

Diseño de un Fluido Entrecruzado Guar-Boro Compatible con Aguas de Producción y Flowback
para el Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos en Roca Generadora en el Valle Medio
Magdalena. Énfasis en Ingeniería de Producción de Hidrocarburos

José Manuel Usuriaga Torres

Trabajo de Grado Presentado como Requisito para Optar por el Título de Magister en Ingeniería
de Petróleos y Gas

Director

Jose Carlos Cárdenas Montes

Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

En primer lugar a DIOS, la fuente de la vida y quien cada día con su gracia, misericordia e
inmenso amor me sostiene.

Porque yo sé los pensamientos que tengo acerca de vosotros, dice Jehová, pensamientos de paz,
y no de mal, para daros el fin que esperáis.
Jeremías 29:11.

A Sandra Patricia, mi esposa y compañera. La ayuda idónea y una de las más grandes
bendiciones que DIOS ha puesto en mi vida.

A mis hijas, Keren Lizeth, Alison y Eliette, quienes cada día con su amor llenan de alegría,
orgullo y motivación mi vida.

A mi madre, por su esfuerzo, paciencia y dedicación.

A Pablo Campo Peñaloza, mi amigo entrañable, quien se ha ido, pero que extrañaré por siempre.

Agradecimientos

A ECOPETROL S.A y El Centro de Innovación y Tecnología – ICP por el apoyo y contribución para la realización de este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por el aporte a mi crecimiento profesional.

A la Gobernación de Santander, Colciencias y Colfuturo por su aporte a través de la Convocatoria 771 de 2016 “Formación de Capital Humano de Alto Nivel para el Departamento de Santander”.

A todas aquellas personas que participaron con sus recomendaciones y aporte técnicos en la ejecución de este proyecto.

Contenido

	Pág.
Introducción	17
 1. Objetivos	 20
1.1 Objetivo General	20
1.2 Objetivos Específicos.....	20
 2. Los Yacimientos en Roca Generadora - “Shale”	 21
2.1 Características de la roca generadora.....	23
2.1.1 Shale Oil.....	25
2.1.2 Shale Gas	25
2.2 Tipo de hidrocarburo presente en la roca generadora	25
2.3 Perspectiva Global	27
2.3.1 El desarrollo de los “shale plays” en los Estados Unidos.	30
2.3.2 El papel de la innovación en la revolución del shale en Estados Unidos.	33
2.4 Perspectiva de Colombia.....	35
2.4.1 Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM).	36
2.4.2 Formaciones de interés en el VMM.....	37
2.4.3 Los retos en Colombia.	37

3. Fracturamiento Hidráulico	38
3.1 Por qué se requiere el fracturamiento hidráulico?	39
3.2 Materiales utilizados en el fracturamiento hidráulico.....	44
3.2.1 El Fluido de Fractura.	44
3.2.2 Tipos de fluidos de fractura.	45
3.2.2.1 SlickWater (SW).....	46
3.2.2.2 Gel Lineal (LG).....	46
3.2.2.3 Fluidos reticulados o entrecruzados.....	46
3.2.2.4 Reductores de fricción de alta viscosidad (HVFR).....	47
3.2.2.5 Fracturamiento híbrido.....	47
3.3 El Propante.....	48
3.4 Fluidos de Fractura Entrecruzados con aguas de producción y flowback	49
3.5 La Selección del Fluido de Fractura	53
3.6 Fluidos de fractura entrecruzados base Guar-Boro.....	56
3.6.1 Composición de los fluidos de fractura Guar-Boro.	59
3.7 Efecto de la composición del agua en las propiedades reológicas del fluido de fractura Guar-Boro.....	60
3.8 Reología de los fluidos de fractura	62
4. El Agua para Fracturamiento Hidráulico en los YNC	63
4.1 Reúso del agua en el fracturamiento hidráulico en YNC	66
4.2 El Agua de producción.....	69
4.3 El Agua de retorno o flowback	70

5. Resultados del diseño del fluido de fractura	72
5.1 Metodología	72
5.2 Análisis y Selección de las Aguas de Producción del VMM.....	74
5.2.1 Simulación de la tendencia incrustante de las aguas de producción.....	76
5.3 Evaluación del Efecto de la Composición de las Aguas de Producción en la Reología de un Fluido de Fractura Guar-Boro Convencional	80
4.3.1 Comparación del perfil reológico del fluido entrecruzado Guar-Boro convencional utilizando agua destilada vs. el agua de producción.	80
4.3.2 Evaluación de los componentes del agua que tienen mayor incidencia en el desempeño reológico de los fluidos de fractura Guar-Boro.	82
5.3.3 Modelo matemático para predecir la viscosidad relativa del fluido de fractura.	85
5.3.3.1 Restricciones del modelo	89
5.4 Diseño de Fluido de Fractura Entrecruzado Guar-Boro Compatible con Agua de Producción y Flowback.....	90
5.4.1 Evaluación de inhibidor de incrustaciones.	90
5.4.2 Diseño de la formulación y evaluación reológica de un fluido de fractura entrecruzado Guar-Boro modificado compatible con las aguas de producción.	92
5.4.3 Definición y preparación de salmueras sintéticas de composición equivalente al agua de retorno (flowback).	97
5.4.4 Diseño de la formulación y evaluación reológica de un fluido de fractura entrecruzado Guar-Boro modificado compatible con las salmueras de flowback sintéticas.	98
5.4.5 Evaluación del retorno de permeabilidad del fluido de fractura Guar-Boro modificado en un empaque de propante cerámico de tamaño 30/50.	103

6. Conclusiones	105
7. Recomendaciones	107
Referencias Bibliograficas	108

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Yacimientos de hidrocarburos convencionales y no convencionales.....	22
Figura 2. Triangulo de los recursos de hidrocarburos.....	23
Figura 3. Rangos de permeabilidad en los yacimientos convencionales y no convencionales. ...	24
Figura 4. Rangos de temperatura para las ventanas de generación de petróleo y gas.	27
Figura 5. Distribución mundial de los TRR de hidrocarburos de los yacimientos no convencionales.	28
Figura 6. Producción histórica de petróleo en los Estados Unidos.....	31
Figura 7. Producción histórica de shale gas por cuenca en los Estados Unidos.	32
Figura 8. Producción histórica de shale oil por cuenca en los Estados Unidos.	32
Figura 9. Producción de petróleo de los Estados Unidos por estado; Error! Marcador no definido.	
Figura 10. Integración de tecnologías para explotación de los yacimientos en roca generadora.	34
Figura 11. Cuencas prospectivas para la explotación de shale gas y shale oil en Colombia.....	36
Figura 12. Crecimiento del número de etapas de fractura por año en Estados Unidos.	39
Figura 13. Fracturamiento hidráulico multi-etapa a lo largo de la sección horizontal.; Error! Marcador no definido.	
Figura 14. Tipos de fractura en función de la fragilidad de la roca.	42
Figura 15. Cantidad de pozos de petróleo y gas fracturados por año en los Estados Unidos.....	43
Figura 16. Distribución de los tipos de fluidos de fractura utilizados en USA.	46

Figura 17. Tipos de propantes de fractura.	49
Figura 18. Efecto de la viscosidad del fluido en la complejidad de fractura.	55
Figura 19. Guía para el diseño de fractura en yacimientos tipo shale.	56
Figura 20. Mecanismo químico de entrecruzamiento de los fluido de fractura Guar-Boro.	57
Figura 21. Composición típica de un fluido de fractura Guar-Boro.	60
Figura 22. Alternativas para el uso de aguas de producción y flowback.	61
Figura 23. Historical changes to average fracture treatment fluid volume by well.	65
Figura 24. Consumo de agua por pozo en función de la longitud de la sección horizontal.	66
Figura 25. Esquema en superficie del fracturamiento hidráulico sin reúso del agua de flowback.	67
Figura 26. Esquema de fracturamiento hidráulico con tratamiento y reúso de agua de flowback.	68
Figura 27. Esquema de ciclo cerrado para el reúso del agua en el fracturamiento hidráulico.	69
Figura 28. Rangos de concentración de TDS en las aguas de flowback en los Estados Unidos. .	71
Figura 29. Metodología del diseño de fluido de fractura.	72
Figura 30. Fuentes de agua disponibles en el VMM.	74
Figura 31. Relación TDS vs. Dureza total en las aguas de producción del VMM.	75
Figura 32. ST del agua de producción del campo Llanito a 200 °F en función la presión y el pH	77
Figura 33. Predicción de la cantidad de CaCO_3 precipitada en el agua del campo Llanito a 200 °F en función la presión y el pH	78
Figura 34. ST del agua de producción del campo Galán a 200 °F en función la presión y el pH	78

Figura 35. Predicción de la cantidad de CaCO_3 precipitada en el agua del campo Galán a 200 °F en función la presión y el pH	79
Figura 36. Línea base del perfil reológico del fluido entrecruzado Guar-Boro convencional con 30 ppt de polímero y pH = 11	82
Figura 37. Efecto de la concentración de polímero (Guar) en la viscosidad del fluido convencional en función de la temperatura a pH = 11	83
Figura 38. Efecto de la relación pH vs. Entrecruzador (XL-200) en la estabilidad del fluido Guar-Boro convencional con 30 ppt de polímero y pH = 11.5	84
Figura 39. Efecto de la concentración del ion Ca^{+2} en el agua en la estabilidad del fluido Guar-Boro convencional con 30 ppt de polímero y pH = 11.5	85
Figura 40. Predicción del modelo de la viscosidad relativa del fluido de fractura en función de la dureza total del agua a 170 °F	87
Figura 41. Predicción del modelo de la viscosidad relativa del fluido de fractura en función de la dureza total del agua a 200 °F	88
Figura 42. Predicción del modelo de la viscosidad relativa del fluido de fractura en función de la dureza total del agua a 230 °F	88
Figura 43. Correlación de la viscosidad medida vs. la viscosidad calculada para el fluido de fractura.	89
Figura 44. Evaluación del inhibidor de incrustaciones ML-3550 con el agua de producción del campo Llanito	¡Error! Marcador no definido.
Figura 45. Evaluación del inhibidor de incrustaciones ML-3550 con el agua de producción del campo Galán	92

Figura 46. Fluido de fractura Guar-Boro modificado preparado con el agua de producción del campo Llanito	93
Figura 47. Perfil reológico del fluido Guar-Boro modificado utilizando el agua de producción del campo Llanito a shear rate constante de 40 s^{-1}	94
Figura 48. Perfil reológico del fluido Guar-Boro modificado utilizando el agua de producción del campo Llanito a shear rate variable API RP-39.....	95
Figura 49. Perfil reológico del fluido Guar-Boro modificado utilizando el agua de producción del campo Galán a shear rate constante de 40 s^{-1}	96
Figura 50. Perfil reológico del fluido Guar-Boro modificado utilizando el agua de producción del campo Llanito a shear rate variable API RP-39.....	97
Figura 51. Efecto de la relación XL-400 / BCA-105 en la viscosidad inicial del fluido Guar-Boro	98
Figura 53. Efecto del ion Ca^{+2} en la estabilidad de la viscosidad del fluido Guar-Boro	99
Figura 54. Efecto del ion Mg^{+2} en la estabilidad de la viscosidad del fluido Guar-Boro	100
Figura 55. Perfil reológico del fluido Guar-Boro modificado utilizando el flowback sintético de 100.000 ppm TDS y 10,000 ppm de Dureza total a 40 s^{-1}	101
Figura 56. Perfil reológico del fluido Guar-Boro modificado utilizando el flowback sintético de 100.000 ppm TDS y 10,000 ppm de Dureza total a shear rate variable	102
Figura 57. Perfil reológico del fluido Guar-Boro modificado utilizando el flowback sintético de 250.000 ppm TDS y 10,000 ppm de Dureza total a 40 s^{-1}	102
Figura 58. Perfil reológico del fluido Guar-Boro modificado utilizando el flowback sintético de 250.000 ppm TDS y 10,000 ppm de Dureza total a shear rate variable	103
Figura 59. Montaje para la realización de la prueba.	103

Figura 60. Permeabilidad retenida del empaque de propante	104
---	-----

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Recursos técnicamente recuperables de shale oil y shale gas a nivel mundial.....	29
Tabla 2. Objetivos del fracturamiento hidráulico en yacimientos convencionales y no convencionales.....	40
Tabla 3. Características de los shales y fracturamiento hidráulico en los Estados Unidos	43
Tabla 4. Características de los fluidos de fractura entrecruzados.....	58
Tabla 5. Aguas seleccionadas para el diseño del fluido de fractura	76
Tabla 6. Niveles de riesgo de precipitación de CaCO_3 en función de los valores de ST.....	77
Tabla 7. Formulación del fluido entrecruzado Guar-Boro convencional	80
Tabla 8. Formulación del fluido entrecruzado Guar-Boro modificado	92
Tabla 9. Composición del flowback sintético.....	97

Resumen

Título: Diseño de un Fluido Entrecruzado Guar-Boro Compatible con Aguas de Producción y Flowback para el Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos en Roca Generadora en el Valle Medio Magdalena*

Autor: José Manuel Usuriaga Torres**

Palabras Clave: Yacimientos no convencionales, Fracturamiento hidráulico, Fluidos de fractura, Agua de producción, Agua de Retorno, Reúso de agua.

Descripción:

Debido al aumento de la demanda de petróleo y gas en las últimas décadas, la tasa de consumo de agua para las actividades de exploración y producción ha crecido sustancialmente. Hoy en día, la competencia por el uso de agua dulce es un tema fundamental en nuestra sociedad y es un factor crítico que condiciona la posibilidad de desarrollar nuevos proyectos que son necesarios para la sostenibilidad energética y económica en muchos países.

Colombia enfrenta la necesidad imperiosa de aumentar las reservas de petróleo y gas para garantizar su sostenibilidad económica y energética. Una de las alternativas para lograrlo es a través del desarrollo de los yacimientos no convencionales recientemente prospectados en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM). Sin embargo, existen varios desafíos ambientales, pues su explotación requiere la realización de múltiples etapas de fractura a lo largo de la sección horizontal de los pozos con el fin de poder obtener una producción económicamente rentable, lo cual su vez implica el consumo de grandes volúmenes de agua, lo que origina la imposición de restricciones ambientales, especialmente por parte de las comunidades.

La posibilidad de desarrollar los yacimientos en roca generadora plantea el reto de lograr procesos optimizados de fracturamiento hidráulico y ambientalmente sostenibles a través de la reutilización del agua de producción y retorno post-fractura (flowback) para minimizar el consumo de agua dulce y reducir los impactos ambientales.

Este proyecto presenta el diseño de una nueva formulación de un fluido de fractura entrecruzado Guar-Boro compatible con el uso de aguas de producción o industriales como una alternativa ambientalmente sostenible.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas. Director: Jose Carlos Cárdenas Montes, Magister en Ingeniería de Hidrocarburos.

Abstract

Title: Design of a Guar-Boro Crosslinked Fluid Compatible with Production and Flowback Waters for Hydraulic Fracturing in Source Rock Reservoirs in the Middle Magdalena Valley.*

Author: José Manuel Usuriaga Torres**

Keywords: Unconventional Reservoirs, Hydraulic Fracturing, Fracturing Fluids, Produced water, Flowback, Water Reuse.

Description:

Due to the increase in the demand for oil and gas in the last decades, the fresh water consumption rate by exploration and production activities has had rapid growth. Nowadays the competition for the use of fresh water is a key issue in our society and on the other hand is a critical factor that threatens the possibility of developing new projects in many countries around the world that are necessary to sustain their economies.

Colombia faces an imperative need to increase hydrocarbon reserves to guarantee the country energy sustainability. One of the alternatives to achieve this is through the development of the unconventional reservoirs recently found in the Middle Magdalena Valley (MMV) basin. However, there are several environmental challenges to progress unconventional resources such as performing hydraulic fracturing multiple stages along the well horizontal section to create the required reservoir connectivity, which implies large water volumes consumption that confront environmental restrictions. The possibility of the development of hydrocarbon resources from source rocks poses the challenge to achieve viable and environmentally sustainable hydraulic fracturing processes through the reuse of produced and flowback water in order to minimize fresh water consumption and reduce the environmental impact.

This project was about the design of a new formulation of a boron-crosslinked fracturing fluid that can be prepared using production or industrial waters available in the VMM in order to minimize the environmental impact.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas. Director: Jose Carlos Cárdenas Montes, Magister en Ingeniería de Hidrocarburos.

Introducción

El petróleo constituye uno de los recursos más importantes a nivel mundial, se encuentra en el subsuelo y su recuperación es de vital importancia para el sustento energético de la población mundial. Con el paso de los años, las reservas de hidrocarburos de lo que conocemos como yacimientos convencionales han venido en constante disminución, razón por la cual la industria petrolera ha enfocado sus esfuerzos en la explotación de recursos que en el pasado fueron ignorados, como es el caso de los yacimientos no convencionales (roca generadora), también conocidos como “shales”. El desarrollo del shale gas ha sido quizás el más importante acontecimiento en la última década y aún en los últimos 50 años en el escenario energético mundial. El desarrollo de estos yacimientos ha creado una nueva perspectiva que plantea la oportunidad del autoabastecimiento energético, especialmente para aquellos países cuyas reservas de hidrocarburos son limitadas.

El desarrollo de los shale gas/shale oil en los Estados Unidos ha provocado un cambio en el balance energético global. Estados Unidos dejó de ser un país importador de petróleo para convertirse en uno de los mayores productores de petróleo a nivel mundial. Colombia por su parte experimentó un rápido crecimiento en la producción de petróleo entre 2004 y 2013, sin embargo, la reposición de reservas no se ha dado en la misma medida del aumento de la producción. Las reservas de petróleo de Colombia reportadas a cierre de 2018 se estimaron en 1.958 millones de barriles, lo cual significa que de no incorporarse nuevas reservas y continuar con la tasa de producción actual es probable que la autosuficiencia petrolera del país se termine en aproximadamente 6.2 años (Minminas 2018) En ese sentido, una de las alternativas más

importantes que tiene el país para incrementar sus reservas es a través de la explotación de los yacimientos en roca generadora, pues las estimaciones señalan que los recursos técnicamente recuperables (TRR) asociados a estos yacimientos son aproximadamente de 18,3 Tpc de gas y 4.760 millones de barriles de crudo, en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (EIA 2015).

No obstante, para hacer realidad el desarrollo de los yacimientos en roca generadora, el país y la industria petrolera deberán afrontar varios retos, entre ellos; técnicos, logísticos y ambientales. Estos últimos quizás los más importantes y están asociados a varios factores, pero uno de los de mayor preocupación está relacionado con el uso del agua para las operaciones de fracturamiento hidráulico. A diferencia de los yacimientos que producen de la roca reservorio (convencionales), los yacimientos en roca generadora requieren de la realización de múltiples etapas de fracturamiento hidráulico a lo largo de la sección horizontal de los pozos con el objetivo de crear el reservorio de manera artificial y hacer posible la producción de los hidrocarburos atrapados en estos yacimientos a tasas rentables. Lo anterior también significa la demanda de mayores volúmenes de agua para la preparación de los fluidos de fractura.

El agua constituye cerca del 99% de la composición del fluido de fractura, sin embargo para que las propiedades reológicas de los fluidos entrecruzados del tipo Guar-Boro, que son los más utilizados debido a su versatilidad y bajo costo sean las adecuadas, el agua utilizada debe cumplir con exigentes criterios de calidad desde el punto de vista de la composición fisicoquímica, lo cual históricamente ha significado el uso de aguas superficiales y de captación para la preparación de estos fluidos, planteando un gran reto especialmente en zonas con escasas de agua.

Teniendo en cuenta que en el área de Valle Medio Magdalena (VMM) existe la disponibilidad de diferentes fuentes de agua, entre ellas el agua asociada a la producción petrolera de los campos convencionales, se realizó en el presente proyecto el diseño y evaluación de la formulación de un

nuevo fluido de fractura entrecruzado del tipo Guar-Boro que puede ser preparado utilizando aguas con alta concentración de sólidos totales disueltos (TDS) y dureza, como es el caso de la composición de la mayoría de las aguas de producción en el VMM. El fluido diseñado ofrece una solución técnica al problema de la captación de agua dulce de fuentes superficiales y subterráneas para la preparación de los fluidos de fractura y a su vez representa una alternativa para hacer un uso eficiente de los recursos hídricos en la industria petrolera y reducir el impacto ambiental de las operaciones en superficie con el objetivo de hacer posible el desarrollo de los yacimientos en roca generadora en el Valle Medio Magdalena.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Diseñar un fluido entrecruzado Guar-Boro compatible con aguas de producción y flowback para el fracturamiento hidráulico de pozos en yacimientos en roca generadora en el Valle Medio Magdalena.

