aumento de número de etapas de fracturamiento, y como cada vez se hizo más común pozos con un elevado número de etapas para de esta manera conseguir mayor volumen de yacimiento estimulado, que permitiera aumentos en las tasas de producción.

Figura 35.

Número de etapas de fracturamiento en Sanish y Parshall

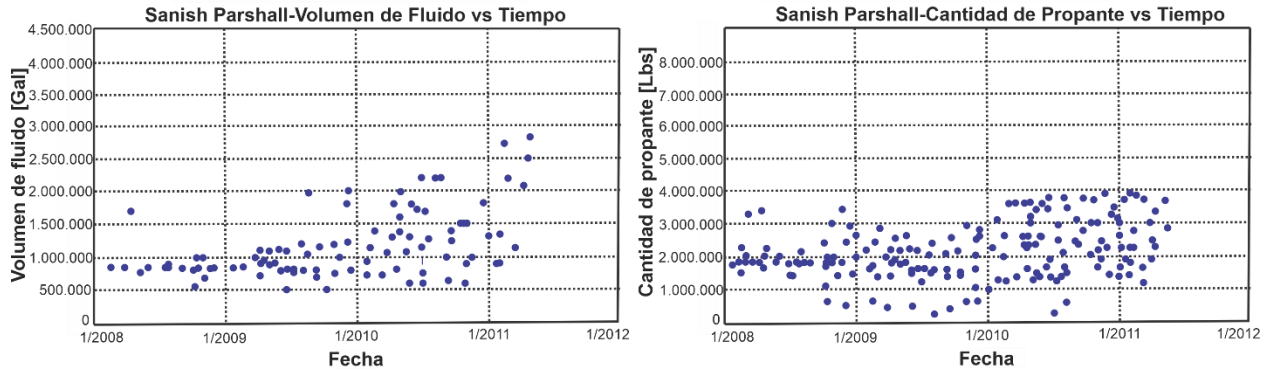


Fuente: “Impact of Completion System, Staging, and Hydraulic Fracturing Trends in the Bakken Formation of the Eastern Williston Basin”. Tomado de: LaFollette et al., 2012. SPE-152530.

Con respecto a la cantidad de propante y de fluido fracturante se pueden apreciar en la Figura 36 basado en una tendencia creciente en el tiempo.

Figura 36.

Cantidad de propante y fluido fracturante para Sanish y Parshall

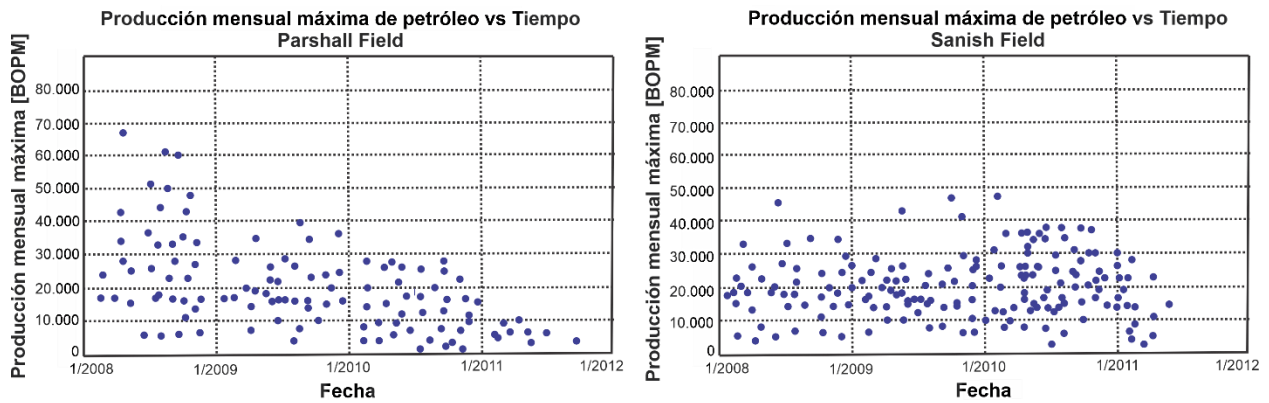


Fuente: “Impact of Completion System, Staging, and Hydraulic Fracturing Trends in the Bakken Formation of the Eastern Williston Basin”. Tomado de: LaFollette et al., 2012. SPE-152530.

Tomando en cuenta los parámetros anteriormente mencionados, y resaltando como cada uno tuvo una tendencia creciente en el tiempo en busca de mayores tasas de producción, lastimosamente, como muestra la Figura 37 este objetivo no se logró puesto que la tendencia observada es de declinación. En conclusión, se puede decir que mayores longitudes horizontales, cantidad de propante, fluido fracturante y número de etapas no garantizan mayores tasas de producción, por esta razón es importante realizar simulaciones que permitan determinar cuáles son los valores de estos parámetros de diseño que signifiquen las mejores tasas de producción.

Figura 37.

Máxima producción mensual de petróleo en Parshall y Sanish



Fuente: “Impact of Completion System, Staging, and Hydraulic Fracturing Trends in the Bakken Formation of the Eastern Williston Basin”. Tomado de: LaFollette et al., 2012. SPE-152530.

Dentro de las lecciones aprendidas en esta formación se destaca la importancia que se le debe dar a la orientación de las fracturas con respecto al esfuerzo mínimo horizontal, debe estar alineado para conseguir mayor cantidad de yacimiento estimulado, como lo estipula Besler et al. (2007).

7. Metodología adaptada para el diseño de fracturas hidráulicas en la formación La Luna

Este capítulo tiene como objetivo proponer una metodología adaptada en Colombia, específicamente, para la formación La Luna basada en las metodologías estudiadas en el capítulo anterior sobre las formaciones análogas a nivel mundial: Vaca Muerta, Eagle Ford, Longmaxi y Bakken. Se tendrán en cuenta los parámetros seleccionados para el diseño de fracturas hidráulicas, así como las tecnologías y estrategias utilizadas con el fin de obtener un diseño de fracturas óptimo y ajustable a las características de la formación colombiana.

Adicional a esto, se presenta en la Tabla 25 un resumen con los parámetros obtenidos en las metodologías de las formaciones análogas donde se pueden realizar las respectivas comparaciones entre cada una de las formaciones.

Tabla 25.

Parámetros en la metodología del diseño de fracturas hidráulicas en formaciones análogas a la formación La Luna

Metodología	Formación análoga a La Luna			
	Vaca Muerta	Eagle Ford	Longmaxi	Bakken
Método de completamiento	Plug & Perf ^A	Plug & Perf ^C	Plug & Perf ^E	-
Longitud lateral promedio [Pies]	4.921 ^A	3.900-5.500 ^D	3.445 ^E	3.000-6.000 ^G
Espaciamiento entre pozos [Pies]	1.312 ^A	-	-	-
Espaciamiento entre etapas [Pies]	200-350 ^B	200-300 ^C	200-262 ^E	-
Número de etapas	25 ^A	19 ^C	10-12 ^E	20 ^H
Número de clúster por etapa	4 ^A	4-5 ^C	3 ^E	-
Espaciamiento entre clústeres [Pies]	66 ^A	-	82-90 ^F	-
Tipo de fluido de fracturación	Slickwater Gel lineal	Slickwater Gel lineal	Slickwater ^E	Slickwater ^H

	Gel entrecruzado (crosslinked) ^A	Gel entrecruzado (crosslinked) ^C		
Cantidad de fluido de fracturación [galones/etapa]	419.463 ^A	203.836 ^C	528.344 ^E	192.000 ^H
Cantidad de fluido de fracturación [barriles/etapa]	9.987 ^A	4.853 ^C	12.580 ^E	4.571 ^H
Tipo de propante	Arena Natural: 30/50 y 40/70 Cerámica: 30/50 ^A	Cerámica Intermedia: 20/40 y 30/50 Arena Blanca: 30/50 ^C	Cerámica: 40/70 ^E	LWC (Lightweight Ceramic) 16/20 ^H
Cantidad de propante [libras/etapa]	450.000 ^A	350.160 ^C	200.000 ^E	268.000 ^H
Referencias	A. (Fulks, 2019)	C. (Centurion et al., 2014)	E. (Lv et al., 2013)	G. (LaFollette et al., 2012)
	B. (Crespo, 2021)	D. (Fredd, 2015)	F. (Wei et al., 2014)	H. (Besler et al., 2007)

Nota: La tabla muestra un resumen de comparación entre los parámetros seleccionados para el diseño de fracturamiento hidráulico en cada formación análoga a la formación colombiana. Elaborado por: Autores

Así pues, a continuación, se presentarán los pasos de la metodología propuesta en esta tesis de grado como primera aproximación teórica para un posible desarrollo de un proyecto en la formación La Luna. Sin embargo, antes de esto se debe tener en cuenta que, el tratamiento de fracturación hidráulica está previsto dentro del proceso de completamiento de un pozo. En un caso hipotético en un pozo de la formación colombiana de interés, en primer lugar, se recomienda realizar una Prueba de Inyección Diagnóstica de Fractura, DFIT por sus siglas en inglés (Diagnostic Fracture Injection Test) con el fin de obtener información relevante y optimizar el diseño de fracturas hidráulicas tal como se utilizó en la formación Longmaxi en China. Una vez realizado el análisis de las pruebas, se determina que la técnica de fracturamiento hidráulico en el pozo colombiano adecuada según las metodologías estudiadas a nivel mundial es la técnica