1.2 Objetivos Específicos

Seleccionar las aguas de producción disponibles en el área de interés del Valle Medio Magdalena, determinar la composición fisicoquímica y realizar la simulación de la tendencia incrustante a las condiciones operativas.

Definir los parámetros físico-químicos del agua que afectan la reología de un fluido de fractura entrecruzado base Guar-Boro convencional y formular un modelo matemático para predecir el comportamiento de la viscosidad a condiciones de temperatura y esfuerzo de corte en función de los parámetros de composición del agua.

Realizar el diseño de una nueva formulación de un fluido de fractura reticulado base Guar-Boro y evaluar experimentalmente en el laboratorio su desempeño reológico utilizando para su preparación las aguas de producción disponibles en el Valle Medio Magdalena y flowback's sintéticos.

2. Los Yacimientos en Roca Generadora - “Shale”

Los “shales o lutitas” son los tipos de roca más abundantes en las cuencas sedimentarias en todo el mundo. Los shales son las fuentes más abundantes de hidrocarburos (petróleo y gas) y debido a sus bajas permeabilidades, constituyen también la roca sello en los yacimientos convencionales. Los campos convencionales de producción de petróleo o gas necesitan de una roca madre o generadora, una roca reservorio (generalmente areniscas o carbonatos porosos), una trampa y un sello (Lovecchio et al. 2013).

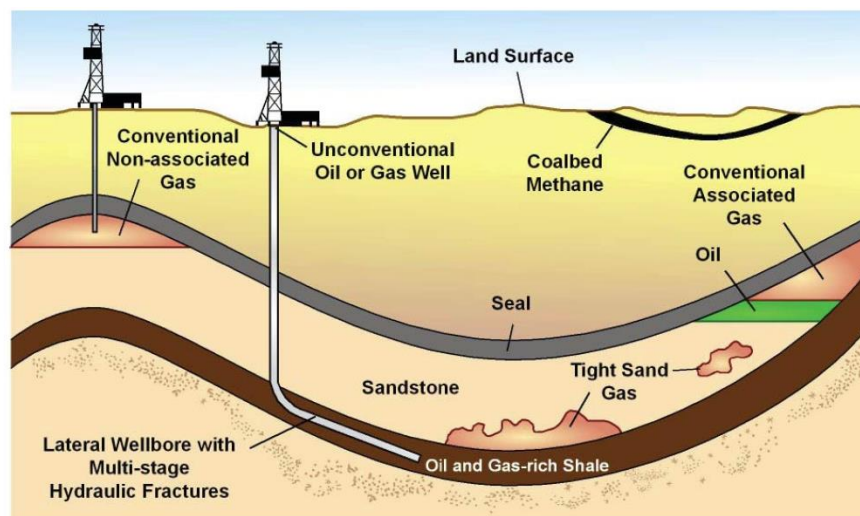
Los hidrocarburos se forman por la transformación térmica de la materia orgánica contenida en la roca generadora. La materia orgánica comienza a transformarse (generación) en petróleo o gas al estar sometida a condiciones de alta presión y temperatura. Después de ser expulsados de la roca generadora, el petróleo y/o el gas empiezan el proceso de migración para alojarse en una roca porosa y permeable conocida como roca almacén o reservorio con una configuración geométrica que permita su acumulación (trampa) y que a su vez esté recubierta por una roca impermeable (roca sello) que impida su escape hacia la superficie (Chong et al. 2010).

Los hidrocarburos almacenados en la roca reservorio conocidos como yacimientos convencionales son los que por más de un siglo han sido explotados de diversos yacimientos en todo el mundo debido a que su producción es más fácil y económica.

En el caso de los yacimientos no convencionales (shale gas/oil), los hidrocarburos que no migraron, quedaron atrapados en la roca generadora, sin embargo debido a las características de baja porosidad y escasa o nula permeabilidad de la roca, no pueden moverse a través de un medio poroso interconectado como en el caso de la roca reservorio y por lo tanto no pueden ser

producidos de la misma manera que los hidrocarburos de los yacimientos convencionales, sino que requieren de la construcción de pozos horizontales y la realización de múltiples etapas de fracturamiento hidráulico a lo largo de la sección horizontal para maximizar el área de contacto con la roca, generando de manera artificial el reservorio y creando los canales conductivos para que los hidrocarburos puedan moverse y ser producidos de manera rentable (Sutton et al. 2010).

La figura 1 muestra los tipos de yacimientos de petróleo y gas, que son clasificados en convencionales y no convencionales.



Source: EIA

Figura 1. Yacimientos de hidrocarburos convencionales y no convencionales.

Fuente: US Department of Energy. The geology of natural gas resources. Disponible en: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=110>.

En el triángulo de los recursos (Figura 2), el gas convencional se encuentra en la parte superior con mejores características y calidad del yacimiento, lo cual a su vez está asociado con la utilización de tecnología convencional para su desarrollo debido a su facilidad de extracción. Sin embargo el volumen gas que puede ser extraído de estos yacimientos es bajo debido a que son acumulaciones pequeñas (Holditch 2006). A medida que se desciende en el triángulo, aparecen el

gas de arenas apretadas (tight gas) y el gas metano asociado al carbón (CBM) y en la parte inferior el gas de lutitas (shale gas) y los hidratos de gas. El descenso de los recursos hacia la parte baja del triángulo está asociada con la disminución de la permeabilidad y la calidad del yacimiento y con la necesidad del uso de tecnologías más avanzadas para el desarrollo de estos yacimientos ya que presentan mayor dificultad de extracción; sin embargo, se pueden encontrar grandes volúmenes de estos recursos. El desarrollo de recursos de shale gas está en la parte inferior izquierda, lo que significa que la base de recursos es enorme con una disminución de la calidad del yacimiento que requiere el despliegue de tecnología cada vez más exigente (U. Ahmed and Hughes 2014).

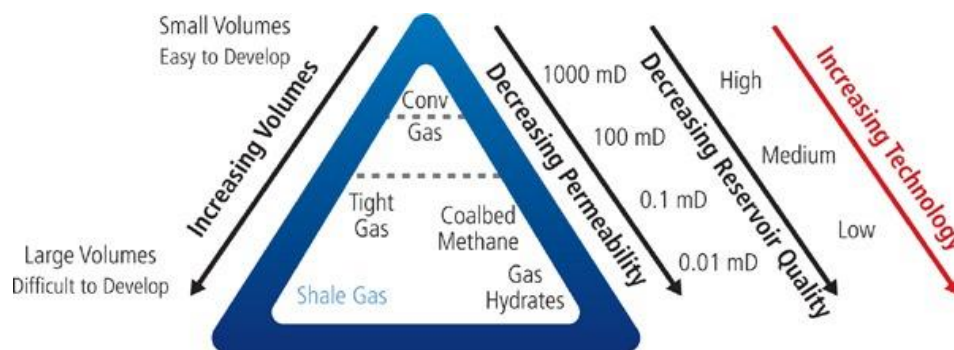


Figura 2. Triángulo de los recursos de hidrocarburos.

Fuente: Ahmed, U, and Baker Hughes. 2014. Optimized Shale Resource Development : Balance Between Technology and Economic Considerations Introduction : The Conceptual Balance between Technology and Cost.

2.1 Características de la roca generadora

La roca generadora o madre (shale gas / shale oil), es una roca sedimentaria de grano fino, compuesta por minerales arcillosos, carbonatos y cuarzo, que contienen una alta concentración de

materia orgánica. La presencia de materia orgánica se debe a la incorporación de restos de organismos vivos (algas, fragmentos de plantas terrestres, etc.) durante el depósito de la roca. La posibilidad de que la roca genere hidrocarburos depende en gran medida de la riqueza orgánica de esta, del contenido y la calidad de la materia orgánica que contiene, así como de su madurez térmica ya que a mayor profundidad mayor calor se genera por lo que la formación de hidrocarburos es más probable (U. Ahmed and Hughes 2014).

La roca generadora, que posee cierta porosidad, pero con una permeabilidad muy baja, en la mayoría de los casos menor a 10⁻³ mD. La roca generadora puede contener enormes cantidades de hidrocarburos encerrados dentro de su matriz, pero no permite la migración, por lo cual para su explotación es necesario la aplicación de tecnologías que permitan aumentar el área de contacto con la roca como es el caso de la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico.

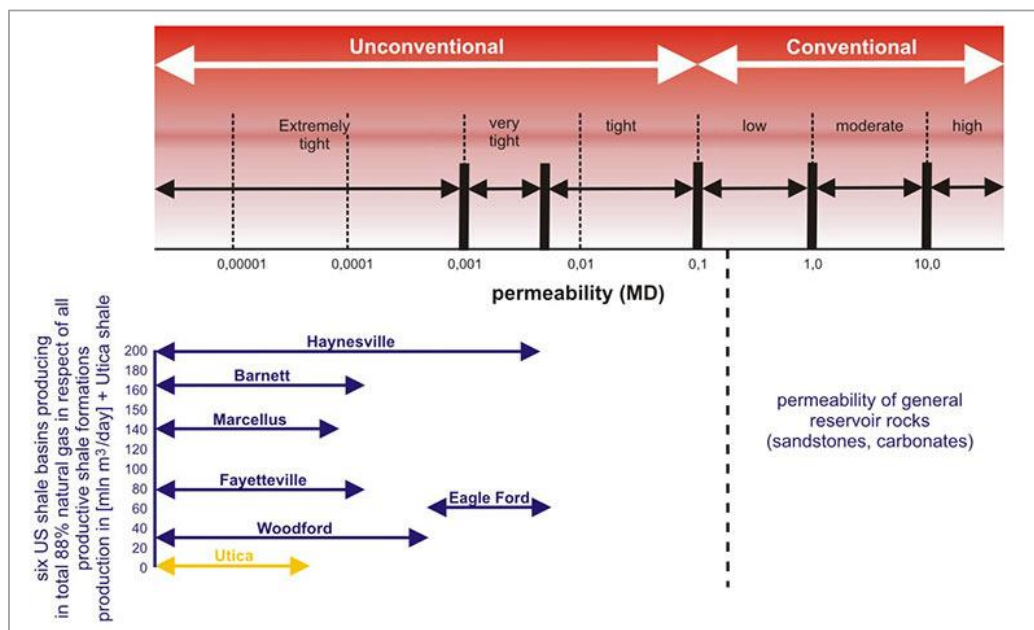


Figura 3. Rangos de permeabilidad en los yacimientos convencionales y no convencionales.

Fuente: Polish Geological Institute, National Research Institute. Petrophysical properties of shale rocks. Disponible en: <https://infolupki.pgi.gov.pl/en/gas/petrophysical-properties-shale-rocks>.

2.1.1 Shale Oil. Desde el punto de vista geológico, “shale oil” es el término que describe a las rocas generadoras sedimentarias de baja permeabilidad y porosidad que se encuentran en el subsuelo y que contienen importantes cantidades de petróleo (World and Council 2001). El shale oil son rocas sedimentarias de grano fino, con aspecto negruzco generalmente, formados por la consolidación de la materia inorgánica y orgánica en capas relativamente impermeables de poco espesor. Los shale están constituidos por abundante materia orgánica, hasta el 25% de la totalidad de la roca, dividida esencialmente entre kerógeno (80%) y bitumen (20%) (Carrillo 2011).

2.1.2 Shale Gas. Los shales productores de gas suelen ser rocas generadoras ricas en material orgánico. En un reservorio shale, el gas total que migra puede estar almacenado bajo tres formas diferentes: gas libre en la matriz o en fisuras, gas absorbido en la materia orgánica y gas disuelto. Aproximadamente el 50% del gas almacenado en un shale es gas libre y se halla alojado en los micro-poros y en las fisuras naturales de la roca. El volumen de gas libre depende de la porosidad, la saturación de agua, saturación de petróleo y la presión (Madani and Holditch 2011).

2.2 Tipo de hidrocarburo presente en la roca generadora

A diferencia de los yacimientos convencionales, los siguientes son las características y parámetros que deben ser tenidos en cuenta a la hora de la evaluación de la viabilidad económica, el plan de desarrollo y las técnicas de completamiento que deberán ser utilizadas en la explotación de los yacimientos de shale:

- Contenido de carbono orgánico total (TOC), tipo de kerógeno y madurez térmica (también conocido y medido como reflectancia a la vitrinita, Ro)
- Mineralogía, litología, fragilidad de la roca, existencia de fracturas naturales y régimen de esfuerzos.
- Ubicación y tipo de hidrocarburo almacenado en la roca (petróleo o gas).
- Tipo de sistemas; termogénicos o biogénicos.
- Ambiente de depositación, espesor, porosidad, permeabilidad y presión de yacimiento.

Con base en la información anterior se realizan los pronósticos y curvas de declinación de producción para estimar la viabilidad económica del desarrollo.

La madurez térmica mide el grado en que una formación ha sido expuesta a altas temperaturas necesarias para descomponer la materia orgánica en los hidrocarburos. A medida que aumenta la temperatura con la profundidad de la corteza terrestre, el calor provoca la generación de hidrocarburos e inclusive podría también destruirlos. Los rangos de temperatura típicos a los que se generan petróleo y gas se muestran en la Figura 4. La ventana de generación de aceite es de 60 a 175 °C (140 a 350 °F) y la ventana de generación de gas es de 100 a 300 °C (212 a 570 °F). La posición de las ventanas de petróleo y gas dentro de una cuenca depende del tipo de materia orgánica y la velocidad de calentamiento. La madurez térmica es una función del tiempo y la temperatura (Madani and Holditch 2011).

Comprender el grado de madurez térmica, o si la roca es térmicamente madura, es clave para comprender el potencial de producción de hidrocarburos del shale. Además, un mayor grado de madurez térmica conduce a la presencia de nanoporos, que contribuyen a tener una porosidad adicional en la matriz de la roca que a su vez es favorable para la producción del hidrocarburo

(“World Shale Gas Resources : An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States” 2011).

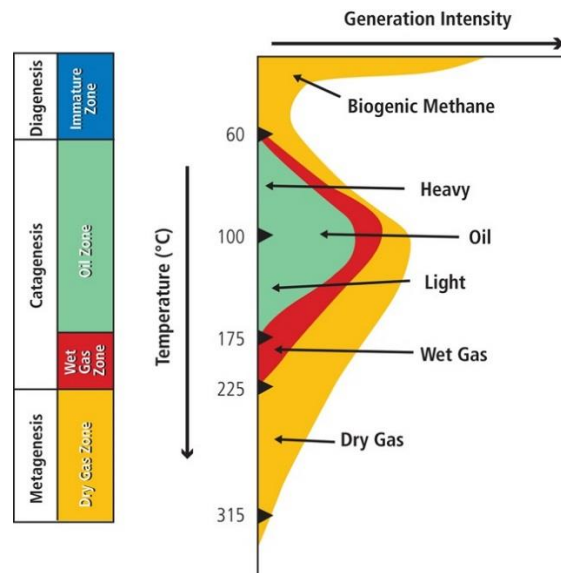


Figura 4. Rangos de temperatura para las ventanas de generación de petróleo y gas.

Fuente: Madani and Holditch 2011. A Methodology to Determine Both the Technically Recoverable Resource and the Economically Recoverable Resource in an Unconventional Gas Play. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings 2: 882–92.

2.3 Perspectiva Global

Los recursos hidrocarburos (petróleo y gas) provenientes de la roca generadora (shale gas / shale oil) son abundantes a nivel mundial, sin embargo no fue hasta el presente siglo que su explotación se inició en respuesta al agotamiento continuo de reservas de gas natural de los yacimientos convencionales. La roca generadora es rica en materia orgánica, posee importantes contenidos de hidrocarburos y pueden ser encontrados abundantemente en todo el mundo, sin embargo, hasta el momento la historia de la explotación de estos yacimientos a gran escala se ha limitado

principalmente a los Estados Unidos, Canadá, China y más recientemente a Argentina. Aunque la existencia de estos recursos se conoce desde hace mucho tiempo, hasta hace poco, la producción de gas y petróleo de los mismos no era rentable (UNCTAD 2018).

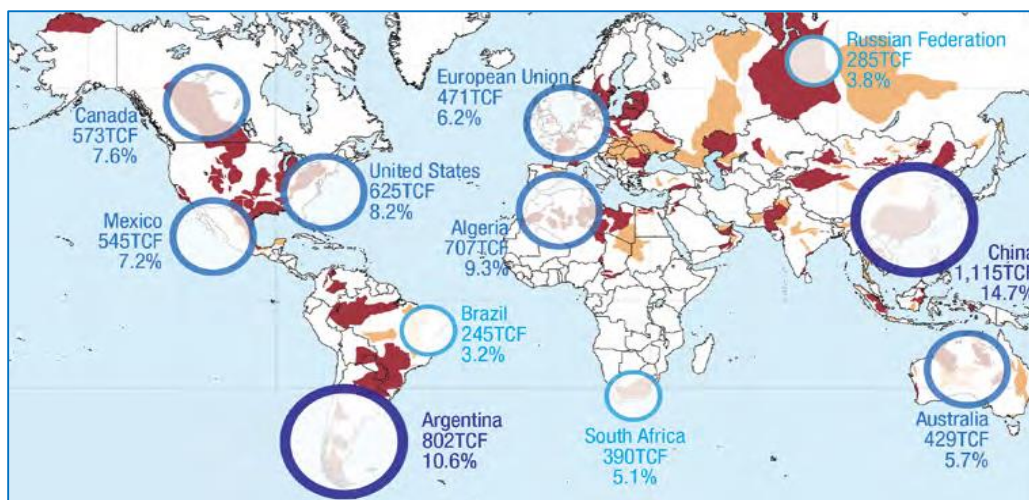


Figura 5. Distribución mundial de los TRR de hidrocarburos de los yacimientos no convencionales. Fuente: UNCTAD. 2018. *Commodities at a Glance: Special Issue on Shale Gas*. Disponible en http://unctad.org/en/PublicationsLibrary/suc2017d10_en.pdf.

A septiembre de 2015, los recursos técnicamente recuperables de shale gas se estimaban en alrededor de 7.299 TCF, mientras que los de shale oil de 345.000 millones de barriles, acuerdo con la EIA. Los 10 países con mayores cantidades de recursos técnicamente recuperables (TRR) son: China, Argentina, Argelia, Estados Unidos, Canadá, México, Australia, Sudáfrica, la Federación de Rusia y Brasil. La suma de estos países representa las tres cuartas partes de los TRR a nivel mundial (U.S Energy Information Administration (EIA) 2016).

Tabla 1.

Recursos técnicamente recuperables de shale oil y shale gas a nivel mundial

Rank	Country	Shale oil (billion barrels)	Rank	Country	Shale gas (trillion cubic feet)
1	Russia	75	1	China	1,115
2	U.S. ¹	58 (48)	2	Argentina	802
3	China	32	3	Algeria	707
4	Argentina	27	4	U.S. ¹	665 (1,161)
5	Libya	26	5	Canada	573
6	Australia	18	6	Mexico	545
7	Venezuela	13	7	Australia	437
8	Mexico	13	8	South Africa	390
9	Pakistan	9	9	Russia	285
10	Canada	9	10	Brazil	245
World Total		345 (335)	World Total		7,299 (7,795)

Fuente: EIA 2013. Resources to Reserves - Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Market of the Future. Disponible en <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=11611>.

Los TRR estimados de shale gas y shale oil en los Estados Unidos y en 137 formaciones de shale oil en otros 41 países representan el 10% del petróleo y el 32% de los recursos técnicamente recuperables del gas natural del mundo. Más de la mitad de los recursos de shale oil identificados fuera de los Estados Unidos se concentran en cuatro países: Rusia, China, Argentina y Libia, mientras que más de la mitad de los recursos de shale gas fuera de los Estados Unidos se concentran en cinco países: China, Argentina, Argelia, Canadá y México. Estados Unidos ocupa el segundo lugar después de Rusia en recursos de shale oil y el cuarto después de Argelia en recursos de shale gas (U.S Energy Information Administration (EIA) 2016).

Debido a que con base en la experiencia de Estados Unidos se ha demostrado que estos yacimientos pueden ser rápidamente explotables con grandes volúmenes de petróleo y gas a un costo cada vez más bajo debido a los avances tecnológicos y logísticos, especialmente en lo referente al fracturamiento hidráulico, varios países han comenzado a evaluar y probar el potencial de producción de formaciones de shale gas y shale oil. El impacto de la explotación de estos

recursos en las economías fuera de los Estados Unidos dependerá de su eficiencia de costos y los volúmenes de producción, además de las restricciones socio-ambientales.

2.3.1 El desarrollo de los “shale plays” en los Estados Unidos. Históricamente, Estados Unidos ha ocupado el primer lugar en el consumo de gas natural, con el 30% del total del consumo mundial entre 1980 y 2015. En los Estados Unidos, el gas constituye la segunda fuente de energía más consumida después del petróleo. Antes del auge del shale gas en los Estados Unidos, las cifras en materia de producción de gas no eran nada alentadoras; en el periodo 1990 - 2000 su producción crecía únicamente a razón de 0.7% anual, mientras que el consumo lo hacía en 2% anual, lo cual se significó un incremento de las importaciones en 9.4% anual. A partir del año 2000, el inicio de la explotación del shale gas en los Estados Unidos empezó a revertir esta situación de tal manera que en el periodo de 2001 a 2012 la producción creció en 2%, el consumo 1.3% y las importaciones cayeron en 2% anual, eran el inicio de la revolución del “shale gas” (EIA 2013).

El crecimiento exponencial de la explotación de los recursos de shale gas y shale oil mediante la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico llevaron a que en 2018, Estados Unidos alcanzará el primer lugar en producción de petróleo a nivel mundial, por encima de Arabia Saudita y Rusia, puesto que no ocupaba desde 1973. En 2018 el promedio de producción del petróleo llegó a los 10,96 millones de barriles diarios, mostrando un firme crecimiento sobre el promedio de 9,4 millones de barriles en 2017.

La utilización del fracturamiento hidráulico “fracking” como técnica extractiva de petróleo y gas ha devuelto a Estados Unidos a la primera plana del sector energético, poniendo fin a décadas de dependencia del petróleo internacional y creando un nuevo contexto del balance energético

mundial. La revolución del shale ha permitido a los Estados Unidos duplicar la producción de hidrocarburos en la última década.

No obstante la producción de petróleo de Estados Unidos ha continuado aumentando hasta alcanzar máximos históricos de 12,36 millones de barriles por día (bpd) en 2019. La EIA proyecta que la producción de petróleo de Estados Unidos continuará creciendo en 2019 y 2020, promediando entre 12.3 y 13 millones de bpd, respectivamente (Intermediate et al. 2020).

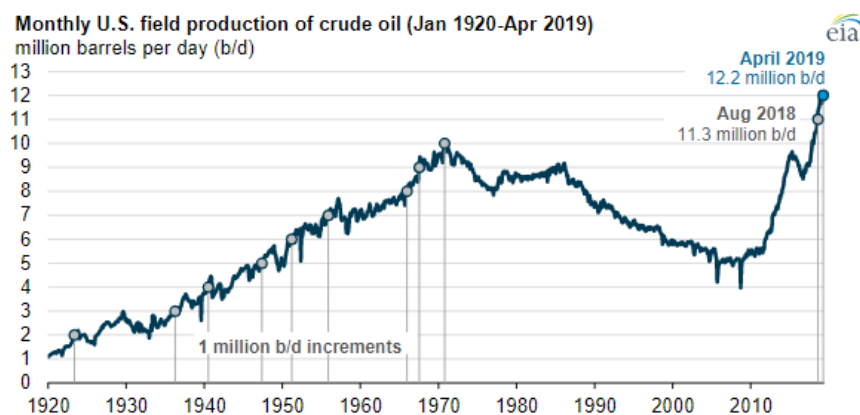


Figura 6. Producción histórica de petróleo en los Estados Unidos.

Fuente: EIA 2019. Disponible en <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=40032#>.

La tecnología y la innovación han jugado un papel trascendental en la revolución del shale en los Estados Unidos y en países como Canadá, China y Argentina en donde actualmente estos yacimientos son también explotados. Las innovaciones implementadas principalmente en el fracturamiento hidráulico en los yacimientos de shale gas y shale oil en las cuencas del Bakken, Eagle Ford y Permian entre 2008 y 2012 resultaron en mejoras de producción que han significado que en la actualidad el shale represente el 50% de la producción total de petróleo y el 60% de la producción de gas, lo cual también representa cerca del 6% y 10% de la producción mundial de petróleo y gas respectivamente (Weijers et al. 2019).

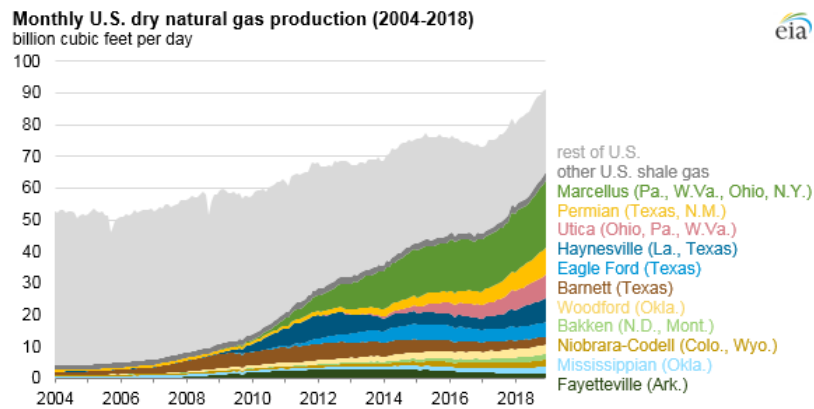


Figura 7. Producción histórica de shale gas por cuenca en los Estados Unidos.

Fuente: EIA 2019. Disponible en <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=38372>.

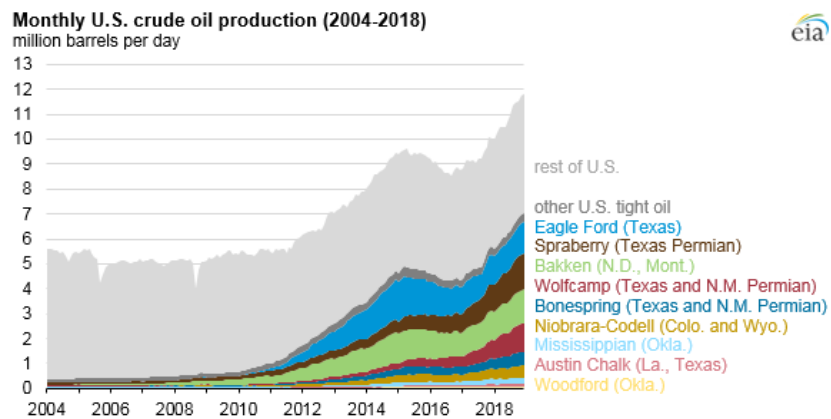


Figura 8. Producción histórica de shale oil por cuenca en los Estados Unidos.

Fuente: EIA 2019. Disponible en <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=38372>.

El estado de Texas continúa produciendo más petróleo que cualquier otro estado o región en los Estados Unidos, representando el 40% de la producción total del país en 2018. Texas ha ocupado el primer puesto en producción continuamente desde 1970, con las excepciones de 1988, cuando Alaska produjo más petróleo que Texas, y desde 1999 hasta 2011, cuando la producción costa afuera de la región del Golfo de México fue más alta.

La producción de petróleo Texas promedió 4.4 millones de bpd en 2018 y alcanzó un nivel de producción mensual récord de 4.9 millones de bpd en diciembre de 2018. El aumento anual de producción de Texas en 2018 de casi 950.000 bpd, ha estado impulsado por el crecimiento significativo de la producción en la cuenca del Permian en el occidente de Texas (EIA 2019).

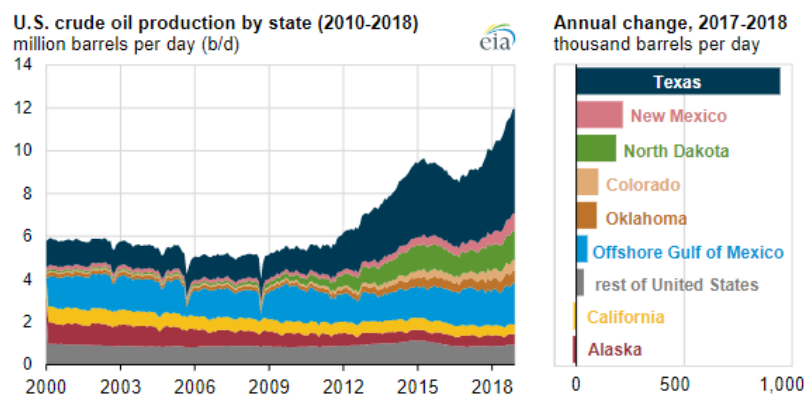


Figura 9. Distribución geográfica de la producción de petróleo en Estados Unidos.

Fuente: EIA 2019. Disponible en <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=38992>

El aumento vertiginoso de la producción de petróleo de los Estados Unidos además de suplir la demanda interna ha dado lugar a la exportación de petróleo, restricción que fue levantada por el congreso a finales de 2015 luego de 40 años de prohibición. Estados Unidos ahora exporta petróleo a Suramérica, Europa y China.

2.3.2 El papel de la innovación en la revolución del shale en Estados Unidos. La innovación ha sido un factor clave y decisivo en la historia del desarrollo de los yacimientos de shale gas en Estados Unidos. Una de las claves del éxito de la revolución de shale ha sido la innovación de la industria y la academia que ha permitido la incorporación rápida y constante de tecnologías en subsuelo y superficie que han hecho posible la extracción de estos recursos de manera rentable (U. Ahmed and Hughes 2014).

Por otra parte, los proveedores han jugado un papel de liderazgo en la mejora ostensible la eficiencia de la perforación de los pozos horizontales, un logro que requería de la implementación de nuevas tecnologías de brocas, equipos de perforación e innovación en la evaluación de los yacimientos. Adicionalmente, los proveedores de servicios también han contribuido a mejorar significativamente la producción del shale gas, mediante la incorporación de tecnologías innovadoras de completamiento y fracturamiento hidráulico; micro-sísmica, productos químicos más eficientes, propantes y más recientemente han tenido el reto del desarrollo de una nueva generación de tecnologías para monitorear y mitigar los impactos ambientales resultantes de la explotación del shale gas.

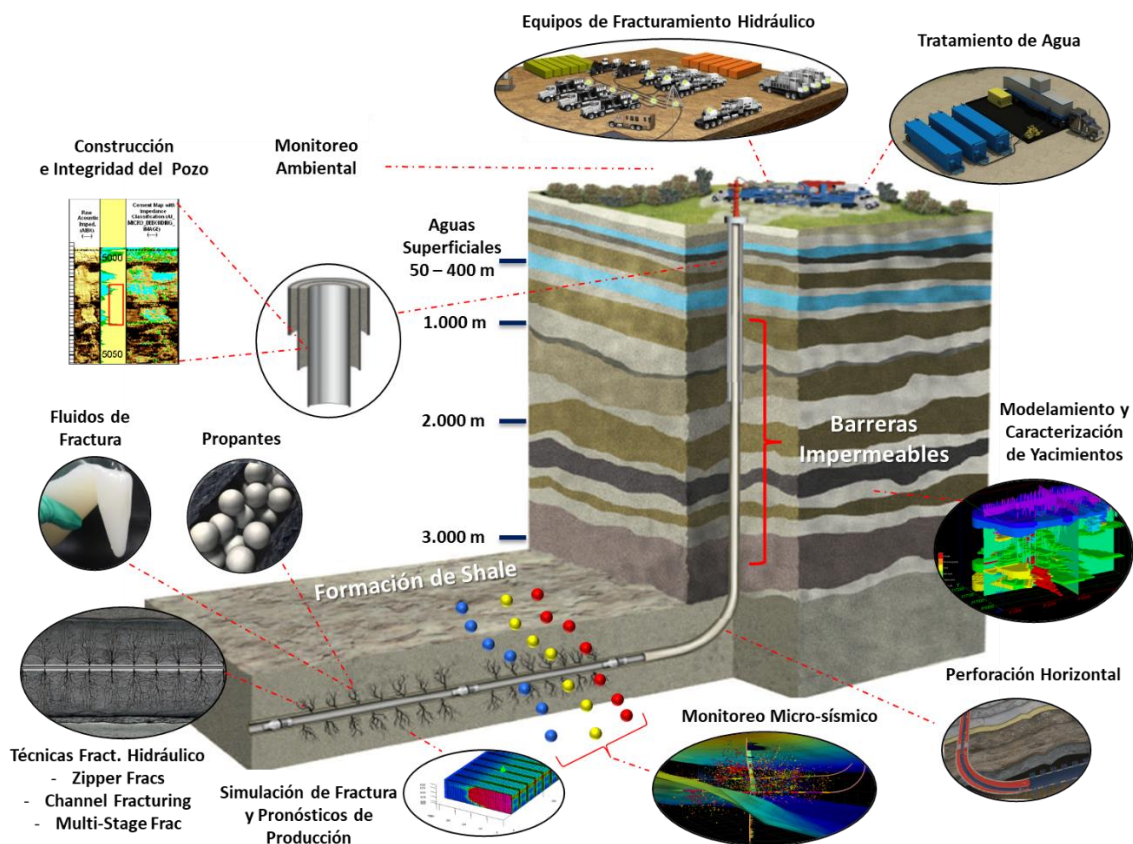


Figura 10. Integración de tecnologías para la explotación de los yacimientos en roca generadora. Fuente: Oilfield Team. Disponible en <https://oilfieldteam.com/en/a/learning/AcidFracturing-270218>. Modificado por el Autor.

2.4 Perspectiva de Colombia

Colombia ha estado produciendo hidrocarburos de yacimientos convencionales desde hace cien años en la región del Valle Medio Magdalena (VMM) y posteriormente en otras cuencas del país. En la actualidad, Colombia es el cuarto mayor productor de petróleo en América Latina, sin embargo, la vida útil de las reservas de petróleo y gas se encuentra limitada a aproximadamente 6.2 años a la tasa de producción actual de acuerdo con los datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH, 2018).

Una de las alternativas que tiene Colombia para aumentar sus reservas y producción de hidrocarburos es el desarrollo de los yacimientos no convencionales (roca generadora). Según la Agencia Internacional de Energía (EIA), se estima que los recursos técnicamente recuperables (TRR) en Colombia son alrededor de 6.8 mil millones de barriles de petróleo y 55 Tcf de gas de estos yacimientos (EIA 2013) en las cuencas sedimentarias, Valle Medio Magdalena, Cordillera, Catatumbo, Cesar ranchería y Caguan-Putumayo. La cuenca del Valle Medio Magdalena (VMM), ha sido identificada como potencialmente prospectiva para la producción de petróleo y gas de las formaciones La Luna y Tablazo, principalmente.

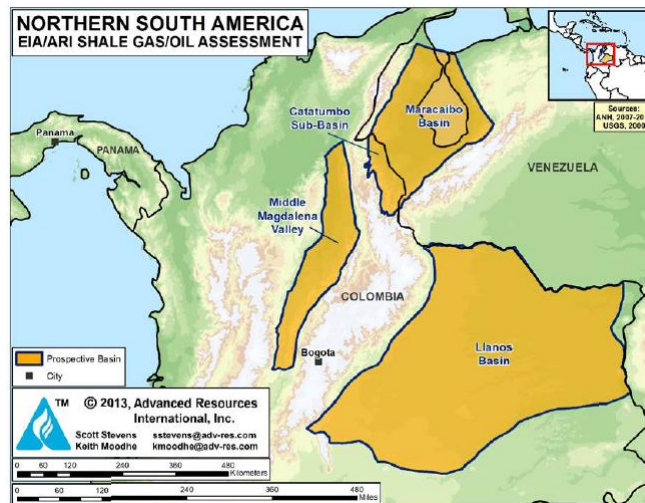


Figura 11. Cuencas prospectivas para la explotación de shale gas y shale oil en Colombia.

Fuente: EIA 2013. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources. Disponible en <https://doi.org/www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>.

2.4.1 Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM). La cuenca del VMM posee una extensión de 32.949 km²; Está localizada entre las cordilleras Central y Oriental en los Andes colombianos, comprende parte de los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca y Antioquia (Figura 11) y limita al sureste con el sistema de fallas de Bituima y La Salina, al norte con el sistema de fallas del Espiritu Santo, al oeste con los sedimentos Neógenos sobre la Serranía de San Lucas y el basamento de la Cordillera Central, al sur con el cinturón de plegado de Girardt y al noreste con el sistema de fallas de Bucaramanga-Santa Marta (Paez V. 2012)⁴. La cuenca del VMM cuenta con unos recursos técnicamente recuperables (TRR) de 4.76 MMM Bls de shale oil y 18.2 Tcf de shale gas. En el año 2012 fueron perforados 12 pozos incluyendo verticales y horizontales adquisición de información en la roca generadora (shale plays) en el VMM (EIA 2013).

2.4.2 Formaciones de interés en el VMM. Las formaciones La Luna y Tablazo son las rocas fuente o generadora del sistema petrolífero de la cuenca del VMM, y hacen parte de las formaciones de interés para el posible desarrollo de shale plays en Colombia. La formación La Luna y Tablazo presentan un predominio de Kerógeno de tipo II, potencial generador de aceite, principalmente en la formación La Luna y en la formación Tablazo generador principalmente de gas, las dos formaciones poseen un TOC entre 2 y 7 %. Se resalta que la formación La Luna es considerada como la roca fuente de mayor potencial en el VMM (García M. 2010).

2.4.3 Los retos en Colombia. No obstante, aunque existe en el país la expectativa de la incorporación de reservas de los yacimientos provenientes de la roca generadora, el desarrollo de estos recursos se encuentra en la etapa exploratoria y de investigación.

Hacer posible la explotación de estos recursos no es simplemente una cuestión de exportar el modelo de desarrollo de shale gas implementado en los Estados Unidos, pues existen grandes retos a la hora de replicar este modelo en el resto del mundo dependiendo de las condiciones particulares de cada país. En la apuesta por el desarrollo de los recursos no convencionales, las empresas operadoras y los proveedores de servicios deben adaptar sus capacidades para enfrentar nuevos desafíos técnicos, ambientales y logísticos, además de contar con la disponibilidad de:

- Tecnología
- Experiencia “know-how”
- La capacidad Logística, la cual debe ser adaptada de acuerdo a las condiciones de cada país para el suministro de servicios y materiales.

3. Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico es una técnica que se utilizó comercialmente por primera vez en 1949 en los Estados Unidos. Luego de más de veinte años, la aplicación de esta técnica dio un salto en su masificación a finales de la década de 1970's para viabilizar la producción de gas en formaciones de arenas apretadas (tight gas). Sin embargo, la historia más reciente ha mostrado un auge sin precedentes en la aplicación del fracturamiento hidráulico debido a la extracción comercial de gas natural y petróleo directamente de la roca generadora (Shale gas/oil). Desde el inicio del fracturamiento hidráulico en shale gas en los Estados Unidos a principios de la década de 1990's, la industria y las compañías que prestan los servicios de fracturamiento hidráulico han incorporado rápidamente grandes avances tecnológicos con lo cual han alcanzado eficiencias operacionales y reducción de costos como nunca antes, haciendo rentable su extracción aún después de la caída de los precios internacionales del crudo en 2015, lo cual ha originado lo que se conoce como la revolución del “shale” que ha cambiado el balance energético mundial.

Es así como desde sus inicios el fracturamiento hidráulico se ha expandido a todo el mundo para incrementar la producción de hidrocarburos y resolver problemas de pérdida de producción asociados a diversos mecanismos de daño de formación en los yacimientos convencionales y posteriormente para posibilitar la producción de hidrocarburos de las arenas apretadas y la roca generadora (Yang, Robart, and Ruegamer 2013).

Las estadísticas de la actividad de fracturamiento hidráulico en los Estados Unidos señalan que desde la década de 1950's a la década de 1990's se pasó en promedio de 10.000 a 30.000 etapas

de fractura por año, sin embargo con el auge vertiginoso del shale gas a partir de los años 2000's se alcanzó un crecimiento exponencial con picos de hasta 500.000 etapas de fractura por año (Weijers et al. 2019).