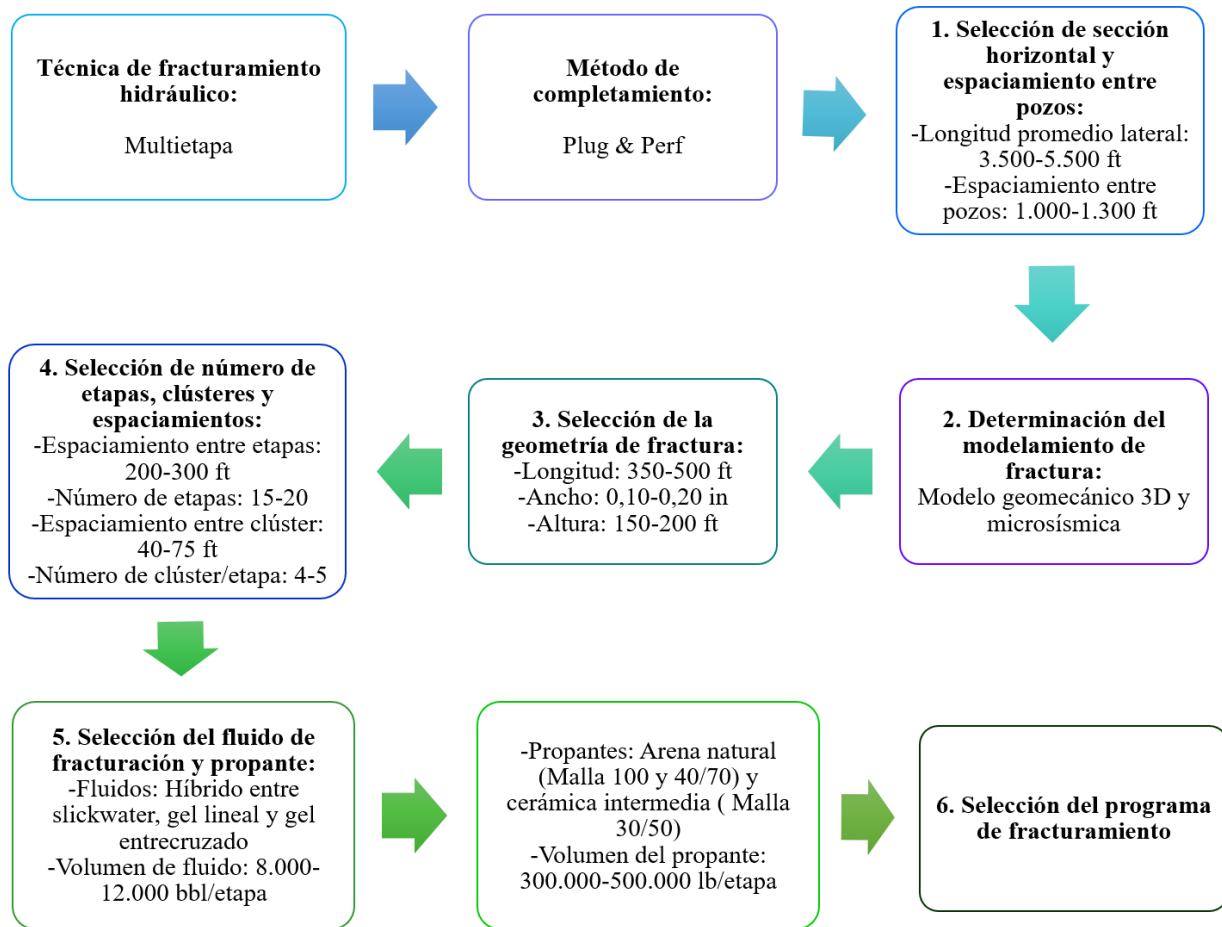
multietapa. Cabe resaltar que, esta técnica fue la empleada por las formaciones análogas a la formación La Luna.

En cuanto al método de completamiento, los dos tipos más comunes para la fracturación hidráulica multietapa son los métodos de plug & perf y sliding sleeve, siendo el primero de estos el utilizado en el diseño de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales en las formaciones análogas, obteniendo ventajas en su operación con la maximización en número de etapas, óptima área de flujo de hidrocarburos, así como la distribución uniforme del fluido fracturante y propante.

La metodología propuesta para la estimulación hidráulica en un pozo hipotético en Colombia según las características principales de la formación La Luna, es resumida en el siguiente diagrama:

Figura 38.

Diagrama de la metodología propuesta para el pozo hipotético en la formación La Luna



Fuente: Autores

7.1 Selección de la longitud promedio lateral y espaciamiento entre pozos

De acuerdo con los pozos perforados y completados en las formaciones análogas mundiales, la longitud promedio de la sección horizontal de los pozos está entre 3.500 y 7.300 pies (Longmaxi y Vaca Muerta). Así pues, para los pozos en la formación La Luna se sugieren longitudes promedio laterales desde 3.500 hasta 5.500 pies debido a que usar secciones con mayor longitud implicaría un riesgo si se encuentran problemas geológicos, una falla, karst o presencia de agua al iniciar la fracturación causando pérdidas de fluido en el pozo (Gupta et al., 2018).

La posible interferencia entre fracturas depende de la cercanía entre pozos, el número de pozos y la integridad del pozo vecino. Lo ideal, es contar con un espaciamiento entre pozos no tan grande de modo que, el volumen entre dos pozos pueda ser drenado sin presentar pérdida de productividad por la deformación de fracturas naturales o microfracturas y prevenir el efecto *shadowing* para mantener la integridad del pozo. El espaciamiento entre pozos podría ser entre 1.000 a 1.300 pies para reducir los problemas de colapso del casing e integridad del pozo según el estudio realizado en Vaca Muerta encontrados en numerosos pozos cercanos.

7.2 Determinación del modelamiento de la fractura

El éxito en un tratamiento de fracturamiento hidráulico requiere desarrollar un modelo geomecánico 3D representativo y un modelo con buena calibración. El modelamiento geomecánico ofrece las herramientas necesarias para controlar y estimar el crecimiento de las fracturas durante el fracturamiento hidráulico.

Al igual que todos los pozos de yacimientos de roca generadora, la ejecución de los tratamientos de estimulación en la formación La Luna necesita una gran cantidad de datos como toma y análisis de registros, así como, análisis de núcleos, estudios sísmicos y mapeo microsísmico de fracturas, entre otros. Siempre que sea posible, se utiliza un sistema de software capaz de visualizar en 3D los análisis en tiempo real, las propiedades geológicas, petrofísicas y los análisis estadísticos. Por tal motivo, tal como ha sido requerido en pozos de formaciones como Vaca Muerta y Eagle Ford, se esperaría que en los pozos de roca generadora colombianos se empleen herramientas microsísmicas para proporcionar información para la toma de decisiones en el caso del diseño de las fracturas.

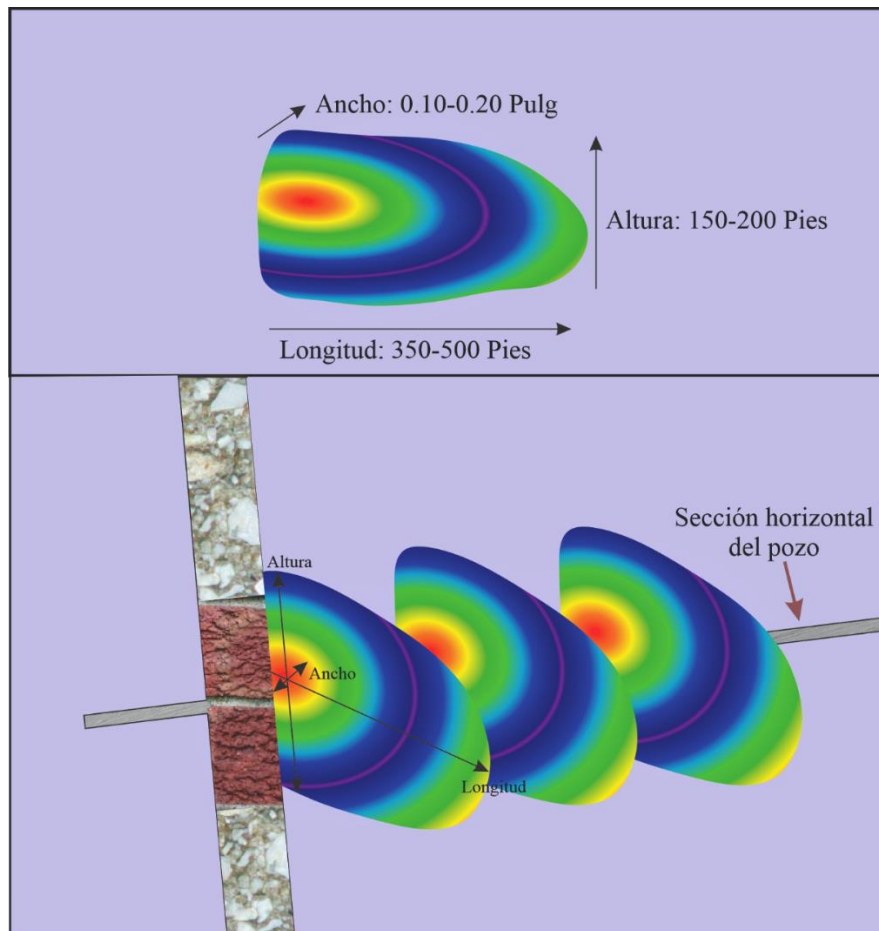
7.3 Selección de la geometría de la fractura

La geometría de la fractura depende principalmente de la geomecánica de la roca, volumen del fluido y de las condiciones de inyección del fluido (caudal de bombeo).