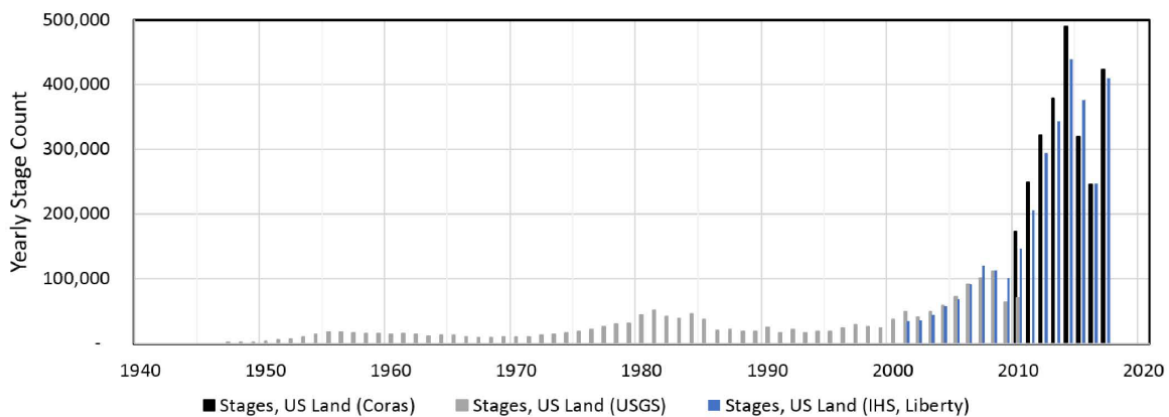


Figura 12. Crecimiento del número de etapas de fractura por año en Estados Unidos.

Fuente: Weijers et al. 2019. SPE-194345-MS, Trends in the North American Frac Industry : Invention through the Shale Revolution.

3.1 Por qué se requiere el fracturamiento hidráulico?

Para que la explotación de los yacimientos no convencionales alcance viabilidad económica, su extracción debe realizarse mediante la perforación de pozos horizontales y el completamiento con múltiples etapas de fracturamiento hidráulico a lo largo de la sección horizontal con el objetivo de maximizar el volumen de reservorio estimulado (SRV).

En los yacimientos convencionales (roca reservorio), los hidrocarburos se encuentran almacenados en la matriz porosa de la roca, la cual tiene unas propiedades petrofísicas tales que permiten el flujo o movimiento de hidrocarburos y agua desde el yacimiento hasta el pozo para su

posterior producción a superficie, debido al empuje ejercido por la presión del yacimiento. Estos pozos son en su mayoría verticales o desviados, los cuales una vez que son perforados y completados pueden producir hidrocarburos sin la necesidad de utilizar la técnica de fracturamiento hidráulico, sin embargo, ésta es ampliamente utilizada a nivel mundial y en Colombia para acelerar producción y resolver diversos problemas de pérdida de producción debido a diferentes mecanismos de daño de formación que se presentan a lo largo de la vida productiva de los activos.

Por otra parte, en los yacimientos no convencionales (roca generadora), la situación es diferente ya que se necesita hacer posible la producción del hidrocarburo que no migró y que quedó atrapado en pequeños poros en la roca. En la roca generadora, la porosidad es muy baja y estos pequeños poros no se encuentran interconectados por lo cual la permeabilidad es casi nula (nano-darcies), razón por la cual en este tipo de yacimientos es condición indispensable la utilización de la técnica de fracturamiento hidráulico para crear una red de fracturas complejas que contacten los poros donde se encuentran los hidrocarburos y de esta manera crear el reservorio de manera artificial que permita obtener una producción rentable.

En la tabla 2 se ilustran las razones por las cuales se realiza el fracturamiento hidráulico en cada tipo de yacimiento.

Tabla 2.

Objetivos del fracturamiento hidráulico en yacimientos convencionales y no convencionales

Yacimientos Convencionales	Yacimientos No Convencionales
• Acelerar producción • Desarrollar reservas adicionales • Extender la vida productiva de los activos • Sobrepasar el daño de formación • Mitigar problemas de arenamiento	Crear el reservorio de manera artificial (SRV) para maximizar el contacto con la roca y hacer posible la producción de los hidrocarburos

- Reducir problemas de precipitación de incrustaciones orgánicas

Fuente: El Autor.

El fracturamiento hidráulico consiste en inyectar dentro de la roca una mezcla conformada por un fluido de fractura y un material apuntalante también conocido como propante, con el objetivo de crear fracturas en la roca y dentro de las mismas colocar el propante, el cual tiene por objetivo evitar que las fracturas se cierren una vez que la operación finaliza. De esta forma se construye artificialmente una zona de alta conductividad dentro de la roca para permitir el flujo del hidrocarburo del yacimiento hacia el pozo.

El fracturamiento hidráulico multi-etapa se refiere a la aplicación del proceso de fractura a múltiples intervalos aislados hidráulicamente a lo largo de la sección horizontal del pozo (California Council on Science and Technology. Lawrence Berkeley National laboratory. Pacific Institute. 2016).

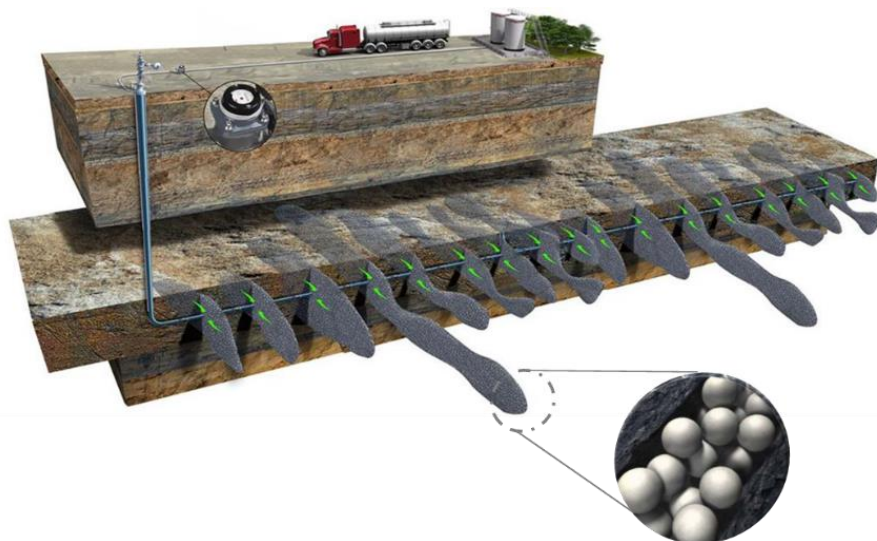


Figura 13. Fracturamiento hidráulico multi-etapa a lo largo de la sección horizontal.

Fuente: Carboceramics. Disponible en <https://www.carboceramics.com/about/about-carbo/Fracture-technologies-overview>.

El tipo de fracturas generadas depende de las propiedades elásticas y la fragilidad de la roca, además de la viscosidad del fluido de fractura utilizado. En rocas con alta fragilidad se generan más fácilmente redes de fracturas complejas las cuales son más favorables para la producción del hidrocarburo. Por el contrario en rocas de menor fragilidad (dúctiles) se generan fracturas planas con baja complejidad y menor producción de hidrocarburo.

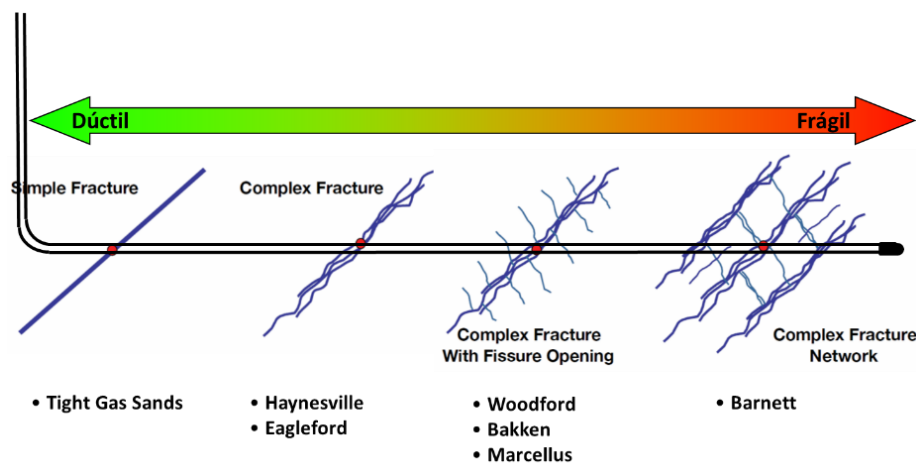


Figura 14. Tipos de fractura en función de la fragilidad de la roca. Fuente: Halliburton

El fracturamiento tarda unos pocos días por pozo dependiendo del número de etapas de fracturamiento hidráulico que sean realizadas en la sección horizontal. El proceso de fractura inicia por la punta del pozo, en donde se realiza la primera etapa y progresivamente se van realizando una tras otra las demás etapas de fractura hasta llegar al talon o zona donde inicia sección la horizontal. Típicamente se pueden llegar a realizar entre 20 y 40 etapas de fractura por pozo, aislando temporalmente de la zona previamente fracturada con tapones, los cuales son removidos antes del proceso de “flow back” del pozo. No obstante, el espaciamiento y el número de etapas

de fractura depende la longitud de la sección horizontal, las propiedades de la roca de la roca y del tipo de hidrocarburo que va a ser producido.

Como se muestra en la Fig. 15, durante la revolución del “shale”, la mayoría de los pozos perforados en los Estados Unidos también se completaron con fracturamiento hidráulico, alcanzando el 80% de todos los pozos perforados para producción de petróleo y el 90% de todos los pozos perforados para producción de gas.

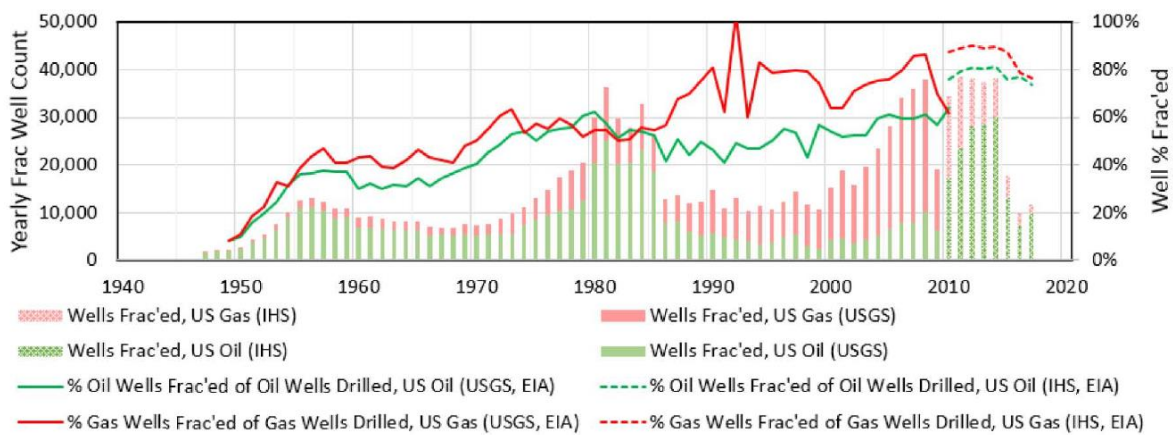


Figura 15. Cantidad de pozos de petróleo y gas fracturados por año en los Estados Unidos.

Fuente: Weijers et al. 2019. SPE-194345-MS Trends in the North American Frac Industry: Invention through the Shale Revolution.

En la tabla 3, se presenta un resumen de las propiedades de los diferentes shales en los Estados Unidos y de las características de las operaciones de fracturamiento hidráulico.

Tabla 3.

Características de los shales y fracturamiento hidráulico en los Estados Unidos

Propiedad	Eagleford	Woodford	Haynesville	Bakken	Marcellus	Barnett
TVD (ft)	6,000 – 13,000	7,000 – 13,000	10,000 – 13,500	7,450 – 11,000	4,000 – 8,000	5,400 - 9500
Espesor (ft)	50 - 200	100 - 200	60 - 300	10 - 120	50 - 250	100 - 600

Longitud Horizontal (ft)	3,500 – 5,000	3,000 – 5,000	4,000 – 8,000	4,000 – 10,000	4,000 – 6,000	3,000 - 5,000
TOC	2 – 9%	3 – 10%	2 – 5%	10 – 15%	3 – 10%	2 – 6%
Ro	0.75 – 1.45	0.75 – 3.0	1 – 1.2	0.45 – 0.6	0.8 – 3.0+	0.8 - 1.2
Tipo de hidrocarburo	Aceite - Gas	Aceite - Gas	Gas	Aceite	Gas	Gas
No. Etapas Frac	20 - 32	6 - 12	10 - 20	10 - 40	10 - 20	10 - 20
Vol. Fluido / Etapa (bbl)	12,500	17,000	10,600	2,000	10,000	17,000
Propante/Etapa (Lb)	250,000	350,000	350,000	150,000	400,000	350,000
Presión en Superficie (psi)	9,000 – 12,500	5,000 – 13,000	10,500 – 14,000	2,800 – 8,000	6,500 – 8,700	3,000 – 5,000
Tipo de Fluido	Slickwater Gel Lineal Gel Entrecruzado	Slickwater Gel Lineal	Slickwater Gel Lineal Gel Entrecruzado	Hibrido Gel Entrecruzado	Slickwater Gel Lineal Gel Entrecruzado	Slickwater Gel Lineal
Tipo de Propante	100 Mesh 40/70 Sand 30/50 Sand	100 Mesh 40/70 Sand 30/50 CRC	100 Mesh 40/70 ISP 40/70 RCP 30/50 ISP	100 Mesh 20/40 Sand 40/70 Sand 20/40 Ceramic	100 Mesh 40/70 Sand 30/50 Sand	100 Mesh 40/70 Sand 30/50 Sand

Fuente: Chong et al. 2010. A Completions Guide Book to Shale-Play Development: A Review of Successful Approaches towards Shale-Play Stimulation in the Last Two Decades.” Society of Petroleum Engineers - Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference 2010 1: 68–94.

3.2 Materiales utilizados en el fracturamiento hidráulico

De manera general los principales materiales utilizados en el fracturamiento hidráulico son: el fluido de fractura y el propante.

3.2.1 El Fluido de Fractura. Los fluidos de fractura son los encargados transmitir al fondo del pozo la energía necesaria para lograr crear y extender las fracturas, además de ser el medio de transporte del propante (Bukovac et al. 2016). En general, las principales características y funciones de un fluido de fractura son:

- Ser compatible con la roca y los fluidos del yacimiento.
- Ser capaz de generar la geometría de fractura necesaria.
- Transportar eficientemente el propante dentro de las fracturas.
- Ocasionar bajas pérdidas de presión por fricción en la tubería.
- Estabilidad reológica durante el bombeo de la fractura.
- Bajo residuo y limpieza de la fractura post-tratamiento.
- Bajo costo y facilidad de preparación en campo.

3.2.2 Tipos de fluidos de fractura. Los fluidos de fractura utilizados principalmente en los yacimientos no convencionales son los siguientes:

- Slickwater
- Gel lineal
- Reductores de fricción de alta viscosidad (HVFR)
- Fluidos entrecruzado o reticulados

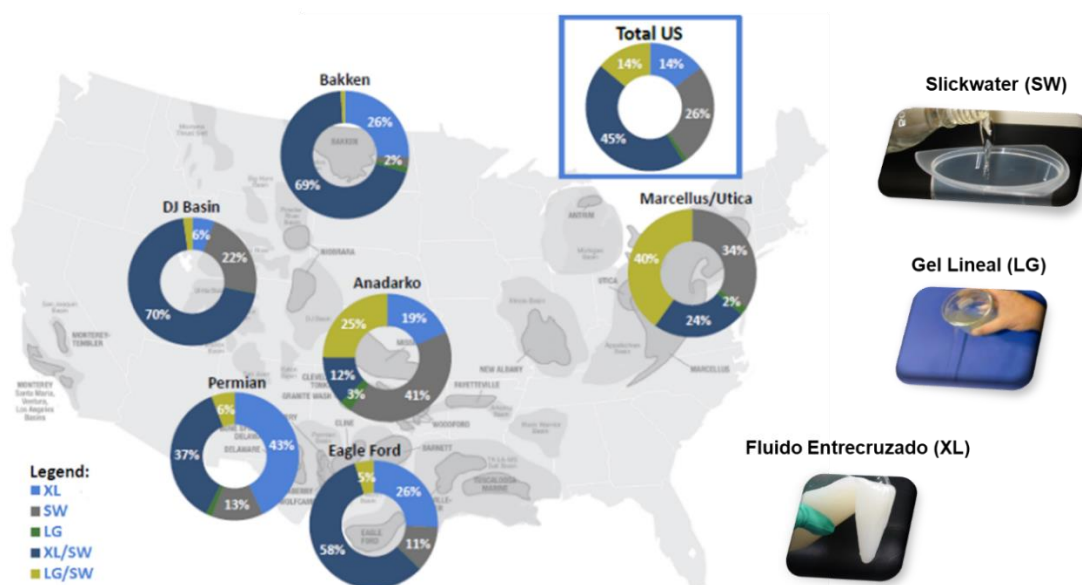


Figura 16. Distribución de los tipos de fluidos de fractura utilizados en USA.

Fuente: Pacwest Consulting Partners. Hydraulic Fracturing Market Monitoring Service, 2014.

3.2.2.1 SlickWater (SW). Son los fluidos de fractura utilizados en los shales con fractability mayor a 50. La viscosidad de un slickwater es menor a 10 cp y las concentraciones de propante utilizadas son generalmente de entre 0,5 y 1 ppg. Por su baja viscosidad permite crear una red compleja de fracturas. Está compuesto principalmente por agua, biocida, reductor de fricción y un surfactante. Se utiliza principalmente en yacimientos con permeabilidades muy bajas (rango de nano-darcies), en donde la pérdida de fluido hacia la formación no es un problema. El propante es transportado básicamente por la alta velocidad debida de los altos caudales que se manejan en la operación de fractura. La principal ventaja del slickwater radica en su bajo costo, su facilidad de mezcla, bajo daño de formación, alto volumen de yacimiento estimulado (SRV) en zonas muy frágiles. La principal desventaja de su uso radica en su baja viscosidad (Brannon et al. 2011).

3.2.2.2 Gel Lineal (LG). Consiste básicamente de la misma composición del slickwater, pero gelificado con un polímero, para lo cual típicamente es utilizada la goma guar o sus derivados. Este es un fluido que aunque de baja viscosidad es ligeramente más viscoso que el slickwater. Se utiliza dependiendo de las propiedades del yacimiento cuya finalidad es transportar bajas concentraciones de propante desde superficie a la formación a altos caudales.

3.2.2.3 Fluidos reticulados o entrecruzados. Son fluidos que utilizan como base la misma composición del Gel Lineal, el cual a ciertas condiciones de pH es reticulado con un agente entrecruzador. El entrecruzamiento o reticulación del polímero permite incrementar el peso

molecular, lograr una mayor viscosidad y obtener el comportamiento reológico requerido durante la ejecución de una operación de fracturamiento hidráulico (Al-Muntasheri 2014).

3.2.2.4 Reductores de fricción de alta viscosidad (HVFR). En los últimos años, la industria petrolera ha adoptado el uso de reductores de fricción de alta viscosidad (HVFR) en el fracturamiento hidráulico debido a varias razones operativas y económicas (Hu et al. 2018) (Hazra et al. 2019). Los reductores de fricción de alta viscosidad (HVFR) han aumentado su uso en el fracturamiento hidráulico en Estados Unidos y Argentina, debido a que presentan las ventajas en reducción de la fricción en la tubería de la misma manera que el slickwater, pero con mayor capacidad de transporte de propano la cual es comparable a lo observado con fluidos entrecruzados. Los HVFR al ser menos viscosos que los fluidos entrecruzados ocasionan menor daño en la conductividad de la fractura lo cual se traduce en mejores resultados de producción. Adicionalmente, los HVFR son de más bajo costo debido a que se utilizan menos químicos en la formulación con respecto a los fluidos entrecruzados, tienen menor huella ambiental y en general permiten hacer la operación de fractura más sencilla y con menos requerimientos de equipos en superficie (Hazra et al. 2019) (Ba Geri et al. 2019). No obstante, en la actualidad los HVFR presentan limitaciones en cuanto a que deben ser mezclados utilizando aguas con bajo contenido de sólidos totales disueltos (STD), generalmente menores a 5.000 ppm, debido a que a concentraciones mayores el perfil reológico y la capacidad de transporte de propano son afectadas negativamente.

3.2.2.5 Fracturamiento híbrido. El slickwater es un fluido ampliamente utilizado en el fracturamiento hidráulico en shale gas ya que permite obtener fracturas de gran longitud y la

generación de redes de fracturas complejas. Sin embargo la principal desventaja de utilizar 100% slickwater es su baja capacidad de transporte de propante, lo cual a su vez limita la conductividad de la fractura. El fracturamiento híbrido es una estrategia que consiste en el bombeo alternado de slickwater seguido de gel lineal o gel entrecruzado para lograr generar redes de fracturas complejas, pero a su vez colocando mayor concentración de propante para obtener fracturas con mayor conductividad.

3.3 El Propante

Durante el fracturamiento hidráulico, el propante o agente de sostén es transportado por el fluido de fractura y es colocado dentro de la red de fracturas generadas en la roca. El propante es el encargado de mantener abierta la fractura creada, preservando la conductividad de la misma a lo largo de la vida productiva del pozo.

El propante o agente de sostén, es esencial en el éxito de un fracturamiento hidráulico. El propante debe cumplir con las especificaciones técnicas de calidad que permitan mantener la conductividad de la fractura. Dentro de los criterios de calidad más importantes que se deben considerar a la hora de seleccionar el propante adecuado, se encuentran la redondez y esfericidad del material y la resistencia a la compresión (crushing).



Figura 17. Tipos de propanes de fractura.

Fuente: Proppant market forecast, 2014 – 2024. Disponible en <https://www.oedigital.com/news/455632-proppant-market-forecast-2014-2024>.

El propante constituye uno de los materiales de más alta demanda en el fracturamiento hidráulico en shales y por tanto representa cerca del 50% de los costos del completamiento de los pozos. La cantidad de propante utilizado por pozo al igual que el fluido de fractura depende de la cantidad de etapas de fractura. No obstante, en el caso de los Estados Unidos el consumo de propante oscila entre 5 y 20 millones de libras por pozo. La arena es el material más utilizado con cerca del 95% debido a su bajo costo y disponibilidad (Olmen et al. 2018) (Campos and Sansone 2018).

3.4 Fluidos de Fractura Entrecruzados con aguas de producción y flowback

La revisión de los antecedentes investigativos presentados a continuación no se focaliza en el desarrollo y evolución de los fluidos de fractura entrecruzados, los cuales han sido utilizados desde la década de 1980's, sino en los más recientes estudios de viabilidad técnica del uso de las aguas

de producción y flowback en la preparación de los fluidos entrecruzados para el fracturamiento hidráulico en yacimientos en roca generadora.

Dysart et al (1969) introdujo el uso de fluidos a base de goma guar entrecruzados con sales de boro con el objetivo de generar una alta viscosidad, aumentar la capacidad de transporte de propante y a su vez minimizar las pérdidas de filtrado a la formación o leakoff en las operaciones de fracturamiento hidráulico.

(Harris and Heath 1996) posteriormente estudió el mecanismo de funcionamiento químico de los fluidos de fractura tipo borato y las variables que afectan el entrecruzamiento, la estabilidad y la degradación o rompimiento de estos fluidos de fractura. Mediante el uso de técnicas analíticas concluyó que la concentración de iones de borato en solución es función del pH y la temperatura, además planteó un método para calcular la concentración del ion borato en equilibrio con el objetivo de establecer el valor de pH final que debería tener un fluido de fractura entrecruzado con iones borato a una temperatura específica para lograr obtener el desempeño reológico requerido. Desde entonces, el uso de los fluidos de fractura entrecruzados tipo borato se masificó a nivel mundial en las operaciones de fracturamiento hidráulico en yacimientos convencionales y las compañías de servicios enfocaron sus esfuerzos en el perfeccionamiento de fluidos fractura cada vez con menor concentración de polímero mediante el desarrollo de agentes entrecruzadores más eficientes que permitieran reducir la concentración de polímero manteniendo el desempeño reológico y la estabilidad térmica (Legemah et al. 2014).

Más recientemente con el auge de la explotación de los yacimientos en roca generadora (shale gas/ shale oil), la industria petrolera ha aumentado sustancialmente la demanda de agua para las operaciones de fracturamiento hidráulico, debido a que en estos yacimientos es necesaria la realización de múltiples etapas de fractura a lo largo de la sección horizontal de los pozos para

lograr obtener producción de hidrocarburos. Sin embargo, en la mayoría de países existen problemas de disponibilidad, además de restricciones de carácter socio-ambiental que limitan en uso agua dulce de fuentes superficiales o subterráneas para las operaciones de fracturamiento hidráulico. Por otra parte, existe el compromiso social de las empresas de hacer un uso responsable de los recursos hídricos, razón por la cual la industria se ha visto avocada en los últimos años a la búsqueda de alternativas que le permitan utilizar fuentes de agua no apta para consumo humano, entre ellas, aguas industriales, producción, retorno (flowback) e inclusive residuales para la preparación de los fluidos de fractura.

(Gupta et al. 2012) evaluaron un sistema polimérico diseñado para viscosificar aguas de producción con altas concentraciones de sólidos totales disueltos (STD). El sistema utiliza únicamente un agente gelificante, un surfactante y un rompedor sin la necesidad del uso de agentes entrecruzantes u otros aditivos. El polímero forma estructura asociativa con el surfactante para generar un incremento de la viscosidad del agua de producción. El sistema fue evaluado experimentalmente utilizando aguas de flowback de Bakken y Marcellus shale con un contenido STD mayor a 250.000 ppm y concentraciones de calcio entre 18.000 y 28.000 ppm mostrando buenos resultados de comportamiento reológico, capacidad de transporte de propano y permeabilidad retenida de la fractura.

(Kakadjian et al. 2013) evaluaron el desempeño de un fluido de fractura entrecruzado base CMHPG-Zr utilizando aguas de flowback con concentraciones mayores a 300.000 ppm de STD y una dureza total mayor a 30.000 ppm. Este fluido fue desarrollado para ser utilizado en un rango de temperatura entre 120 y 300 °F. La evaluación mostró que este fluido a base de CMHPG-Zr es una alternativa para lograr reducir la necesidad de captación de agua dulce para la preparación de fluidos de fractura. Los fluidos evaluados utilizando una concentración de polímero (CMHPG)

entre 20 y 30 Lb/1000 gal de fluido de fractura presentaron una viscosidad mayor a 200 cP a 40 s⁻¹ al menos durante 60 minutos. Las propiedades de capacidad de suspensión del propante, el rompimiento del fluido y la permeabilidad retenida en el empaque de la fractura fue similar a los fluidos tradicionalmente utilizados con agua con bajo contenido de STD, sin embargo estos fluidos son más costosos y también su comportamiento reológico es más sensible a las variaciones en los esfuerzos de corte, condición que los hace menos versátiles que los fluidos de fractura base Guar-Boro.

(Haghshenas, Nasr-el-din, and Texas 2014) evaluaron experimentalmente el efecto de los iones divalentes (calcio y magnesio) presentes en las aguas de producción y flowback en el comportamiento de la viscosidad y capacidad de transporte de propante de un fluido de fractura Guar-Boro a 225 °F. Para el calcio y magnesio reportaron una concentración máxima aceptable de 440 y 460 ppm, respectivamente. Concluyeron que a concentraciones mayores a los rangos señalados se observaron problemas de precipitación de incrustaciones inorgánicas en las aguas utilizadas y un efecto adverso en el entrecruzamiento del fluido de fractura.

(Li et al. 2015) estudiaron el efecto de la composición de aguas con alto contenido de sólidos totales disueltos (STD) en la selección y composición de un fluido de fractura. Experimentalmente evaluaron el desempeño de fluidos de fractura a base de un polímero derivado del guar entrecruzado con un compuesto órgano-metálico (crosslinker). Las pruebas del fluido de fractura preparado utilizando agua con una concentración de 300.000 ppm de TDS mostraron un buen desempeño reológico a temperatura de 250 °F, concluyendo que a medida que aumenta la dureza del agua es necesario aumentar la concentración de polímero para lograr obtener el comportamiento reológico requerido.

(Elsarawy, Nasr-El-Din, and Cawiezel 2017) estudiaron la compatibilidad y la reología de fluidos de fractura comerciales Guar-Boro preparados utilizando aguas de producción. Los resultados mostraron que la presencia de iones divalentes en el agua de formación representa un alto riesgo de precipitación de incrustaciones inorgánicas originando problemas de daño de formación en el yacimiento, no obstante esta situación fue mitigada mediante el uso de agentes quelantes en la formulación del fluido de fractura.

3.5 La Selección del Fluido de Fractura

El diseño de una fractura hidráulica requiere la selección del tipo de fluido de fractura apropiado en función de las características del yacimiento. Si bien se usan muchos aditivos en los fluidos de fractura, la mayoría de estos se usan para conferirle al fluido algunas propiedades y para mitigar posibles problemas en su interacción con la roca y los fluidos producidos. La propiedad principal de los fluidos de fractura y que influye en la mecánica de la generación de fracturas hidráulicas es la viscosidad.

El fluido es seleccionado con base en las propiedades del yacimiento, principalmente; la permeabilidad y fragilidad de la roca (Rickman et al. 2008). En formaciones con permeabilidad relativamente alta (pero aún lo suficientemente bajas para justificar el fracturamiento hidráulico) generalmente se utiliza un fluido de fractura viscoso para crear una fractura simple, pero con mayor ancho y alta conductividad (Cipolla et al. 2010). La razón principal es que en este caso el yacimiento tiene condiciones apropiadas de flujo del hidrocarburo en las zonas alejadas del pozo, pero se requiere la fractura para cambiar el patrón de flujo en la formación y crear una zona de alta

conductividad para ayudar a mover los fluidos a medida que convergen en la cercanía del pozo. A medida que disminuye la permeabilidad del yacimiento, aumenta la resistencia al movimiento del fluido a través del medio poroso interconectado en la formación y por lo tanto, se necesita la generación de un patrón de fractura más complejo (mayor densidad de fracturas por unidad de área) para minimizar la distancia que el hidrocarburo debe moverse a través de la matriz de la roca hasta alcanzar las fracturas principales que fueron creadas de manera artificial (I. A. Ahmed, Ehlig-economides, and Texas 2013) (California Council on Science and Technology. Lawrence Berkeley National laboratory. Pacific Institute. 2016).

El contacto de las fracturas naturales también se considera un factor clave en el objetivo de lograr maximizar la producción de hidrocarburo de formaciones de muy baja permeabilidad como ocurre en la roca generadora, y así mismo lograr crear redes de fracturas complejas que permitan maximizar el área de contacto con la roca y el volumen de reservorio estimulado o creado de manera artificial - SRV (Sierra, Mayerhofer, and Jin 2013) (Cipolla et al. 2010).

En shale gas se utilizan principalmente fluidos de baja viscosidad como el slickwater y gel lineal para lograr crear redes complejas de fracturas. En estos yacimientos típicamente se utilizan bajas concentraciones de propante (0.5 a 2 Lb por galón de fluido). Para compensar la baja capacidad de sostén del propante en fluidos de baja viscosidad se utilizan altos caudales de bombeo durante la fractura (50 – 120 bbl/min) (Taleghani and Olson 2013).

En shale oil también se requiere lograr crear redes complejas de fracturas, pero con mayor conductividad para facilitar el flujo del hidrocarburo líquido. Para lograr crear fracturas más conductivas se requiere utilizar mayores concentraciones de propante (4 a 6 Lb por galón de fluido), las cuales no pueden ser transportadas únicamente con fluidos de baja viscosidad y por lo tanto se requiere el uso de fluidos entrecruzados con mayor viscosidad o estrategias de

fracturamiento híbrido (Ramurthy et al. 2011). En general, la longitud y complejidad de las fracturas disminuyen a medida que aumenta la viscosidad del fluido de fractura, como se ilustra en la Figura 18.

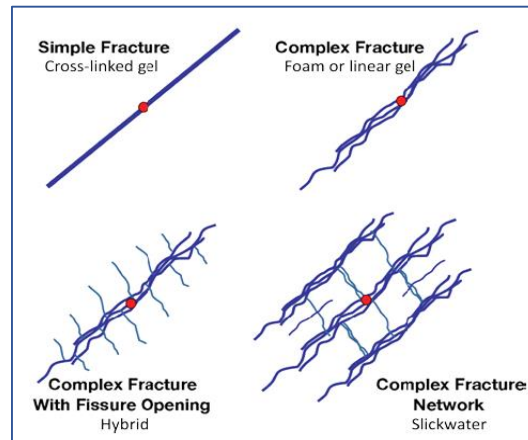


Figura 18. Efecto de la viscosidad del fluido en la complejidad de fractura.

Fuente: Warpinski et al 2009. Microseismic Monitoring: Inside and Out. Journal of Petroleum Technology 61(11):80-85.

La Figura 19 presenta un resumen de las propiedades más relevantes de los shales de los Estados Unidos en cuanto a las propiedades de la roca (fragilidad, anisotropía y densidad de fracturas naturales), el diseño de la fractura (tipo y volumen de fluido de fractura; la concentración y cantidad de propante) con el tipo de fracturas generadas en el yacimiento y la relación con el tipo de hidrocarburo producido (petróleo o gas). El fracturamiento hidráulico en rocas dúctiles de permeabilidad relativamente alta que tienen baja densidad de fracturas naturales es realizado utilizando fluidos de fractura reticulados de alta viscosidad utilizando un volumen relativamente bajo de fluido inyectado pero una alta concentración de propante. En este caso se obtiene una fractura simple con un ancho relativamente grande debido a la alta concentración de propante. A medida que aumenta la fragilidad de la roca y la densidad de fracturas naturales, y se tiene una menor permeabilidad, se tiende a utilizar un mayor volumen de fluido de fractura con baja

viscosidad y utilizando menores concentraciones de propante. En este caso se crean redes de fracturas más complejas, con menor ancho y una geometría asimétrica. En resumen, en las rocas dúctiles y más permeables generalmente el fracturamiento hidráulico se realiza utilizando fluidos de fractura entrecruzados, mientras que en las rocas más frágiles y de menor permeabilidad con fracturas naturales existentes generalmente se utilizan fluidos de fractura de baja viscosidad del tipo slickwater y gel lineal.

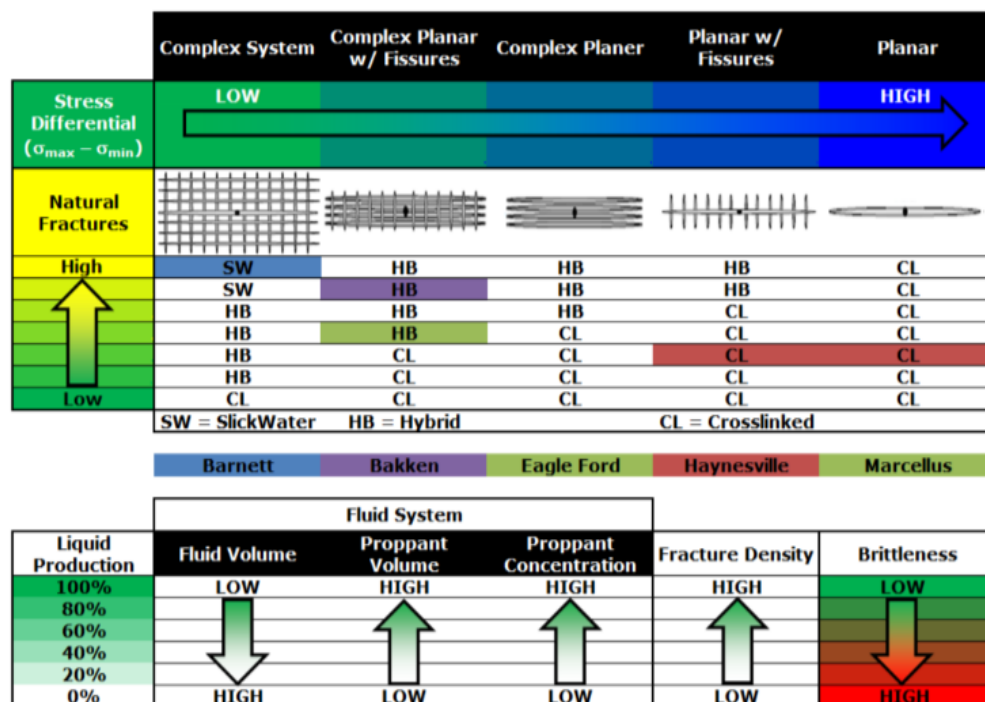


Figura 19. Guía para el diseño de fractura en yacimientos tipo shale.

Fuente: Halliburton.

3.6 Fluidos de fractura entrecruzados base Guar-Boro

El fluido de fractura entrecruzado de mayor utilización en yacimientos convencionales y no convencionales es el Guar-Boro debido a su versatilidad, estabilidad reológica, resistencia a los cambios de esfuerzo cortante y bajo costo (Barati and Liang 2014). Este fluido utiliza un polímero

(goma guar o sus derivados) para formar inicialmente lo que se conoce como un gel lineal, es decir una solución de polímero hidratado de baja viscosidad. Posteriormente las cadenas del polímero son entrecruzadas por la acción de un agente entrecruzador (sales de boro) a condiciones de pH básico en el rango entre 8 y 12, formando una red 3D de alta viscosidad.

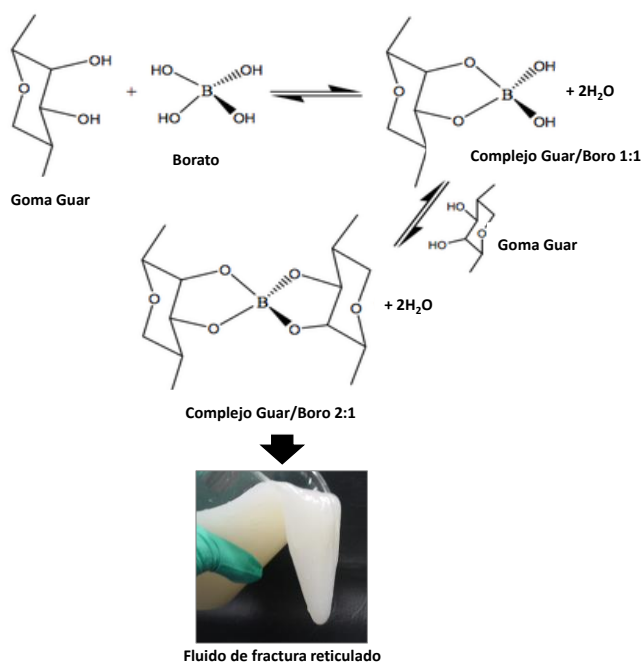


Figura 20. Mecanismo químico de entrecruzamiento de los fluidos de fractura Guar-Boro.

Fuente: El Autor

Los fluidos de fractura Guar-Boro pueden ser utilizados en un amplio rango de temperatura (100 a 325 °F). Sin embargo, a medida que la temperatura aumenta se deben hacer ajustes en la formulación de fluido para mejorar la estabilidad reológica del fluido. Generalmente a mayor temperatura se debe incrementar la concentración de polímero, entrecruzador y el pH del fluido, aunque en ocasiones es necesario incluir en la formulación agentes estabilizadores para mantener la estabilidad de la viscosidad a las condiciones de temperatura y esfuerzo de corte.

La reacción de reticulación o entrecruzamiento de las cadenas del polímero con iones borato es reversible, lo cual significa que los enlaces entre el polímero y el ion borato pueden formarse, romperse y luego volver a formarse a medida que cambia la temperatura y el esfuerzo de corte sobre el fluido (Haghshenas and Nasr-El-Din 2014). Por el contrario, los fluidos entrecruzados con metales de transición, como el titanio, el circonio y el aluminio, se degradan de manera irreversible con un alto cizallamiento, es decir que una vez que se rompe el enlace entre el entrecruzador del metal de transición y el polímero, éste no se reforma y por lo tanto la estabilidad reológica del fluido de fractura es afectada negativamente (Li, Al-Muntasheri, and Liang 2016). En la tabla 4 se presentan las características generales de los fluidos de fractura entrecruzados.