Tal y como se presentó en algunos apartes de este documento, el ancho de fractura se encuentra directamente relacionado con el valor de los esfuerzos principales y del módulo de Young. Según la Tabla 7. *Características de la formación de interés: La Luna en Colombia*, esta formación tiene un valor alto en el módulo de Young (hasta $5,248 \times 10^6 \text{psi}$), lo cual significa que, el ancho de la fractura tiende a ser pequeño en comparación con la longitud de dicha fractura pues la roca se encuentra más cohesionada, lo que dificulta su separación transversal. Adicional, se observa que según los valores de los esfuerzos: horizontal máximo, horizontal mínimo y vertical, en esta zona específica de estudio, el régimen de esfuerzos es de tipo rumbo-deslizante ($\sigma_H > \sigma_V > \sigma_h$), esto quiere decir que, el esfuerzo vertical no es el esfuerzo mínimo, entonces la fractura se propagará verticalmente y perpendicular al esfuerzo horizontal mínimo. La formación La Luna tiene zonas de baja permeabilidad (4,3 a 17 μD), normalmente en estas zonas se generan fracturas largas y de baja conductividad. Por tal motivo, según la experiencia encontrada en los análisis de campos análogos estudiados, para obtener una producción inicial óptima, la fractura debe tener una longitud entre 350 pies a 500 pies y un ancho de fractura de 0,10 a 0,20 pulgadas según se recomienda en estos yacimientos de baja permeabilidad para un caso ideal (Halliburton, 2016). En cuanto a la altura total, se podrían generar fracturas entre 150 a 200 pies. Cabe resaltar que, la geometría de la fractura (altura, longitud y ancho) será incierta si la información relacionada con las propiedades mecánicas no es confiable. Es decir que, la geometría de la fractura se puede predecir con menor grado de incertidumbre usando un software apropiado, siempre y cuando las propiedades mecánicas sean conocidas con cierto grado de confiabilidad.

Figura 39.

Geometría de la fractura recomendable en la formación La Luna para un caso ideal



Fuente: Autores. Elaborado en: CorelDRAW 2019

7.4 Selección del espaciamiento entre etapas, número de etapas y clústeres por etapa

En cuanto al espaciamiento entre etapas tal como indica la metodología aplicada en Eagle Ford, una distancia entre 200 a 300 pies es aconsejable ya que se puede estimular correctamente el objetivo; intervalos mayores podrían ocasionar que el fluido de fractura tome otro rumbo y otros canales de preferencia, evitando el contacto adecuado con la zona de interés. Gracias a este espaciamiento entre etapas en Eagle Ford, se registró un incremento en producción acumulada.

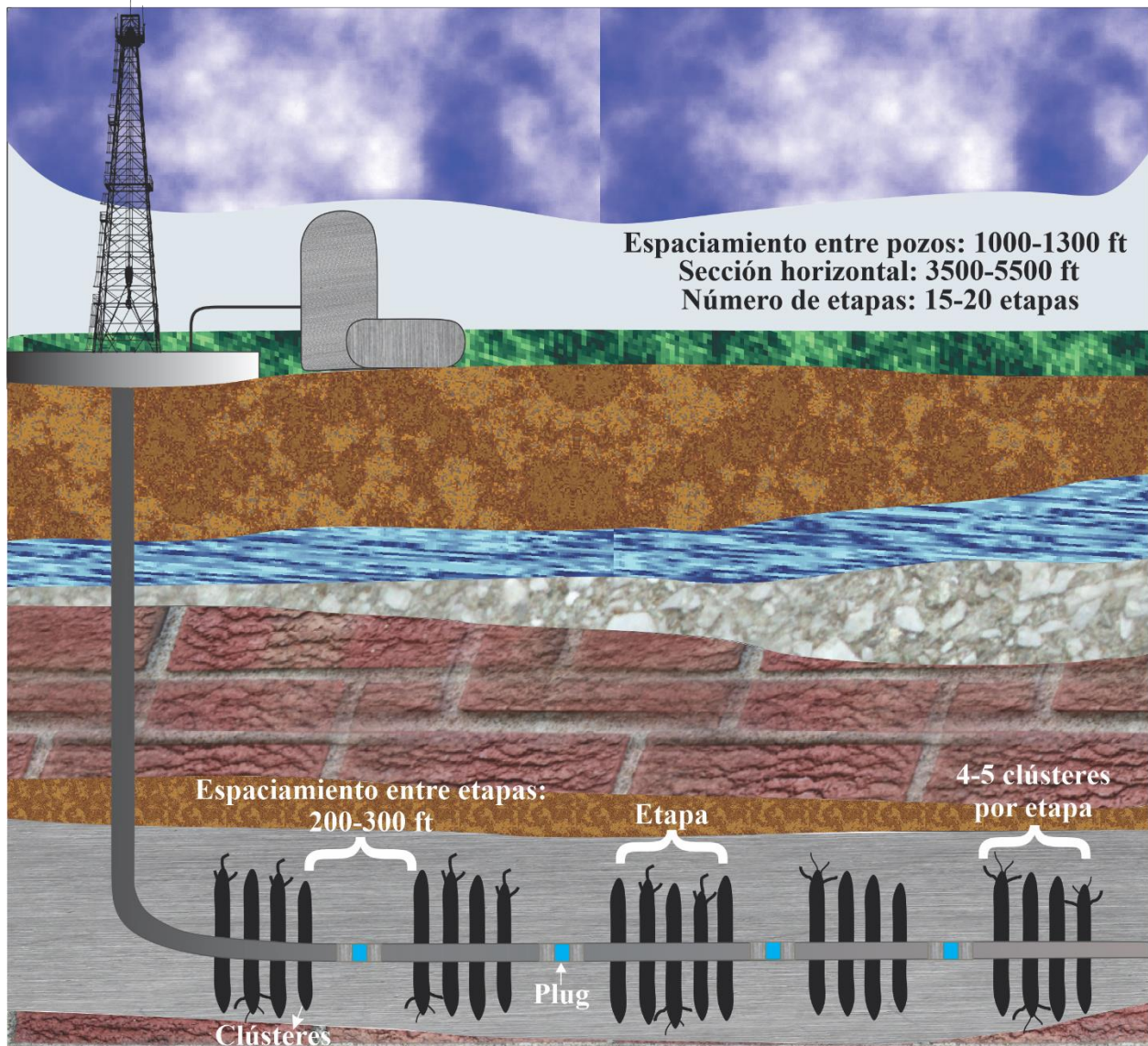
Para el número de etapas de fractura se tiene en cuenta la conductividad de la fractura, si en el tratamiento se obtiene una buena conductividad no es necesario aumentar el número de etapas

y así se reducen los costes. El número de etapas depende de la longitud horizontal del pozo junto al espaciamiento entre etapas requerido en la operación. Es decir que, con lo planteado anteriormente sobre el espaciamiento entre etapas de 200 a 300 pies y la longitud horizontal entre 3.500 y 5.500 pies, el número de etapas en promedio es de 15 a 20 etapas. Y, esta cantidad de etapas coincide con el número de etapas promedio de las metodologías mencionadas en el capítulo anterior. Por otra parte, se consideran entre 4 a 5 clústeres por etapa de fracturamiento con un espaciamiento entre ellos de 40 a 75 pies tal como lo indica el intervalo asignado en el espaciamiento entre etapas y el número de etapas.

La Figura 40 muestra a través de un esquema del pozo hipotético en la formación colombiana, las recomendaciones realizadas anteriormente sobre el espaciamiento entre pozos y etapas, número de etapas y clústeres y la sección horizontal promedio adaptable según las características de La Luna.

Figura 40.

Longitud horizontal, espaciamentos y etapas recomendables en la formación La Luna



Nota. La figura muestra un esquema con el espaciamento entre pozos, sección horizontal, número de etapas y clústeres, espaciamento entre etapas recomendables para aplicar en un pozo hipotético en la formación La Luna para el diseño de fracturas hidráulicas. Fuente: Autores. Elaborado en: CorelDRAW 2019. Adaptado de: Gokaraju & Eckert, 2014

7.5 Selección del fluido de fracturación y propante

El índice de fragilidad toma un papel importante al momento de seleccionar el fluido de fracturación recomendado en el tratamiento. Para el caso de la formación La Luna, en la Tabla 7 se observan sus principales características como la composición mineralógica de la formación (cuarzo: 62%, carbonatos: 25%, arcilla: 13%) y que, según la ecuación de Jarvie et al., 2007, (ecuación 8) se obtiene el índice de fragilidad (BI) con un valor de 62%, tal como se muestra a continuación:

$$BI = \frac{Qz}{Qz + C + Cl}$$

$$BI = \frac{0,62}{0,62 + 0,25 + 0,13} * 100 = 62\%$$

Donde:

$Qz =$ Cantidad de cuarzo [Fracción]

$C =$ Cantidad de carbonatos [Fracción]

$Cl =$ Cantidad de arcilla [Fracción]

Otra de las maneras en que se puede calcular el BI es por medio de los módulos elásticos estáticos (ecuación 10) planteada por Grieser & Bray, 2007. Para realizar este cálculo se tomó un valor promedio del módulo de Young y de la relación de Poisson mostrados en la Tabla 7 obteniendo como resultado un valor de BI= 48%:

$$BI = 0.5 \left(\left(\frac{E - Emin}{Emax - Emin} \right) + \left(\frac{V - Vmax}{Vmin - Vmax} \right) \right)$$

$$BI = 0.5 \left(\left(\frac{3,362 \times 10^6 - 1 \times 10^6}{8 \times 10^6 - 1 \times 10^6} \right) + \left(\frac{0,243 - 0,4}{0,15 - 0,4} \right) \right) * 100 = 48\%$$

Donde:

$E = \text{Módulo de Young medido [psi]}$

$E_{\text{min}} = 1 \times 10^6 \text{ [psi]}$

$E_{\text{máx}} = 8 \times 10^6 \text{ [psi]}$

$V = \text{Relación de Poisson medida [adimensional]}$

$V_{\text{min}} = 0,15 \text{ [adimensional]}$

$V_{\text{máx}} = 0,4 \text{ [adimensional]}$

Estos resultados del cálculo del índice de fragilidad indican que la formación La Luna tiene una fragilidad moderada-alta (entre 48% y 62%) y, según la Tabla 6. *Sistema de fluido de tratamiento recomendado según el índice de fragilidad calculado*, el fluido de tratamiento para la formación tendría que ser entre slickwater e híbrido.

Según las características de la formación La Luna, esta es una formación de grandes profundidades incluso superiores a los 12.000 pies al igual que su gradiente de fractura máximo (1,2 psi/pie), por consiguiente, se requieren fluidos de fracturación más viscosos y propantes de resistencia intermedia a alta para evitar deformaciones y pérdida en la conductividad de la fractura.

De acuerdo con las metodologías usadas y estudiadas en las formaciones de Bakken, Eagle Ford y Vaca Muerta, el sistema híbrido ha sido el más empleado obteniendo buenos resultados en su aplicación. Este sistema de fluido de fracturamiento está compuesto por tres tipos de fluido: Slickwater, gel lineal y gel entrecruzado (crosslinked). Por su parte el slickwater es un fluido de baja viscosidad que permite reducir las pérdidas de fricción cuando se esté bombeando, su característica principal es su baja fricción; este fluido es el indicado para iniciar la generación de la geometría de la fractura. El siguiente fluido a bombear es el gel lineal, este fluido debe tener mayor concentración que el slickwater, es decir, se debe utilizar mayor contenido de gel lineal que de slickwater por etapa debido a que su viscosidad media dará mayor concentración y así mejorará

las propiedades de transporte de propano en la zona de interés. Finalmente, para las últimas etapas de la fractura se requiere de un fluido con alta viscosidad como el gel entrecruzado (crosslinked) ya que su alta capacidad de transporte de propano y baja fricción aportan mayor concentración de propano a las fracturas. Para el volumen del fluido fracturante se observa que en las principales formaciones análogas utilizan una cantidad de fluido que varía entre 336.000 a 500.000 galones/etapa equivalentes a 8.000 hasta 12.000 barriles/etapa de fracturamiento con una tasa de bombeo variante desde 40 a 100 barriles/minuto.

Ahora bien, el propano es uno de los componentes del fluido de fracturamiento utilizado para mantener las fracturas abiertas y evitar su cierre. Como punto de partida se determina el tipo y tamaño de la malla del propano que de preferencia para esta formación serán: arena natural, el más convencional en la industria del petróleo con malla 100 y 40/70. Además, se pudo analizar en los casos de estudio análogos tomados como referencia que el tipo cerámica intermedia 30/50 también tiene un gran uso efectivo. Por una parte, el propano con malla 100, usualmente es bombeado al inicio del tratamiento de estimulación para sellar las microfisuras presentes en la zona y, gracias a su pequeño tamaño logra llegar a fisuras muy delgadas de la formación. Mientras que, el propano malla 40/70 comúnmente es utilizado después de la malla 100 porque crea la longitud requerida de la fisura para obtener la mayor conductividad posible de esta misma. En cuanto a la concentración o cantidad de propano a utilizar, en Eagle Ford se demostró que una baja concentración de propano inferior a las 300.000 libras/etapa puede ocasionar bajo rendimiento en los pozos debido al desconocimiento del ambiente de esfuerzos anisotrópico presentado en la formación estadounidense, por tal motivo, se recomienda que el volumen de propano a usar en el tratamiento para la formación colombiana esté entre 300.000 a 500.000 libras/etapa.

Asimismo, el volumen total de agua requerido por pozo para el fracturamiento hidráulico puede variar entre 150.000 y 300.000 barriles. La cantidad de agua a utilizar depende del número de fracturas, cantidad de fluido fracturante, volumen del propante y demás parámetros en el diseño del fracturamiento hidráulico.

Figura 41.

Fluidos de fracturación y propantes recomendables en la formación La Luna



Fuente: Autores. Elaborado en: CorelDRAW 2019. Imágenes propantes tomadas de:

http://www.seppecn.com/SEPPE_PROPPANT

7.6 Elección del programa de fracturamiento

En el programa de tratamiento para el diseño de fracturamiento hidráulico se debe tener en cuenta que, una de las soluciones encontradas para evitar los problemas por pérdida de fricción en

perforados es bombear uno o dos slugs de arena malla 100 durante el pad junto a una solución de ácido clorhídrico (HCl) o cloruro de potasio (KCl) para mejorar la conductividad de la fractura, el transporte del propante y la comunicación entre la fractura y el wellbore. Dicha propuesta se evidencia en Vaca Muerta donde bombearon ácido clorhídrico (HCl 15%) en sus tres primeras etapas para su plan de diseño de fractura hidráulica. Por otra parte, si la formación presenta fracturas naturales, se sugiere bombear slugs de arena con malla fina en la etapa de pad para evitar altos leak-off y sellar este tipo de fracturas, así como, reducir pérdidas por fricción tal como se mencionó anteriormente. En la Tabla 26 se plantea un programa de tratamiento por etapa aplicado a un pozo hipotético en la formación La Luna, basado en el programa de tratamiento de la metodología descrita en Vaca Muerta debido a que esta formación según sus características, es la más similar a La Luna, tal como lo indica el estudio realizado en los diferentes shale plays a nivel mundial. Los volúmenes de fluido fracturante y propante establecidos en el programa dependen del volumen total por etapa máximo recomendado en el fracturamiento hidráulico, es decir, 12.000 bbl/etapa y 500.000 lb/etapa, respectivamente.

Tabla 26.

Programa de tratamiento por etapa recomendable en pozo hipotético

Tipo de etapa	Tasa de bombeo bbl/min	Fluido de fracturación	Volumen del fluido bbl	Propante	Volumen del propante lbs
Pre-Pad	20	Slickwater	200		
Acid		15% HCl	300		
Flush	10	Slickwater	840		
Pad		Slickwater	900		
Prop	80	Slickwater	960	Malla 100	75.000
Sweep	80	Slickwater	1.000		
Prop	80	Gel lineal	500	Arena 40/70	32.800
Prop	80	Gel lineal	520	Arena 40/70	40.000
Prop	80	Gel lineal	525	Arena 40/70	40.500
Prop	80	Gel lineal	530	Arena 40/70	41.200

Prop	80	Gel lineal	535	Arena 40/70	41.900
Prop	80	Gel lineal	540	Arena 40/70	42.700
Prop	80	Gel lineal	541	Arena 40/70	42.900
Prop	80	Gel lineal	545	Arena 40/70	43.000
Prop	80	Gel lineal	564	Cerámica Intermedia 30/50	15.000
Prop	80	Crosslinked	690	Cerámica Intermedia 30/50	22.000
Prop	80	Crosslinked	780	Cerámica Intermedia 30/50	27.000
Prop	80	Crosslinked	920	Cerámica Intermedia 30/50	36.000
Flush		Crosslinked	610		
Shut-in		Crosslinked			
Total por etapa			12.000		500.000
Pad:	Fluido bombeado sin propante				
Prop:	Propante				
Flush:	Fluido de limpieza				

Nota: la tabla muestra el programa ó schedule recomendado para una etapa del fracturamiento hidráulico en un pozo hipotético colombiano. Este programa consta de un fluido de fracturación híbrido compuesto por slickwater, gel lineal y gel entrecruzado (crosslinked). Elaborado por:
Autores

8. Conclusiones

La formación La Luna ubicada en la cuenca del Valle Medio del Magdalena con yacimiento de roca generadora tipo no convencional contiene las propiedades adecuadas para realizar estimulación hidráulica. Los shale plays análogos a la formación La Luna, en cuanto a sus características generales, petrofísicas, geomecánicas y geoquímicas, son (en orden): Vaca Muerta, Eagle Ford, Longmaxi y Bakken.