Tabla 4.

Características de los fluidos de fractura entrecruzados

Entrecruzador	Boro	Titanio	Zirconio	Aluminio
Tipo de Polímero	Guar, HPG, CMHPG	Guar, HPG, CMHPG, CMHEC	Guar, HPG, CMHPG, CMHEC	CMHPG, CMHEC
Rango de pH	8 - 12	3 - 11	3 - 11	3 - 5
Temperatura Límite (°F)	325	325	400	150
Sensibilidad al esfuerzo de corte	No	Si	Si	Si

Fuente: Economides and Nolte, 2000. Reservoir Stimulation (3rd Edition).

El fluido de fractura debe mantener una viscosidad suficiente para poder transportar el propante durante el tiempo que tarda la operación de fracturamiento. No obstante, una vez que el propante se ha colocado en la formación, el fluido de fractura debe poder degradarse y reducir su viscosidad para permitir que pueda ser recuperado nuevamente en superficie, causando la menor afectación a la conductividad de la fractura para que la producción de los hidrocarburos sea posible. Dado que la viscosidad del fluido es inicialmente muy alta, se agregan químicos llamados rompedores a la

formulación del fluido de fractura para que en sinergia con la temperatura reduzcan su viscosidad en corto tiempo después de finalizada la operación de fractura. Estos rompedores funcionan al romper la cadena principal del polímero y típicamente son agentes oxidantes fuertes.

3.6.1 Composición de los fluidos de fractura Guar-Boro. Los aditivos químicos utilizados en la composición del fluido de fractura tienen por función conferirle algunas características esenciales para su desempeño, principalmente en lo relacionado el comportamiento reológico y compatibilidad con la roca y los fluidos de producción. Los principales aditivos utilizados en la composición del fluido de fractura son: biocida, inhibidor de arcilla, polímero, reguladores de pH, surfactante (es), entrecruzador (es) y rompedores.

La composición general de un fluido de fractura Guar-Boro obedece principalmente a 99 % de agua y menos de un 1% de aditivos químicos, aunque estos valores no son fijos ya que existen diferentes formulaciones para los fluidos comerciales dependiendo de cada compañía.

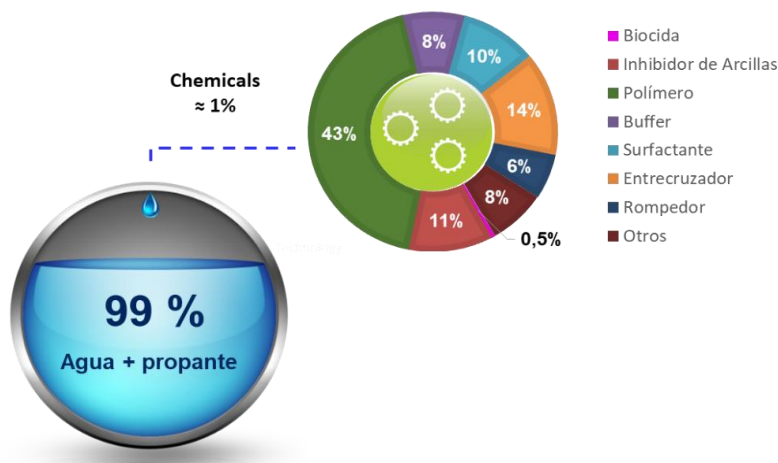


Figura 21. Composición típica de un fluido de fractura Guar-Boro.

Fuente: El Autor

3.7 Efecto de la composición del agua en las propiedades reológicas del fluido de fractura Guar-Boro

El entendimiento de la influencia de la calidad del agua en la estabilidad de los fluidos de fractura entrecruzados es esencial para lograr reducir la demanda de agua dulce en el desarrollo de los yacimientos no convencionales (Esmailirad, White, et al. 2016). El estudio de la calidad y tratamiento del agua en conjunto con la formulación del fluido de fractura, puede maximizar la reutilización del agua de una forma rentable y ambientalmente responsable (Esmailirad, Terry, et al. 2016) (Haghshenas, Nasr-el-din, and Texas 2014).

El comportamiento reológico de los fluidos de fractura Guar-Boro es afectado por la concentración de sólidos totales disueltos (sales) en el agua. El proceso de hidratación del polímero en el agua para formar el gel lineal y posteriormente la reacción de entrecruzamiento con el ion borato es afectado de manera adversa, causando la degradación de la viscosidad del fluido rápidamente y perdiendo la capacidad del transporte del propano (Lopez et al. 2015) (Gupta, Hlidek, and Company 2009) (Gu 2012) (White 2016).

El uso de aguas de producción y flowback genera una variabilidad en la estabilidad reológica de los fluidos de fractura. Comprender los límites operativos del fluido con respecto a las características variables del agua es clave para hacer una práctica común en la industria petrolera el reúso del agua en las operaciones de fracturamiento hidráulico (Lebas et al. 2013) (Bu et al. 2018).

Estudios previos han mostrado que la presencia en el agua de algunos cationes divalentes como el calcio y el magnesio tiene graves efectos negativos sobre los fluidos de fractura entrecruzados.

El calcio es uno de los iones que debe ser controlado y alrededor del 60% de las aguas de producción y flowback necesitan ser tratadas para reducir su concentración y cumplir con los criterios de concentración máxima aceptable.

Aunque los cationes monovalentes como el sodio y el potasio son tolerables a concentraciones más altas y la concentración de potasio en casi en todas las aguas de producción y flowback se encuentra en el rango aceptable, más del 70% de estas aguas deben tratarse para reducir las concentración de sodio a niveles aceptables (Haghshenas and Nasr-El-Din 2014).

Desde el punto de vista práctico, existen las siguientes dos alternativas para el uso de aguas con alto contenido de sólidos totales disueltos en la preparación de fluidos de fractura entrecruzados:

- Uso de tecnologías avanzadas de tratamiento de aguas de producción y flowback para eliminar los iones que afectan la calidad del fluido de fractura.
- Realizar tratamiento primario del agua de producción y flowback y utilizar fluidos de fractura compatibles altas concentraciones de sólidos totales disueltos.

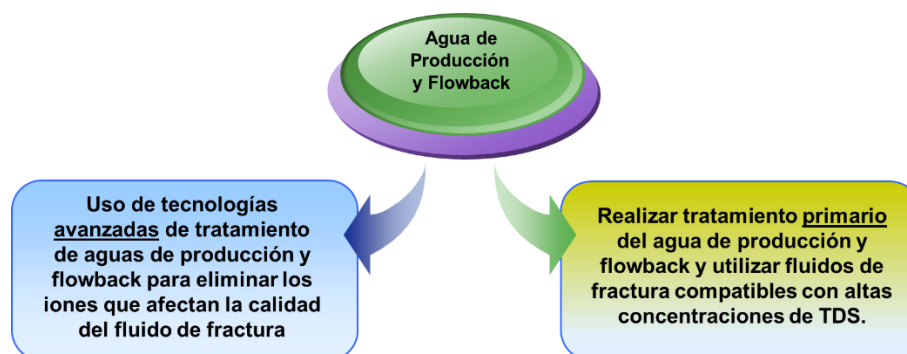


Figura 22. Alternativas para el uso de aguas de producción y flowback.

Fuente: El Autor

Aunque hay una variedad de tecnologías disponibles para la reducción del contenido de sólidos totales disueltos en el agua que permiten tener cualquier calidad de agua a la salida del proceso,

son tecnologías costosas y en general se evita su uso especialmente para el tratamiento de grandes volúmenes de agua. Por otra parte, aunque las propiedades reológicas de los fluidos de fractura entrecruzados Guar-Boro tradicionalmente utilizados son afectadas por la calidad del agua, la modificación de la composición química de estos fluidos surge como una alternativa para ampliar el rango de tolerancia a algunos parámetros de la composición de agua y hacer posible el reúso de aguas de producción y flowback.

3.8 Reología de los fluidos de fractura

Los fluidos de fractura presentan diferentes tipos de comportamiento reológico dependiendo de su composición. Algunos de los fluidos exhiben un comportamiento Newtoniano mientras que en el caso de otros es No-Newtoniano. No obstante, en general, los fluidos de fractura obedecen al comportamiento reológico que puede ser descrito a través del modelo de la Ley de Potencia, que establece una relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte.

$$\tau = k \cdot \dot{\gamma}^n$$

Donde:

τ : El es el esfuerzo cortante [mPa]

$\dot{\gamma}$: la velocidad de deformación [s⁻¹]

K (índice de consistencia): es un término semejante a la viscosidad e indicativo de la consistencia del fluido.

n (índice de comportamiento de flujo): indica que tan No-Newtoniano es el fluido. Entre más alejado de la unidad sea el valor de n, el fluido tienen un comportamiento más de tipo No-Newtoniano.

Si el valor de K es alto, el fluido es más “viscoso” y viceversa, y si el valor de n es mayor que cero y menor que la unidad, el modelo representa a los fluidos pseudoplásticos; en tanto que si n es mayor que la unidad, el modelo representa a los fluidos dilatantes.

No obstante que el modelo de Ley de Potencias es empírico, ha sido ampliamente utilizado, debido a que a gradientes de velocidad intermedios reproduce adecuadamente el comportamiento de flujo de muchos fluidos pseudoplásticos y dilatantes. Otra ventaja en el uso de este modelo, lo constituye el hecho de que es simple y posee únicamente dos constantes reológicas (n y K); además de que cuando ha sido empleado en problemas de flujo en tuberías muestra un buen ajuste (IVAN MONTES DE OCA ESCANDON 2013).

Durante el bombeo en una operación de fracturamiento hidráulico, el fluido experimenta grandes variaciones en el esfuerzo de corte y temperatura a la que es sometido desde que es preparado en los equipos en superficie y es colocado dentro de la fractura. El fluido es sometido a altos esfuerzos de corte durante el bombeo a través de las tuberías y el paso a través de los perforados. Una vez en la fractura, el esfuerzo de corte sobre el fluido es significativamente menor, pero la temperatura del fluido aumenta hasta que finalmente alcanza la temperatura estática del yacimiento.

4. El Agua para Fracturamiento Hidráulico en los YNC

El volumen de agua necesario para el proceso de fracturamiento hidráulico en los yacimientos no convencionales puede variar considerablemente de un pozo a otro dependiendo del número de

etapas de fractura realizadas a lo largo de la sección horizontal. A su vez, el volumen de agua (base del fluido de fractura) requerido para cada etapa de fractura depende del diseño del fracturamiento y está asociado a las propiedades la formación (permeabilidad, porosidad, espesor), propiedades elásticas (módulo de Young, relación de Poisson, índice de fracturabilidad) y también del tipo de hidrocarburo que será producido (petróleo o gas) (Barati and Liang 2014).

La figura 23 muestra los datos históricos de la evolución en el volumen de fluido utilizado por pozo en los trabajos fracturamiento hidráulico desde la década de 1950's a 2018 (Weijers et al. 2019). Es evidente que hasta antes del año 2000, el volumen de fluido utilizado por pozo era bajo toda vez que trataba de operaciones en pozos en yacimientos convencionales, en los cuales se realizaban pocas etapas de fractura por pozo y con un volumen bajo de fluido por etapa. A partir del 2003 con el inicio del desarrollo de los yacimientos de shale en los Estados Unidos, el promedio de fluido por pozo ha venido aumentando progresivamente en la medida en que para la optimización de la producción en estos yacimientos se ha aumentado la longitud de la sección horizontal de los pozos y en consecuencia el número de etapas de fractura y a su vez el volumen de fluido de fractura por etapa se han incrementado, lo que al final se ha traducido mayores requerimientos de fluido de fractura y por supuesto de agua para las operaciones de completamiento (Pearson et al. 2013). En el caso de los Estados Unidos, el volumen promedio de agua por pozo es de entre 200.000 y 250.000 bbl de agua por pozo (Weijers et al. 2019).

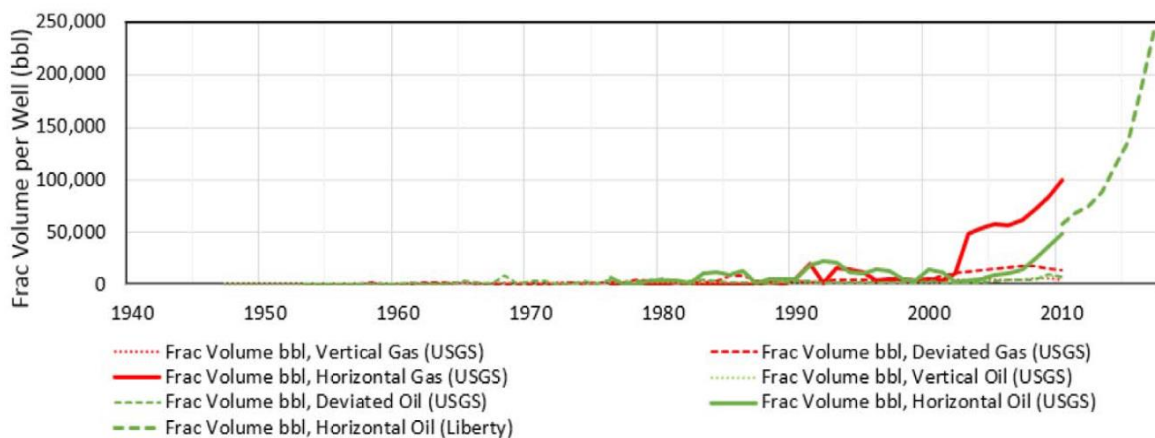


Figura 23. Historical changes to average fracture treatment fluid volume by well.

Fuente: Weijers et al. 2019. SPE-194345-MS Trends in the North American Frac Industry: Invention through the Shale Revolution.

En la Figura 24, se presenta el rango promedio de consumo de agua por pozo en función de la longitud de la sección horizontal para el caso de los Estados Unidos. Para una misma longitud de sección horizontal los requerimientos de agua pueden variar considerablemente dependiendo de número de etapas de fractura realizadas en cada pozo, lo cual como se mencionó anteriormente es dependiente de las características de la roca.

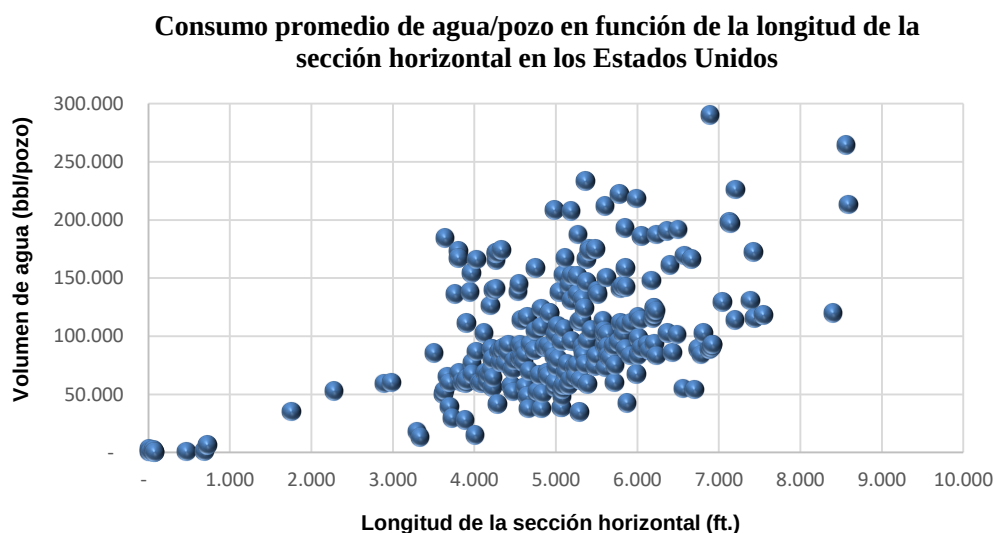


Figura 24. Consumo de agua por pozo en función de la longitud de la sección horizontal.

Fuente: Spears & Associates, Inc. Hydraulic Fracturing Market, 2005-2015.

4.1 Reúso del agua en el fracturamiento hidráulico en YNC

Desde el punto de vista ambiental, el desarrollo de los yacimientos no convencionales debe estar basado en el concepto de sostenibilidad, el cumplimiento de las regulaciones y la gestión adecuada de los posibles impactos con el objetivo de lograr la confianza de las comunidades y la obtención de la licencia social para operar.

En el caso de los Estados Unidos, inicialmente el agua utilizada para el fracturamiento hidráulico era obtenida de fuentes superficiales, incluidos ríos, lagos y pozos superficiales. Lo anterior debido a que hasta hace poco tiempo era una condición indispensable el uso de agua dulce con bajo contenido de sólidos totales disueltos para la preparación de los fluidos de fractura. El agua debía cumplir con ciertas exigencias en cuanto a su calidad fisicoquímica para que las propiedades reológicas de fluidos de fractura Guar-Boro no fueran afectadas negativamente.

El agua recuperada posterior al fracturamiento hidráulico conocida como agua de retorno o flowback era sometida a un proceso de tratamiento primario y posteriormente reinyectada en formaciones subterráneas a mayor profundidad para su disposición final, sin hacer aprovechamiento de la misma (Kondash, Albright, and Vengosh 2017).

El aumento creciente de la demanda de agua en los Estados Unidos para el fracturamiento hidráulico ha incentivado a la industria a trabajar en la implementación de tecnologías y estrategias de ciclo cerrado para reducir el consumo de aguas superficiales para las operaciones de fracturamiento hidráulico con el objetivo de hacer un uso responsable y sostenible de los recursos

hídricos (Lord et al. 2013). La industria ha llegado al consenso de que el agua dulce no es necesaria para las operaciones de fractura y que existen otras fuentes agua no apta para el consumo humano que puede utilizarse si se realiza el tratamiento adecuado previamente.



Figura 25. Esquema en superficie del fracturamiento hidráulico sin reúso del agua de flowback. Fuente: TETRA Technologies, Inc. Technology Advances in the Handling and Movement of Produced Water. Disponible en <https://www.tetrtec.com/download/tetra-integrated-water-management-solution-brochure/?wpdmdl=3136&refresh=5dc681d94d5321573290457>.

La reutilización del agua implica la recuperación, almacenamiento y tratamiento en superficie del agua de retorno o flowback para eliminar contaminantes y ajustar las características del agua a la salida del proceso que permitan asegurar la calidad del fluido de fractura y mitigar los problemas de daño de formación y aseguramiento de flujo ocasionadas por la precipitación de incrustaciones inorgánicas. Dependiendo las características del agua a la salida del proceso, algunos químicos como los inhibidores de incrustaciones pueden ser considerados para mitigar ciertos problemas de precipitación de carbonato de calcio principalmente.

La estrategia de reutilización permite reducir los requerimientos de consumo de otras fuentes de agua, sin embargo teniendo en cuenta que el volumen de fluido retornado post-fractura varía

típicamente entre 10% y 30% del volumen inyectado, siempre será necesaria utilización de otras fuentes de agua para completar el balance de agua a utilizar en las próximas etapas de fracturamiento.



Figura 26. Esquema de fracturamiento hidráulico con tratamiento y reúso de agua de flowback. Fuente: TETRA Technologies, Inc. Technology Advances in the Handling and Movement of Produced Water. Disponible en <https://www.tetrathec.com/download/tetra-integrated-water-management-solution-brochure/?wpdmdl=3136&refresh=5dc681d94d5321573290457>.

En la figura 27 se presenta un esquema integral de suministro y reúso de agua para las operaciones de fracturamiento hidráulico.