Los resultados de diseño, modelado y evaluación de las fracturas hidráulicas dependen significativamente del conocimiento que se tenga sobre la mecánica de las rocas, la mecánica de las fracturas y las pruebas de laboratorio, ya que, la geometría de la fractura (altura, longitud y ancho) será incierta si la información relacionada con las propiedades mecánicas no es confiable. Es decir que, la geometría de la fractura se puede predecir usando un software apropiado, siempre y cuando las propiedades mecánicas sean conocidas con cierto grado de confiabilidad. Además de esto se establecieron las diferencias y consideraciones adicionales en los parámetros de diseño de fracturas hidráulicas en yacimientos de roca generadora, en comparación con yacimientos convencionales.

Se propone una metodología de fracturamiento multietapas para desarrollo de yacimientos en roca generadora en un pozo hipotético en Colombia, esta metodología está basada en las experiencias de las formaciones análogas alrededor del mundo a La Luna, y contiene aspectos como: tipo de completamiento, longitudes entre pozos y etapas de fracturamiento, características y volúmenes de fluido fracturante, propante y programa de bombeo.

En las metodologías presentadas para el diseño de fracturas hidráulicas en pozos de roca generadora en diferentes campos del mundo se establece el método de completamiento por

fracturación multietapa llamado Plug & Perf siendo el más utilizado en yacimientos no convencionales y generando grandes ventajas en su operación. Adicional, en las metodologías se establecen los espaciamientos entre etapas, longitud de la sección horizontal del pozo en el caso estudio, número de etapas y clústeres. Se selecciona el tipo de fluido de fracturación y propante óptimo a utilizar en su tratamiento, al igual que los volúmenes, respectivamente. Por otra parte, se emplea un modelamiento geomecánico 3D o microsísmico debido a que ofrece las herramientas para controlar y estimar el crecimiento de las fracturas e identificar los sweet spots (zonas altamente productivas). Y, por último, se crea un programa de tratamiento para la fracturación hidráulica según los parámetros seleccionados y mencionados anteriormente.

Se obtuvieron curvas de aprendizaje de las formaciones análogas a La Luna que muestran las lecciones aprendidas a través de los años desde el inicio del fracturamiento hidráulico, las cuales contienen los principales problemas operacionales y estrategias para sus respectivas soluciones, como también la evolución de los diferentes diseños de fracturas hidráulicas. Entre los cambios que se han realizado para el mejoramiento en la calidad del tratamiento están: aumentar la longitud en la sección horizontal, aumentar el número de fracturas, disminuir el espaciamiento entre etapas y, utilizar fluidos de fracturación híbridos, así como disminuir la cantidad de agua empleada. Estos cambios han permitido evitar inconvenientes operacionales como colapso de casing, interferencia entre fracturas, pérdidas de productividad por deformación de fractura, tortuosidad, y, mejorar la ubicación de etapas y clústeres.

El análisis en las metodologías y curvas de aprendizaje de operaciones en pozos de roca generadora como los desarrollados en las formaciones análogas junto a las características descritas de la formación La Luna contribuyen al diseño del completamiento y fracturación hidráulica en los pozos de la formación colombiana. Por tal motivo, bajo estas condiciones, se realizaron ciertas

recomendaciones con el fin de crear un diseño de fracturas hidráulicas adaptable para la exploración y explotación de recursos no convencionales en el país que permita la producción de hidrocarburos y la auto sustentabilidad por mayor tiempo.

9. Recomendaciones

Actualizar las tablas de caracterización, tanto de la formación en la cuenca del Valle Medio del Magdalena como de las formaciones a nivel mundial de roca generadora con el fin de encontrar nuevos casos análogos a La Luna en el completamiento de pozos, específicamente en el fracturamiento hidráulico. Concretamente se recomienda realizar una mejor caracterización de los shales en Canadá, pues de acuerdo con la literatura consultada estos basaron su desarrollo en los Estados Unidos, a los cuales se les encontró buen grado de similitud con Colombia.

Al igual que la actualización en las tablas de las características, también se recomienda complementar las curvas de aprendizaje en las formaciones análogas para determinar los factores y las propiedades que representan un cambio significativo en el tratamiento de fracturación hidráulica a través de los años.

La creación o uso de una herramienta digital, tal como un software de simulación que permita realizar mejores comparaciones, así como, generar un diseño para la geometría de las fracturas, puede llegar a ser un gran complemento para generar resultados con mayor precisión.

Referencias Bibliográficas

- Agharazi, A. (2016). Determining maximum horizontal stress with microseismic focal mechanisms “ Case studies in the marcellus, eagle ford, wolfcamp. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference 2016*, 9. <https://doi.org/10.15530/urtec-2016-2461621>
- Ahmed, A., & Hayfaa, S. (2021). Trenchant Sensitive And Uncertainty Analyses To Enhance Hydraulic Fracturing Design. *55th U.S. Rock Mechanics / Geomechanics Symposium 2021*, 4, 2.
- Al-Mulhim, N. I., Korosa, M., Ahmed, A., Hakami, A., Sadykov, A., Baki, S., Asiri, K. S., & Al Ruwaished, A. (2015). Saudi Arabia’s emerging unconventional carbonate shale resources: Moving to horizontals with an integrated engineering and geosciences approach. *Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/176936-ms>
- Al-Tailji, W., Smith, N., & Shelley, R. (2014). Optimizing hydraulic fracture performance in the liquids-rich eagle ford shale - how much proppant is Enough? *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 4, 1–12. <https://doi.org/10.2118/170785-ms>
- Almubarak, A., Hakami, A., Leyva, I., & Kurison, C. (2017). Saudi Arabia’s unconventional program in the Jafurah basin: Transforming an idea to reality with the Jurassic Tuwaiq mountain formation. *World Petroleum Congress Proceedings, 2017-July*.
- Askenazi, A., Biscayart, P., Cáneva, M., & Montenegro, S. (2013). Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas / Oil Plays de EEUU. *Society of Petroleum Engineers*, 20. http://www.spe.org.ar/locker/pdf/SPE_JJPP0003.pdf
- Australian Government. (2022). *Australian Petroleum Statistics 2022* | energy.gov.au. Australian

- Petroleum Statistics. Department of Industry, Science, Energy and Resources.
<https://www.energy.gov.au/publications/australian-petroleum-statistics-2022>
- Ayala, D. A., & Talero, G. (2020). *Determinación de los aspectos geomecánicos y operacionales que impactan en la generación y propagación del fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales tipo tigh sands en Colombia.*
- Bazan, L. W., Lattibeaudiere, M. G., & Palisch, T. T. (2012). Hydraulic fracture design and well production results in the eagle ford shale: One operator's perspective. *Society of Petroleum Engineers - SPE Americas Unconventional Resources Conference 2012, 2012*(November 2011), 1–14. <https://doi.org/10.2118/155779-ms>
- Benavides, E., & Martín, 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.*
- Besler, M. R., Steele, J. W., Egan, T., & Wagner, J. (2007). Improving well productivity and profitability in the Bakken - A summary of our experiences drilling, stimulating, and operating horizontal wells. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5*, 3486–3498. <https://doi.org/10.2118/110679-ms>
- BP. (2017). *BP Energy Outlook: La transición energética está en marcha.* BP España, Noticias de BP. https://www.bp.com/es_es/spain/home/noticias/noticias-de-bp/bp-energy-outlook--la-transicion-energetica-esta-en-marcha.html
- Cander, H. (2012). *What Are Unconventional Resources? A Simple Definition Using Viscosity and Permeability.* <http://www.worldoil.com/March-2012-How-local-variations-in-thermal-maturity-affect-shale-oil-economics-and-productibility.html>
- Castillo, P., Ou, L., & Prasad, M. (2012). Petrophysical description of tight gas sands. *Society of*