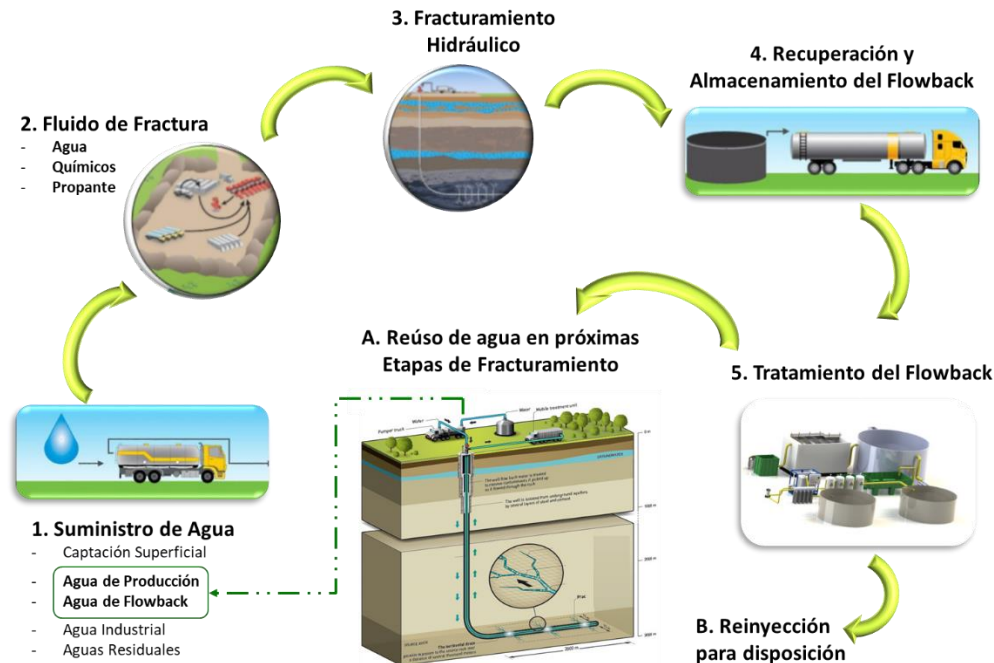


Figura 27. Esquema de ciclo cerrado para el reúso del agua en el fracturamiento hidráulico.

Fuente: United States Environmental Protection Agency. Hydraulic fracturing for oil and gas: impacts from the hydraulic fracturing water cycle on drinking water resources in the United States (Main Report—EPA/600/R-16/236fa). Modificado por el Autor.

4.2 El Agua de producción

El agua de producción es toda el agua que sale a la superficie durante la vida útil de un pozo. La composición del agua de producción no se mantiene constante a lo largo de la vida productiva del pozo y depende de las propiedades del yacimiento, la ubicación geográfica y el tipo de hidrocarburo producido (Bonapace et al. 2012). Generalmente el agua de producción puede contener sólidos disueltos y suspendidos, aceite emulsionado, compuestos orgánicos e inorgánicos (sales). En la región de Valle Medio Magdalena en Colombia existen campos de producción de petróleo de yacimientos convencionales que tienen gran producción de agua asociada a la

producción de petróleo que luego de ser separada en las facilidades de superficie puede ser utilizada para las operaciones de fracturamiento hidráulico en los yacimientos no convencionales.

4.3 El Agua de retorno o flowback

El agua de retorno o flowback es el fluido retornado a la superficie después del proceso de fracturamiento hidráulico. El volumen de fluido retornado post-fractura varía entre el 10% y 30% del volumen inyectado de acuerdo con la experiencia de los Estados Unidos. La composición fisicoquímica del agua de retorno se caracteriza por contener altas concentraciones de sales disueltas principalmente, alta tendencia incrustante y otros iones que afectan negativamente el desempeño de los fluidos de fractura (Li et al. 2015) .

En Colombia se desconoce aún cual podría ser la composición de las aguas de flowback, sin embargo, la composición claramente estará en función de la composición del agua inyectada y de la mineralogía de la roca. La interacción química del fluido de fractura con la roca disuelve minerales que luego estarán en la composición del fluido de flowback. En la figura 28 se presentan los rangos promedio de concentración de TDS observados en el fluido de retorno en las diferentes cuencas de los Estados Unidos.

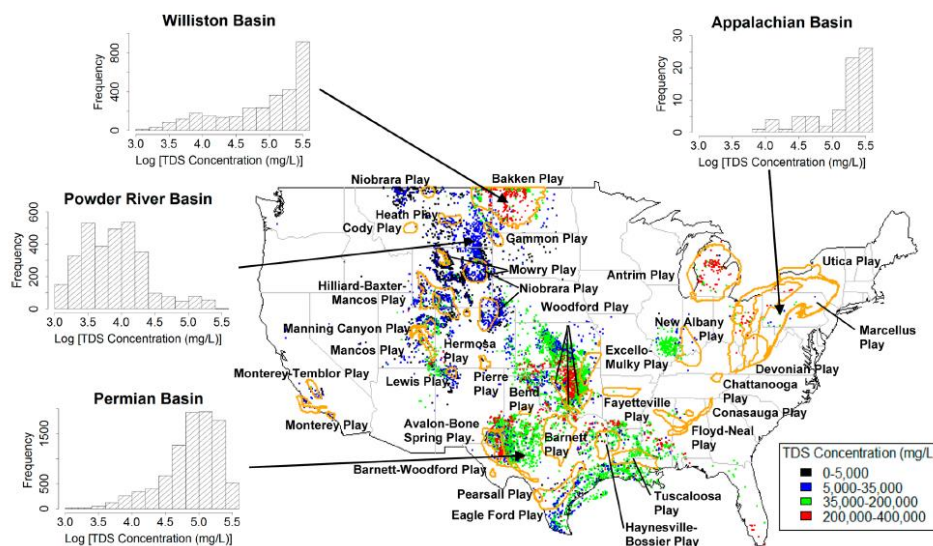


Figura 28. Rangos de concentración de TDS en las aguas de flowback en los Estados Unidos. Fuente: Shaffer et al. 2013. Desalination and Reuse of High-Salinity Shale Gas Produced Water: Drivers, Technologies, and Future Directions.

En la actualidad, las aguas de producción y retorno post-fractura son utilizadas con alguna facilidad para la preparación de fluidos de baja viscosidad (slickwater y geles lineales), realizando un tratamiento previo del agua enfocado principalmente en la remoción de sólidos suspendidos y grasas y aceites (Schnoor et al. 2016).

5. Resultados del diseño del fluido de fractura

5.1 Metodología

En la figura 29 se presenta la metodología seguida para la realización del diseño de un fluido entrecruzado Guar-Boro compatible con aguas de producción y flowback.

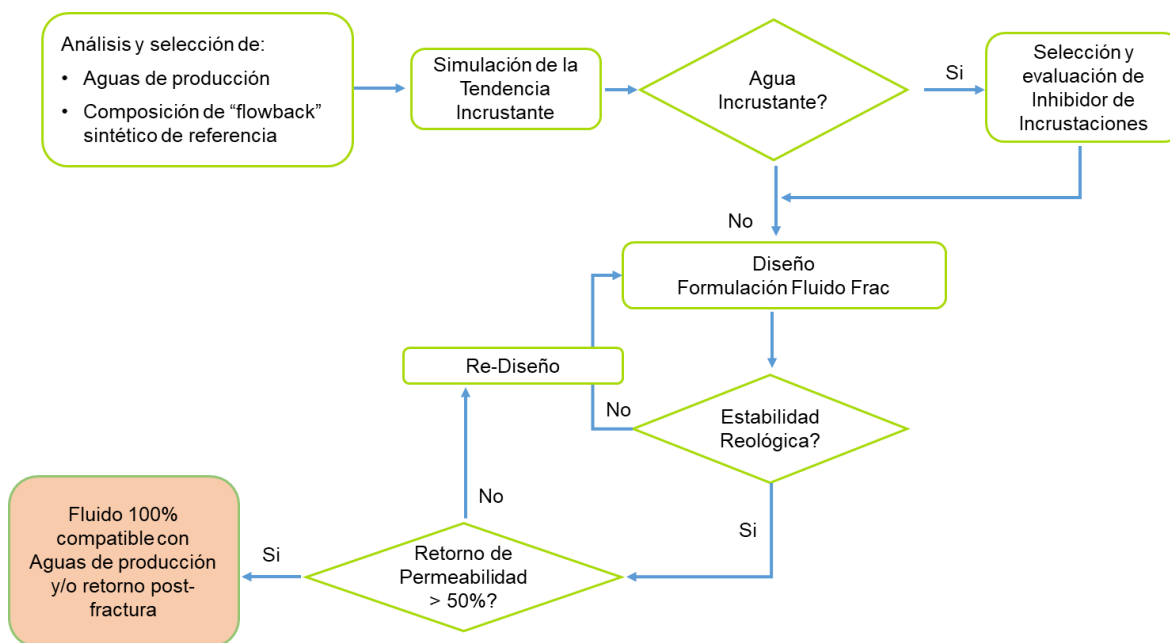


Figura 29. Metodología del diseño de fluido de fractura.

Fuente: El Autor

La Metodología fue desarrollada de acuerdo a las siguientes tres etapas:

Etapas 1: Análisis y selección de las aguas de producción del VMM

- Análisis de la información de composición fisicoquímica y selección de las de agua de producción del VMM para el diseño del fluido de fractura.

- Simulación de la tendencia incrustante de las aguas previamente seleccionadas.

Etapa 2: Evaluación del efecto de la composición de las aguas de producción en la reología de un fluido de fractura Guar-Boro convencional

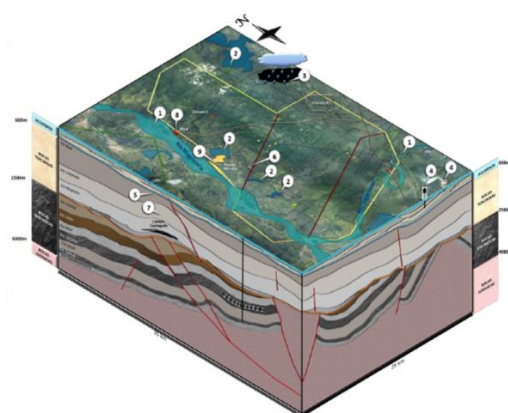
- Comparación del perfil reológico del fluido entrecruzado Guar-Boro convencional utilizando agua destilada vs. Las aguas de producción de los campos Llanito y Galán.
- Evaluación de los componentes del agua que tienen mayor incidencia en el desempeño reológico de los fluidos de fractura Guar-Boro.
- Formulación de un modelo matemático para predecir la viscosidad relativa del fluido de fractura en función de los parámetros más influyentes de la composición del agua y las condiciones de temperatura y esfuerzo de corte.

Etapa 3: Diseño de un fluido entrecruzado Guar-Boro modificado, compatible con aguas de producción y flowback

- Diseño de la formulación y evaluación reológica de un fluido de fractura entrecruzado Guar-Boro modificado compatible con las aguas de producción de los campos Llanito y Galán.
- Definición y preparación de salmueras sintéticas de composición equivalente al agua de retorno (flowback) a partir de la información disponible en la literatura.
- Diseño de la formulación y evaluación reológica de un fluido de fractura entrecruzado Guar-Boro modificado compatible con las salmueras de flowback sintéticas.
- Evaluación del retorno de permeabilidad del fluido de fractura en un empaque de propante cerámico de tamaño 30/50.

5.2 Análisis y Selección de las Aguas de Producción del VMM

En la figura 30 se presentan las diferentes fuentes de agua identificadas en el área del Valle Medio Magdalena (VMM) y que desde el punto de vista técnico podrían ser consideradas entre las alternativas para la preparación de fluidos de fractura.



1. Ríos.
2. Ciénegas.
3. Agua Lluvias.
4. Aguas de Algibes Superficiales.
5. Aguas Salobres de Acuíferos Profundos.
6. Aguas de Procesos Agro-Industriales.
7. Aguas de Producción de Campos Petroleros Existentes.
8. Aguas Industriales.
9. Aguas Residuales Domesticas.

Figura 30. Fuentes de agua disponibles en el VMM.

Fuente: Ecopetrol

No obstante, para efectos del diseño y evaluación del fluido de fractura se consideraron únicamente algunas de las aguas asociadas a los campos de producción petrolera existentes en el VMM por considerarse que representan el escenario de mayor criticidad en cuanto a las características fisicoquímicas de las aguas no aptas para consumo humano e industriales y que pueden representar un reto en cuanto al funcionamiento de las propiedades de los fluidos entrecruzados Guar-Boro.

Los campos de producción convencional de hidrocarburos en la cuenca del VMM producen grandes cantidades de agua asociada a la producción de petróleo. Estas aguas son separadas del

crudo y posteriormente tratadas en superficie para luego ser reinyectadas en la formación productora como un mecanismo de mantenimiento de la presión de yacimiento y recuperación mejorada del petróleo.

La composición fisicoquímica de las aguas de producción en los campos del VMM varía en un amplio rango de salinidades y también de otros parámetros fisicoquímicos, entre ellos la dureza. Se revisaron 289 análisis fisicoquímicos completos de las aguas de producción de varios campos del VMM y se organizaron en 30 grupos de acuerdo con los rangos de concentración de TDS, calcio y magnesio. Lo anterior teniendo en cuenta que la concentración de TDS y la dureza total son los parámetros que mayor incidencia tienen en el comportamiento reológico de los fluidos de fractura entrecruzados Guar-Boro. En la figura 31 se muestran los grupos de composición de las aguas con base en los parámetros mencionados.

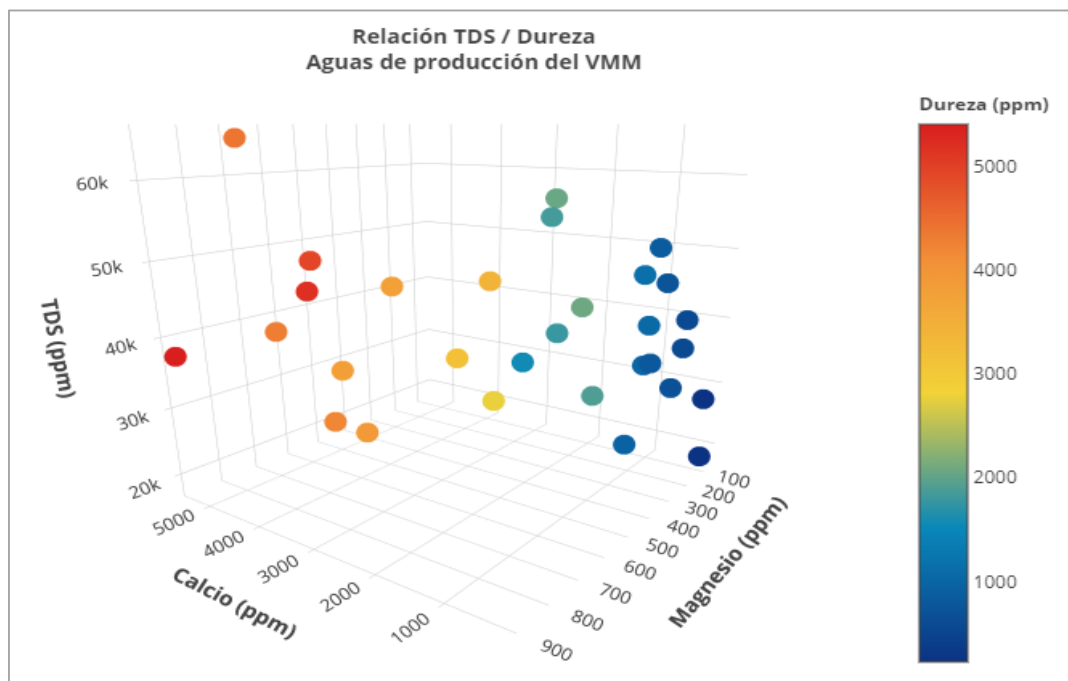


Figura 31. Relación TDS vs. Dureza total en las aguas de producción del VMM.

Fuente: El Autor.

Para efectos del diseño del fluido de fractura fueron seleccionadas las aguas mostradas en la Tabla 5, correspondientes a las aguas de producción de los campos Llanito y Galán debido a que técnicamente presentan el mayor nivel de criticidad desde el punto de vista de la dureza total ($\text{Ca}^{+2} + \text{Mg}^{+2}$) y con alta concentración de TDS, con respecto a la mayoría de las aguas de producción de VMM.

Tabla 5.

Aguas seleccionadas para el diseño del fluido de fractura

Agua de Producción	Parámetro													
	pH	Na ⁺ mg/L	K ⁺ mg/L	Ca ⁺⁺ mg/L	Mg ⁺⁺ mg/L	Ba ⁺⁺ mg/L	Sr ⁺⁺ mg/L	Fe ⁺⁺ mg/L	STD mg/L	SiO ₂ mg/L	CO ₂ mg/L	HCO ₃ ⁻ mg/L	SO ₄ ⁼ mg/l	Cl ⁻ mg/L
Campo Llanito	6,1	12.140	82	3.333	224	62	129	10	43.422	16	25	53	4	27.379
Campo Galán	6,2	13.370	79	3.606	171	85	124	45	47.866	24	14	46	4	30.312

Fuente: Ecopetrol

5.2.1 Simulación de la tendencia incrustante de las aguas de producción. La tendencia a la formación de escamas o incrustaciones está definida como el cociente entre el producto iónico en el equilibrio (Q) y el producto de solubilidad (Ksp).

$$ST = \frac{Q}{K_{sp}}$$

Cuando el valor del *Scale Tendency* (ST) es mayor que 1 se dice que termodinámicamente existe una fuerza impulsora que promueve la formación del sólido a partir de los iones presentes en el agua, sin embargo, hay que tener en cuenta la cinética de nucleación para establecer si hay o no formación de la fase sólida. Cuando el ST es menor que 1, la fuerza impulsora no existe y por lo tanto no es posible la formación del sólido. Si el valor alcanza el valor de 1, se dice que la

solución está saturada. Para el caso del carbonato de calcio, cuando el $ST > 4$, la cinética de nucleación es tal, que la tendencia a la precipitación del sólido es crítica.

Tabla 6.

Niveles de riesgo de precipitación de CaCO_3 en función de los valores de ST

ST	Nivel de riesgo de precipitación
$0 < ST < 1$	Bajo
$1 < ST < 4$	Moderado
$ST > 4$	Critico

Fuente: El Autor.

A partir de la caracterización fisicoquímica de las aguas de producción se obtuvieron los datos de entrada para la simulación de la tendencia a la precipitación de carbonato de calcio utilizando el software ScaleChem, el cual calcula las constantes de equilibrio como una función de la temperatura y presión para varios tipos de minerales y lo expresa como ST. Para este caso de presenta la simulación para las incrustaciones de CaCO_3 , la cual fue realizada a temperatura de 200 °F y en el rango de presión de 0 a 8.000 psi.

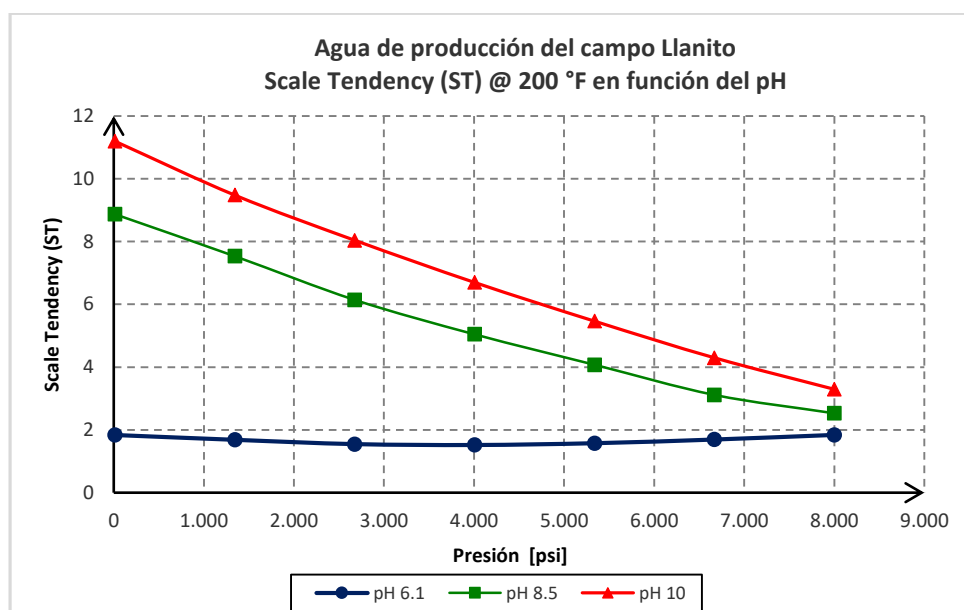


Figura 32. ST del agua de producción del campo Llanito a 200 °F en función la presión y el pH

Fuente: El Autor.