- Exploration Geophysicists International Exposition and 82nd Annual Meeting 2012, SEG 2012, 4, 2324–2328. <https://doi.org/10.1190/segam2012-1513.1>*
- Centurion, S., Junca-Laplace, J. P., Cade, R., & Presley, G. (2014). Lessons learned from an eagle ford shale completion evaluation. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5, 1–12. <https://doi.org/10.2118/170827-ms>*
- Crespo, P. A., Pellicer, M., & Jacot, H. (2021). Applying State-of-the-Art Completion Techniques in Vaca Muerta Formation. *Unconventional Resources Technology Conference (URTeC), 1–14. <https://doi.org/10.15530/urtec-2021-5060>*
- Cuervo, S., & Lombardo, E. (2017). Pore pressure and elastic moduli estimation considerations for a simplified geomechanical model for unconventional plays. A case study in the Vaca Muerta formation. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference 2017, 2324–2335. <https://doi.org/10.15530/urtec-2017-2688826>*
- Daneshy, A. (2014). Fracture Shadowing: Theory, Applications and Implications. *Society of Petroleum Engineers.*
- De Silva, P. N. K., Simons, S. J. R., Stevens, P., & Philip, L. M. (2015). A comparison of North American shale plays with emerging non-marine shale plays in Australia. *ELSEVIER. Marine and Petroleum Geology, 67, 16–29. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.04.011>*
- Delle Piane, C., Esteban, L., Dewhurst, D., Clennell, B., & Raven, M. (2011). Rock physics and petrophysics testing of shales from the Canning Basin, Western Australia. *Society of Exploration Geophysicists International Exposition and 81st Annual Meeting 2011, SEG 2011, 2135–2139. <https://doi.org/https://doi.org/10.1190/1.3627632>*
- Dong, D., Shi, Z., Guan, Q., Jiang, S., Zhang, M., Zhang, C., Wang, S., Sun, S., Yu, R., Liu, D., Peng, P., & Wang, S. (2018). Progress, challenges and prospects of shale gas exploration in

- the Wufeng–Longmaxi reservoirs in the Sichuan Basin. *Natural Gas Industry B*, 5(5), 415–424. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2018.04.011>
- Dong, T., Harris, N. B., Ayranci, K., & Yang, S. (2017). The impact of rock composition on geomechanical properties of a shale formation: Middle and Upper Devonian Horn River Group shale, Northeast British Columbia, Canada. *AAPG Bulletin*, 101(2), 177–204. <https://doi.org/10.1306/07251615199>
- Dong, Z., Holditch, S. A., & McVay, D. A. (2013). Resource evaluation for shale gas reservoirs. *SPE Economics and Management*, 5(1), 5–16. <https://doi.org/10.2118/152066-PA>
- Dong, Zhenzhen, Holditch, S. A., McVay, D. A., Ayers, W. B., Lee, W. J., & Morales, E. (2014). Probabilistic assessment of world recoverable shale gas resources. *Society of Petroleum Engineers - European Unconventional Resources Conference and Exhibition 2014: Unlocking European Potential*, 2(2010), 1–21. <https://doi.org/10.2118/167768-ms>
- Economides, M., Oligney, R., & Valkó, P. (2002). *unified-fracture-design_compress_unlocked.pdf* (p. 262). Orsa Press.
- Ecopetrol. (2012). *Evaluación Integrada y Caracterización Petrofísica, Geoquímica Y Geomecánica del Intervalo Corazonado en el Pozo La Luna-1 Formación La Luna (Miembro Galembo)*.
- EIA. (2011). Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays. *U.S. Energy Information Administration*, July, 105 pp. <ftp://ftp.eia.doe.gov/natgas/usshaleplays.pdf>
- EIA. (2013). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources : An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. *U.S. Energy Information Administration*, 2013(June), XX-1-XX–58. www.eia.gov
- EIA. (2015). Technically recoverable shale oil and shale gas resources: Canada. *U.S. Energy*

Information Administration, September, 29.
<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

EIA. (2019). Permian Basin: Wolfcamp and Bone Spring Shale Plays - Geology Review. *Energy Information Administration, July.*

http://auraria.summon.serialssolutions.com/2.0.0/link/0/eLvHCXMwY2AwNtIz0EUrEwzSEpMsTIFNfeMUM1PjpLS0xGQLM9DdcKArAy0NQpudQ5xMnKOMXf2MXZkYYJc6JkLXiOulJkEmUEELaYr1k8F9aqDTU_Wh4atvCqzmIaeCmoNO0HfyDuFm4EoC9a_zQJsskOoMNwEGX_gYFpoFesXZlaDWnV5pMjDXI0FvqyJgqyADJ_x

EIA. (2020). Permian Basin. Part 1. Wolfcamp, Bone Spring, Delaware Shale Plays of the Delaware Basin. *U.S. Energy Information Administration, February, 11.*

EIA. (2022). *Monthly Crude Oil and Natural Gas Production*. U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/petroleum/production/#ng-tab>

Elsheikh, E. A. M., & Amao, A. M. (2018). Surmounting paucity of data in hydraulic fracture designs: Case studies from the Permian Basin. *Society of Petroleum Engineers - SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition 2018, SATS 2018, 3.*
<https://doi.org/10.2118/192195-ms>

Fernandez Rojas, L., Quintero Peña, Y. A., & Calderon Carrillo, Z. H. (2015). Análisis De La Fragilidad Para Identificar Sweet Spots En Formaciones De Shale Gas. *Revista Fuentes El Reventón Energético, 13(2), 103–111.* <https://doi.org/10.18273/revfue.v13n2-2015009>

Fredd, C. N., Daniels, J. L., & Baihly, J. D. (2015). \$40 billion learning curve: Leveraging lessons learned to minimize the overall investment in unconventional plays. *Society of Petroleum Engineers - SPE Middle East Unconventional Resources Conference and Exhibition 2015 - The Journey of Unconventional Resources: From Exploration to Successful Development, 1–*

42. <https://doi.org/10.2118/172973-ms>

Fulks, R. (2019). Horizontal completion challenges in the Vaca Muerta formation.

SPE/AAPG/SEG Asia Pacific Unconventional Resources Technology Conference 2019,

APUR 2019, 1–15. <https://doi.org/10.15530/ap-urtec-2019-198328>

Gallagher, D. G. (2011). The hierarchy of oily conductivity. *JPT, Journal of Petroleum*

Technology, 63(4), 18–20. <https://doi.org/10.2118/0411-0018-jpt>

Gao, Y., Pickles, M., Yuan, R., Qu, Q., Ji, P., Zhou, M., Ouyang, Y., Zhang, Z., Wu, L., Lin, D.,

Liu, D., & Alan, R. (2014). An overview of hydraulic fracturing stimulation practices of a

Joint Cooperation shale gas Project in Sichuan Basin. *Society of Petroleum Engineers -*

International Petroleum Technology Conference 2014, IPTC 2014 - Innovation and

Collaboration: Keys to Affordable Energy, 5, 1–15. <https://doi.org/10.2523/iptc-18187-ms>

Gilardone, C. R., Canel, C. A., Albuquerque, L., Ruiz Benitez, M. I., & Cabello, A. (2021). Vaca

Muerta's productivity and economic performance. 7 years in review. *Society of Petroleum*

Engineers - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2021-Septe, 1–31.

<https://doi.org/10.2118/206344-MS>

Gokaraju, D. V., & Eckert, A. (2014). Effect of mechanical property anisotropy in shales and

fracture spacing on fracture aperture. *48th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium*

2014, 1, 655–664.

Gramajo, E., & Rached, R. (2022). Not All Unconventional Reservoirs Are Similar: MENA

Regional vs. Global Anisotropic Rock Index and Mechanical Characterization – Part 1. *IPTC.*

International Petroleum Technology Conference, 2050, 1–16. [https://doi.org/10.2523/iptc-](https://doi.org/10.2523/iptc-22186-ms)

[22186-ms](https://doi.org/10.2523/iptc-22186-ms)

Grandas, C., Jaiber, T., & Díaz, S. (2014). *DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DE UNA*

PERFORACIÓN HORIZONTAL TIPO CLÚSTER APLICADA A UN CAMPO CONCEPTUAL DE SHALE OIL.

Grieser, B., & Bray, J. (2007). Identification of production potential in unconventional reservoirs.

SPE Production and Operations Symposium, Proceedings, 1–6.

<https://doi.org/10.2523/106623-ms>

Grieser, B., Calvin, J., & Dulin, J. (2016). Lessons learned: Refracs from 1980 to present. *Society of Petroleum Engineers - SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, HFTC 2016*.

of Petroleum Engineers - SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, HFTC 2016.

<https://doi.org/10.2118/179152-ms>

Gupta, I., Rai, C., Sondergeld, C., & Devegowda, D. (2018). Rock typing in Eagle ford, Barnett, and woodford formations. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 21(3), 654–670.

<https://doi.org/10.2118/189968-pa>

Halliburton. (2016). *Conductivity Endurance*. E&P and Oil and Gas Investor.

<https://vdocuments.net/conductivity-endurance-halliburton.html?page=5>

Higgins-Borchardt, S., Sitchler, J., & Bratton, T. (2016). Geomechanics for Unconventional

Reservoirs. In *Unconventional Oil and Gas Resources Handbook: Evaluation and Development* (pp. 199–213). Elsevier Inc. [https://doi.org/10.1016/B978-0-12-802238-](https://doi.org/10.1016/B978-0-12-802238-2.00007-9)

[2.00007-9](https://doi.org/10.1016/B978-0-12-802238-2.00007-9)

IAE. (2022). Informe de Tendencias Energéticas Marzo de 2022. In *Instituto Argentino de la*

Energía. IAE. <https://shortest.link/3t1z>

Jangda, Z. Z., Al-nuaim, S., & Fahd, K. (2014). *Application of ‘ Unified Fracture Design ’ to*

Higher Permeability Reservoirs. November, 10–13.

Jarvie, D. M., Hill, R. J., Ruble, T. E., & Pollastro, R. M. (2007). Unconventional shale-gas

systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for

- thermogenic shale-gas assessment. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 91(4), 475–499. <https://doi.org/10.1306/12190606068>
- Jin, H., & Sonnenberg, S. A. (2013). Characterization for source rock potential of the Bakken shales in the Williston Basin, North Dakota and Montana. *Unconventional Resources Technology Conference 2013, URTC 2013, Figure 2*. <https://doi.org/10.1190/urtec2013-013>
- Johanis, P. E., & Triffiletti, G. E. (2017). Trends in Vaca Muerta Horizontal Wells Stimulation. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/10.2118/185463-MS>
- Johnston, B., & Volkmer, N. (2018). Predicting success in the Haynesville shale: A geologic, completion, and production analysis. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference 2018, URTC 2018, Figure 1*, 1–7. <https://doi.org/10.15530/urtec-2018-2902880>
- Ju, W., Wang, J., Fang, H., & Sun, W. (2018). Paleotectonic stress field modeling and prediction of natural fractures in the Lower Silurian Longmaxi shale reservoirs, Nanchuan region, South China. *Marine and Petroleum Geology*, 20–30. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.10.052>
- Juliao, T., Suárez-Ruiz, I., Marquez, R., & Ruiz, B. (2015). The role of solid bitumen in the development of porosity in shale oil reservoir rocks of the Upper Cretaceous in Colombia. *International Journal of Coal Geology*, 147–148, 126–144. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.07.001>
- Khalil, R., Ramezani, M., Altawati, F., & Emadi, H. (2020). Evaluating pressure and temperature effects on permeability and elastic properties of wolfcamp formation - an experimental study. *54th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, 2011*, 3.
- Kim, K., Ju, S., Ahn, J., Shin, H., Shin, C., & Choe, J. (2015). Determination of key parameters

and hydraulic fracture design for shale gas productions. *Proceedings of the International Offshore and Polar Engineering Conference, 2015-Janua*, 41–47.

Kosset, T. (2014). *Wellbore integrity analysis for wellpath optimization and drilling risks reduction: the Vaca Muerta formation in Neuquén Basin (Tesis de maestría)*. Colorado School of Mines, Colorado, Estados Unidos. https://mountainscholar.org/bitstream/handle/11124/464/Kosset_mines_0052N_10469.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Kowan, J., & Hong Ong, S. (2016). *Wellbore Stability: Special Considerations for the Marcellus Shale*. AAPG, Search and Discovery Article #80533. https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2016/80533kowan/ndx_kowan.pdf.html

Kraemer, Schneider, F. (2015). Revelación del potencial de los yacimientos no convencionales. *Oil Field Review, Schlumberger*, 34. [http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Documents/Yacimientos no Convencionales - Frédéric Schneider.pdf](http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Documents/Yacimientos%20no%20Convencionales%20-%20Frédéric%20Schneider.pdf)

LaFollette, R. F., Holcomb, W. D., & Aragon, J. (2012). Impact of completion system, staging, and hydraulic fracturing trends in the Bakken formation of the Eastern Williston Basin. *Society of Petroleum Engineers - SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference 2012*, 580–590. <https://doi.org/10.2118/152530-ms>

Lin, S., & Lai, B. (2013). Experimental investigation of water saturation effects on Barnett shale's geomechanical behaviors. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 3(1984), 7. <https://doi.org/10.2118/166234-ms>

Lobo, C., Molina, A., Faraco, A., Mendez, J., Delgadillo, J., & Rincon, G. (2017). Methodology

- for petrophysical and geomechanical analysis of shale plays. Case study: La Luna and Capacho formations, Maracaibo basin. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 0, 1–34. <https://doi.org/10.2118/185606-ms>
- Luque, M. C., & Aguilera, R. (2019). Eagle ford and Pimienta shales in Mexico: A case study. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 22(4), 1305–1322. <https://doi.org/10.2118/189797-PA>
- Lv, Z., Wang, L., Deng, S., Chong, K. K., Wang, Q., & Dumesnil, J. (2013a). Sichuan basin Longmaxi shale gas stimulation and completion case study. *Society of Petroleum Engineers - Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition 2013: Delivering Abundant Energy for a Sustainable Future*, 1, 1–15. <https://doi.org/10.2118/167006-ms>
- Lv, Z., Wang, L., Deng, S., Chong, K. K., Wang, Q., & Dumesnil, J. (2013b). Sichuan basin Longmaxi shale gas stimulation and completion case study. *Society of Petroleum Engineers - Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition 2013: Delivering Abundant Energy for a Sustainable Future*, 1, 1–19. <https://doi.org/10.2118/167006-ms>
- Ma, Y. Z., Sobernheim, D., & Garzon, J. R. (2016). Glossary for Unconventional Oil and Gas Resource Evaluation and Development. In *Unconventional Oil and Gas Resources Handbook: Evaluation and Development* (pp. 513–526). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-802238-2.00019-5>
- Mandal, P. P., Sarout, J., & Rezaee, R. (2020). Geomechanical appraisal and prospectivity analysis of the Goldwyer shale accounting for stress variation and formation anisotropy. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 135(August 2019), 9. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2020.104513>
- Martinez, J. C. (2020). *Retos en la Perforación de Yacimientos No Convencionales de Shale en*

Colombia: Panorama actual y Cuencas Análogas. Universidad Industrial de Santander.

Mata, D., Zhou, W., Ma, Y. Z., & Gonzales, V. (2016). Hydraulic Fracture Treatment, Optimization, and Production Modeling. In *Unconventional Oil and Gas Resources Handbook: Evaluation and Development* (Technology, pp. 215–242). Copyright © 2016 Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-802238-2.00008-0>

Mokhtari, M., Honarpour, M. M., Tutuncu, A. N., & Boitnott, G. N. (2016). Characterization of elastic anisotropy in Eagle Ford shale: Impact of heterogeneity and measurement scale. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 19(3), 13–17. <https://doi.org/10.2118/170707-PA>

Nagel, N. B., & Sanchez-Nagel, M. A. (2015). On the importance and impact of key geomechanical parameters in unconventional play developments. *49th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium 2015*, 3, 1–20.

NBSC. (2022). *Energy production in March of 2022*. National Bureau of Statistics of China. http://www.stats.gov.cn/english/pressrelease/202204/t20220419_1829881.html?msclkid=3b7a9bfbc4ec11ec93e8f4067487c3bf

NSI Technologies Frac Tips. (2012). *Data Needs for Optimal Frac Design*. NSI Tech, LLC. <https://www.nsitech.com/nsi-fractips-dataneeds>

Palisch, T. T., Chapman, M. A., & Godwin, J. (2012). Hydraulic Fracture Design Optimization in Unconventional Reservoirs-A Case History. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/10.2118/160206-MS>

Pankaj, P., Shukla, P., Kavousi, P., & Carr, T. (2018). Hydraulic fracture and reservoir characterization for determining optimal well spacing in the Marcellus shale. *Society of Petroleum Engineers - SPE Liquids-Rich Basins Conference - North America 2018, LRBC 2018*. <https://doi.org/10.2118/191802-ms>

- Park, J., Kim, J., & Zhu, D. (2016). Assessment of potential fault activation in Tarim Basin during hydraulic fracturing operations by using rigorous simulation of coupled flow and geomechanics. *Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Hydraulic Fracturing Conference*, 2–7. <https://doi.org/10.2118/181811-ms>
- Pemex. (2008). *Guía de diseño para fracturas hidráulicas*. Pemex UPMP. https://www.academia.edu/36508851/GUIA_DE_DISEÑO_PARA_FRACTURAS_HIDRAULICAS
- Plumb, R., Edwards, S., Pidcock, G., Lee, D., & Stacey, B. (2000). *The Mechanical Earth Model Concept and Its Application to High-Risk Well Construction Projects*. <https://doi.org/10.2118/59128-MS>
- Pokalai, K., Fei, Y., Ahmad, M., Haghighi, M., & Gonzalez, M. (2015). Design and optimisation of multi-stage hydraulic fracturing in a horizontal well in a shale gas reservoir in the Cooper Basin, South Australia. *The APPEA Journal*, 55(1), 1–14. <https://doi.org/10.1071/aj14001>
- Prioul, R., Karpfinger, F., Deenadayalu, C., & Suarez-Rivera, R. (2011). Improving fracture initiation predictions on arbitrarily oriented wells in anisotropic shales. *Society of Petroleum Engineers - Canadian Unconventional Resources Conference 2011, CURC 2011*, 1, 4. <https://doi.org/10.2118/147462-ms>
- Ramírez Vega, L. A., López Hernández, Os. J., & Santana Hernandez, J. F. (2020). *Yacimientos no convencionales en la cuenca del valle Medio del Magdalena: su impacto en Colombia*. (Issue 19). Universidad de los Andes.
- Rengifo, E., & Calderon, Z. (2015). Estudio de analogías y sus posibles aplicaciones en las formaciones del Valle Medio del Magdalena , a partir del análisis histórico del desarrollo de los shale plays en Estados Unidos . *ACIPET*, 1–10.

Rueda, E. J. (2015). *Análisis de las tecnologías Operacionales de fracturamiento hidráulico en yacimientos de shale plays utilizadas a nivel mundial.*

Salahshoor, S., Maity, D., & Ciezobka, J. (2020). Stage-Level Data Integration to Evaluate the Fracturing Behavior of Horizontal Wells at the Hydraulic Fracturing Test Site (HFTS): An Insight into the Production Performance. *Unconventional Resources Technology Conference (URTeC)*. <https://doi.org/10.15530/urtec-2020-3058>

Schlumberger Oilfield Glossary. (2021). *TIV | Oilfield Glossary*. Oilfield Glossary. <https://glossary.oilfield.slb.com/en/terms/t/tiv>

Shel, E., Paderin, G., Kazakov, E., Sayfutdinov, E., Gaynetdinov, R., Uchuev, R., Mukhametov, A., & Prutsakov, A. (2020). Technological and economical optimization of a hydraulic fracturing design: Choice of proppant, liquid and pump schedule. *Society of Petroleum Engineers - SPE Symposium: Hydraulic Fracturing in Russia. Experience and Prospects 2020*. <https://doi.org/10.2118/203888-ms>

Shokri, A. R., Chalaturnyk, R. J., & Bearinger, D. (2019). Deployment of pressure hit catalogues to optimize multi-stage hydraulic stimulation treatments and future re-fracturing designs of horizontal wells in horn River shale basin. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2019-Septe*. <https://doi.org/10.2118/196221-ms>

Sorkhabi, R., & Panja, P. (2020). Data analysis of the permian basin wolfcamp and bone spring leads to better understanding of production sweetspots. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2020-Octob*(January 2009), 1–16. <https://doi.org/10.2118/201730-ms>

Suppachoknirun, T., & Tutuncu, A. N. (2017). Hydraulic Fracturing and Production Optimization in Eagle Ford Shale Using Coupled Geomechanics and Fluid Flow Model. *Rock Mechanics*

- and Rock Engineering*, 50(12), 1–18. <https://doi.org/10.1007/s00603-017-1357-1>
- Teklu, T. W., Park, D., Jung, H., & Miskimins, J. L. (2018). Integrated rock characterization of a shale gas field in the Horn River Basin, Canada. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference 2018, URTC 2018*. <https://doi.org/10.15530/urtec-2018-2880467>
- Triana, R. L., Jaimes, M. G., & Torres, M. L. (2010). Optimización De Diseños De Fractura Hidráulica Aplicando Estudios Geomecánicos. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 8(2), 5–11.
- Triche, N. E., & Bahar, M. (2013). Shale Gas Volumetrics of Unconventional Resource Plays in the Canning Basin , Western Australia. *Society of Petroleum Engineers*, 1–14. <https://doi.org/https://doi-org/10.2118/167078-MS>
- UPME. (2021). Boletín estadístico de minas y energía 2016 - 2020. *Ministerio de Minas y Energía (República de Colombia)*, 1–173. https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/SeccionesInteres/Documents/Boletines/Boletin_Estadistico_ME_2016-2020.pdf
- Urban-Rascon, E., Yousefzadeh, A., Virues, C. J., & Aguilera, R. (2018). Evolution and evaluation of SRV in shale gas reservoirs: An application in the horn river shale of Canada. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 21(4), 889–906. <https://doi.org/10.2118/185609-PA>
- USGS. (2013). National Assessment of Oil and Gas Fact Sheet Assessment of Undiscovered Oil Resources in the Bakken. *U.S. Geological Survey Fact Sheet, April*, 1–4.
- Varela, R. A., & Hasbani, J. G. (2017). A rock mechanics laboratory characterization of Vaca Muerta formation. *ARMA. 51st US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium 2017, 1*, 1–10.
- Villamor, R. (2015). *Geomechanical Characterization of Marcellus Shale*. Graduate College

Dissertations Ad Theses at ScholarWorks@UVM.

<https://scholarworks.uvm.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1419&context=graddis>

- Virués, C., Chin, A., Turco, F., & Anderson, D. (2013). Application of Rate Transient Analysis workflow in unconventional reservoirs: Horn River shale gas case study. *Society of Petroleum Engineers - Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition 2013: Delivering Abundant Energy for a Sustainable Future, 1*, 1–24. <https://doi.org/10.2118/167042-ms>
- Wang, C., & Zeng, Z. (2011). Overview of geomechanical properties of Bakken Formation in Williston Basin, North Dakota. *45th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium*, 1–11.
- Waters, G., Heinze, J., Jackson, R., Ketter, A., Daniels, J., & Bentley, D. (2006). Use of horizontal well image tools to optimize barnett shale reservoir exploitation. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 6, 4364–4376. <https://doi.org/10.2523/103202-ms>
- Wei, X., Jun, L., Dong, G. G., Han, S. Y., Kok, J., Zhao, J., & Xin, Z. (2014). Global cross application of shale gas development work flows revealed. *20th Formation Evaluation Symposium of Japan 2014. PetroChina SWOGC – ShuNan Branch, Schlumberger China, Eia 2013*, 1–11.
- Xu, J., & Sonnenberg, S. A. (2017). An SEM study of porosity in the organic-rich lower Bakken Member and Pronghorn Member, Bakken Formation, Williston Basin. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference 2017, 2015*. <https://doi.org/10.15530/urtec-2017-2697215>
- Xu, S., & Zoback, M. D. (2015). Analysis of stress variations with depth in the Permian Basin Spraberry/Dean/Wolfcamp Shale. *49th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium 2015, 1*, 5.

- Xu, T., Lindsay, G., Zheng, W., Baihly, J., Ejofodomi, E., Malpani, R., & Shan, D. (2019). Proposed refracturing-modeling methodology in the haynesville shale, a us unconventional basin. *SPE Production and Operations*, 34(4), 1–10. <https://doi.org/10.2118/187236-PA>
- Yan, L., Wang, J., Zhang, J., Cheng, R., Yang, H., & Yang, H. (2020). Understanding and research on the drilling fluid technology for shale gas horizontal wells in south Sichuan, China. *International Petroleum Technology Conference 2020, IPTC 2020*. <https://doi.org/10.2523/iptc-19587-ms>
- Yang, M., Araque-Martinez, A., Wei, C., & Qin, G. (2015). Integrated Hydraulic Fracture Design and Well Performance Analysis. In *Unconventional Oil and Gas Resources Handbook: Evaluation and Development* (pp. 351–385). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-802238-2.00012-2>
- Yang, Z., Zhao, X., Huang, L., Deng, J., Zhou, W., Ding, S., Lian, L., He, W., Yu, H., Xie, P., & Yang, X. (2021). *The Study on 3D Geomechanical Modeling Improves Horizontal Well Drilling Performance: A Case Study from Junggar Basin, China*. <https://doi.org/10.15530/AP-URTEC-2021-208311>
- Zhong, H., Qiu, Z., Chen, G., Huang, W., Dong, B., Zhang, D., Fu, J., & Tong, S. (2015). Improving the wellbore stability while drilling long open hole shale intervals in tahe oil field. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, APOGCE 2015*, 1–17. <https://doi.org/10.2118/176165-ms>
- Zhong, R., Azman, A., Johnson, R., You, Z., & Nguyen, L. (2021). Case Study and Sensitivity Analysis of Borehole Breakout in the Cooper Basin, Australia. *SPE/AAPG/SEG Asia Pacific Unconventional Resources Technology Conference, Asia Pacific URTeC 2021*, 1–12. <https://doi.org/10.15530/AP-URTEC-2021-208373>

- Zhong, Z., Esteban, L., Rezaee, R., Josh, M., & Feng, R. (2021). The Pressure Dependence of the Archie Cementation Exponent for Samples from the Ordovician Goldwyer Shale Formation in Australia. *SPE Journal*, 26(5), 2849–2859. <https://doi.org/10.2118/206710-PA>
- Zoback, M. D., & Kohli, A. H. (2019). Unconventional reservoir geomechanics: Shale gas, tight oil, and induced seismicity. In *Unconventional Reservoir Geomechanics: Shale Gas, Tight Oil, and Induced Seismicity*. <https://doi.org/10.1017/9781316091869>
- Zou, C. (2017). Heavy Oil and Bitumen. In *Unconventional Petroleum Geology* (pp. 345–370). <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812234-1.00012-1>