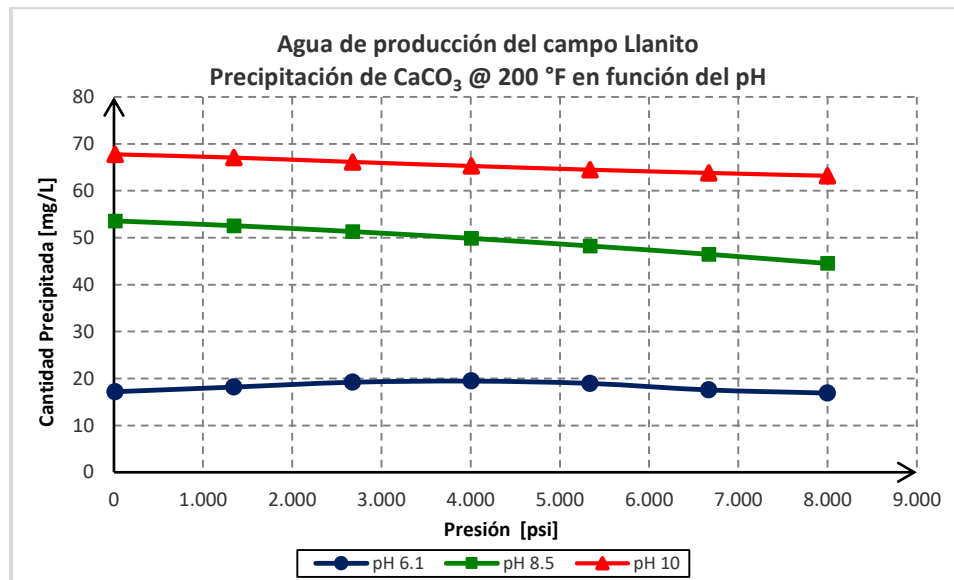


Figura 33. Predicción de la cantidad de CaCO_3 precipitada en el agua del campo Llanito a 200 °F en función la presión y el pH. Fuente: El Autor.

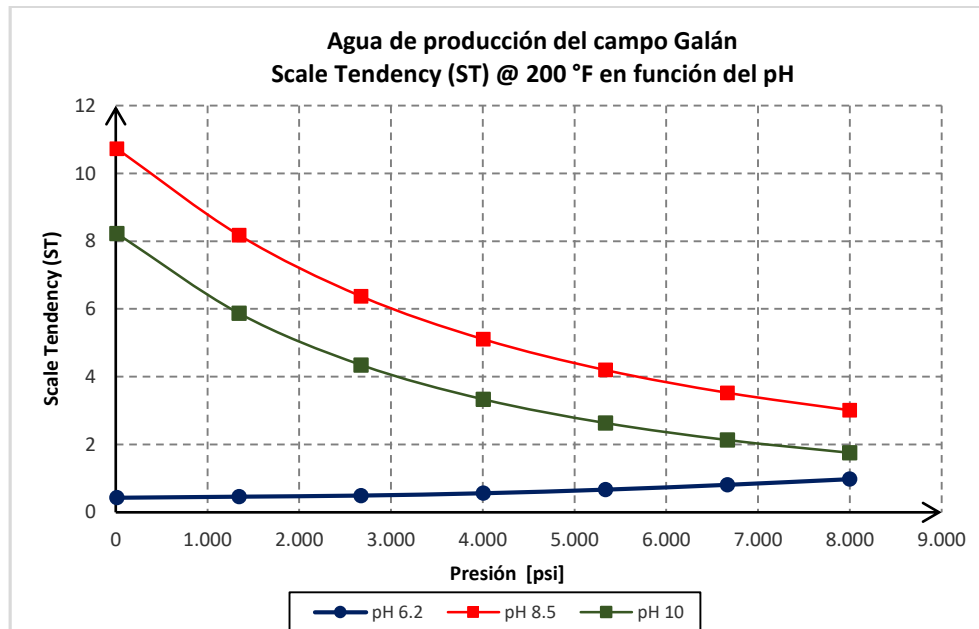


Figura 34. ST del agua de producción del campo Galán a 200 °F en función la presión y el pH. Fuente: El Autor.

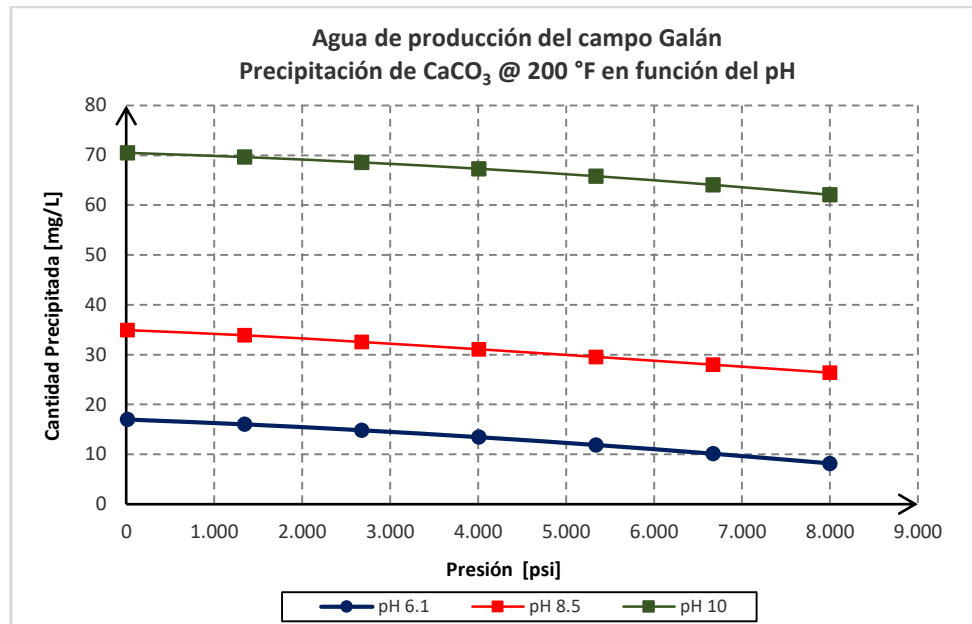


Figura 35. Predicción de la cantidad de CaCO_3 precipitada en el agua del campo Galán a 200 °F en función la presión y el pH. Fuente: El Autor.

La simulación de la tendencia incrustante arrojó valores de $\text{ST} < 2$ y cantidades de sólido precipitado (CaCO_3) menores a 20 mg/L a la condición de pH original de las aguas de producción de Llanito y Galán (pH entre 6 y 6.5). No obstante, a medida que se incrementa el pH del agua a valores de 8.5 y 10, se observan valores de ST entre 8 y 11 y cantidades de sólido precipitado (CaCO_3) entre 30 y 70 mg/L. Debido a que los fluidos de fractura Guar-Boro entrecruzados funcionan en el rango de pH entre 8 y 12, esta condición induce un alto riesgo de precipitación de CaCO_3 , afectando negativamente las propiedades reológicas del fluido de fractura, además de ocasionar problemas de daño de formación y aseguramiento de flujo ocasionado por la precipitación de CaCO_3 en la fractura y en las tuberías durante el proceso de producción.

5.3 Evaluación del Efecto de la Composición de las Aguas de Producción en la Reología de un Fluido de Fractura Guar-Boro Convencional

Para evaluar el efecto de la composición de las aguas de producción seleccionadas en el desempeño reológico de un fluido de fractura Guar-Boro convencional se utilizó la formulación del fluido de fractura presentada en la Tabla 7, pero cambiando el tipo de agua utilizada para la preparación del fluido. La línea base del perfil de viscosidad fue realizada utilizando agua destilada y posteriormente se realizó la evaluación utilizando las aguas de producción de los campos Llanito y Galán.

Tabla 7.

Formulación del fluido entrecruzado Guar-Boro convencional

Producto	Función	Concentración	Unidades
Agua	Fluido base	1000	gpt
M-300	Bactericida	0.15	gpt
CC-30	Inhibidor de arcillas	3	gpt
G-500	Polímero	30	ppt
S-200	Surfactante	2	gpt
R-405	Buffer	3	gpt
XL-200	Entrecruzador	2.5	gpt
K-900	Rompedor	0	gpt

Fuente: El Autor.

4.3.1 Comparación del perfil reológico del fluido entrecruzado Guar-Boro convencional utilizando agua destilada vs. el agua de producción. Se realizó la comparación del perfil reológico del fluido de fractura preparado utilizando agua destilada (línea base) con respecto al fluido preparado utilizando las aguas de producción de los campos Llanito y Galán. La evaluación del fluido de fractura fue realizada en un reómetro Chandler 5500 con una geometría rotor/bob

(R1/B5) en el cual se construye el perfil de viscosidad en función de la temperatura y esfuerzo de corte a lo largo del tiempo. Las condiciones de prueba fueron las siguientes:

- Temperatura de prueba: 200 °F, con una rampa de 10 minutos para alcanzar la temperatura de prueba.
- Esfuerzo de corte: Constante a 40 s⁻¹.
- Presión: 500 psi.

El fluido fue evaluado a una concentración de polímero (goma guar) de 30 ppt y pH de 11. En la formulación del fluido no se incluyó rompedor con el objetivo de evaluar la estabilidad de la viscosidad del fluido en la condición más favorable, es decir si la incidencia de un agente externo en la degradación de la viscosidad del fluido de fractura.

En la figura 36 se presentan los perfiles de viscosidad obtenidos con cada una de las 3 aguas utilizadas. En el caso del agua destilada, se observó una máxima viscosidad inicial de alrededor de 1.000 cP y estabilidad reológica luego de 60 minutos a temperatura de 200 °F y esfuerzo de corte de 40 s⁻¹ con una viscosidad de 550 cP. En el caso de los fluidos utilizando las aguas de producción de Llanito y Galán se observó una máxima viscosidad inicial de 420 cP, pero una degradación rápida de la misma, luego de 10 minutos a las mismas condiciones de prueba, alcanzando valores de viscosidad menores a 50 cP. Los resultados permitieron corroborar la hipótesis de que los fluidos de fractura entrecruzados Guar-Boro convencionales no son compatibles con aguas de composición y en particular con la dureza de las aguas de producción de los campos del VMM.

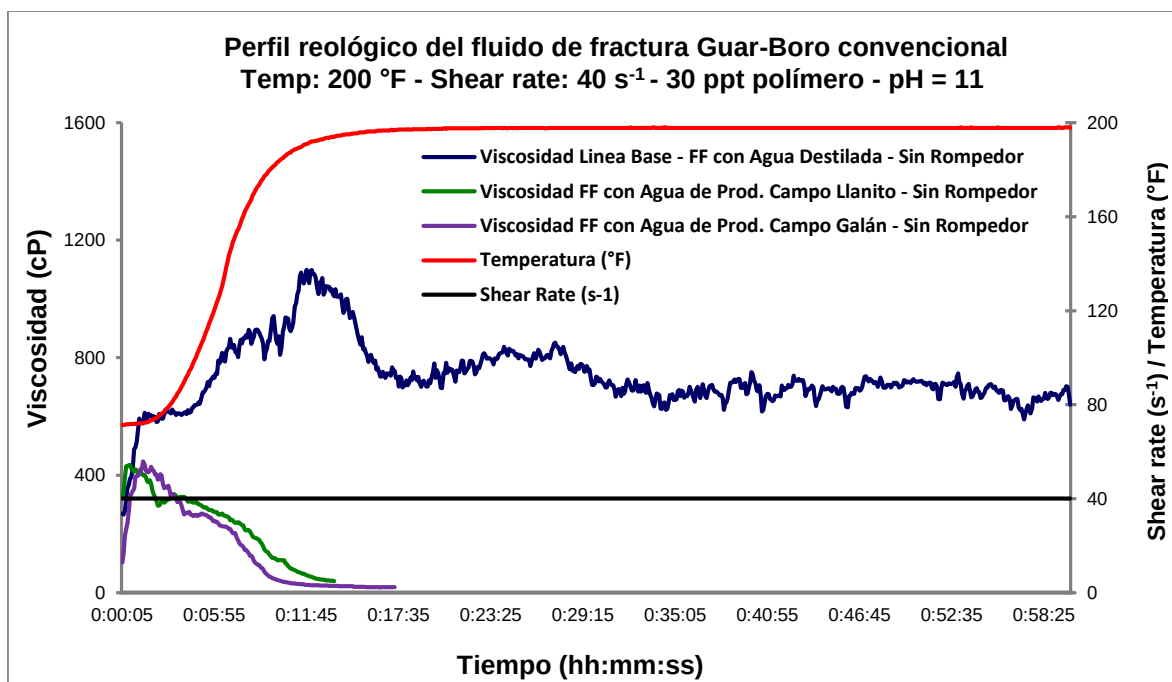


Figura 36. Línea base del perfil reológico del fluido entrecruzado Guar-Boro convencional con 30 ppt de polímero y pH = 11. Fuente: El Autor.

4.3.2 Evaluación de los componentes del agua que tienen mayor incidencia en el desempeño reológico de los fluidos de fractura Guar-Boro. Para definir los límites en la concentración de la dureza total ($\text{Ca}^{+2} + \text{Mg}^{+2}$) del agua que afectan negativamente el desempeño reológico de los fluidos de fractura entrecruzados Guar-Boro convencionales, se realizó el siguiente diseño experimental.

- Se preparó una salmuera sintética equivalente a la composición en TDS del agua de producción del campo Llanito, pero con baja dureza total (10 ppm). Posteriormente se adicionaron progresivamente cantidades de calcio hasta alcanzar una concentración de 5.000 ppm para evaluar el efecto en la reología del fluido de fractura.

- Se evaluó la estabilidad reológica del fluido de fractura con base en el valor de la viscosidad del fluido a los 30 minutos a las condiciones de prueba (temperatura y esfuerzo de corte), sin incluir el rompedor en la formulación del fluido. En la gráfica 37, se presenta el mapa de contorno de los valores de viscosidad en función de la concentración de polímero (goma guar) y la temperatura. Con base en los resultados obtenidos se seleccionó una concentración de polímero de 30 ppt para las pruebas siguientes a 200 °F.

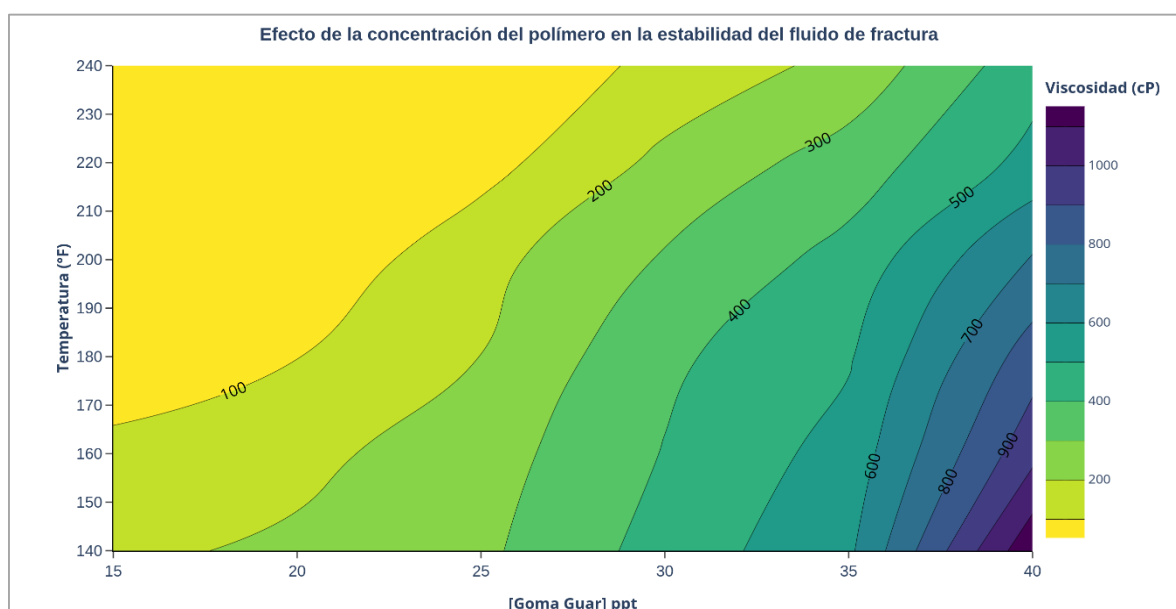


Figura 37. Efecto de la concentración de polímero (Guar) en la viscosidad del fluido convencional en función de la temperatura a pH = 11. Fuente: El Autor.

- Se evaluó la relación pH vs. concentración del entrecruzador (XL-200) que permitiera maximizar el valor de la viscosidad del fluido a los 30 minutos de prueba a una concentración de polímero de 30 ppt, temperatura de 200 °F y esfuerzo de corte constante de 40 s⁻¹. En la figura 38

se presentan los resultados a partir de los cuales se seleccionó un valor de pH de 11.5 y una concentración 3 gpt del entrecruzador XL-200.

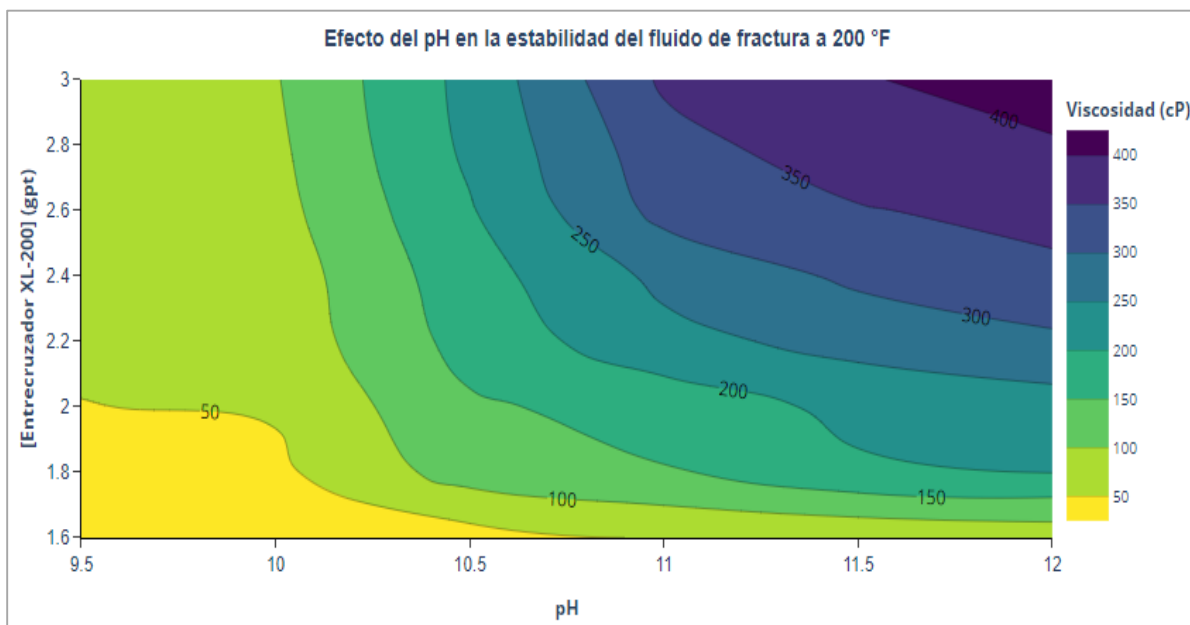


Figura 38. Efecto de la relación pH vs. Entrecruzador (XL-200) en la estabilidad del fluido Guar-Boro convencional con 30 ppt de polímero y pH = 11.5. Fuente: El Autor.

- Posteriormente utilizando las concentraciones de polímero (30 ppt), agente entrecruzador (3 gpt) y pH de 11.5, se evaluó el efecto de la concentración del ion calcio presente en el agua en la estabilidad del fluido de fractura. En la gráfica 39 se muestra el mapa de contorno de los valores de viscosidad a 30 minutos en función de la relación de la concentración del ion calcio vs. la concentración del agente buffer (R-405).

Los resultados mostraron que concentraciones promedio por encima de 500 ppm del ion calcio en el agua ocasionan la degradación prematura de la viscosidad del fluido de fractura a cualquier concentración de agente buffer. El incremento de pH debido al aumento en la concentración del

agente buffer R-405 no logra mitigar el efecto adverso que ocasiona de la concentración de calcio en la viscosidad del fluido.

Los resultados obtenidos corroboran las conclusiones de diferentes investigaciones en cuanto a la sensibilidad e incompatibilidad de los fluidos entrecruzados Guar-Boro convencionales con aguas con altas concentraciones de TDS, pero principalmente con dureza mayor a 500 ppm.

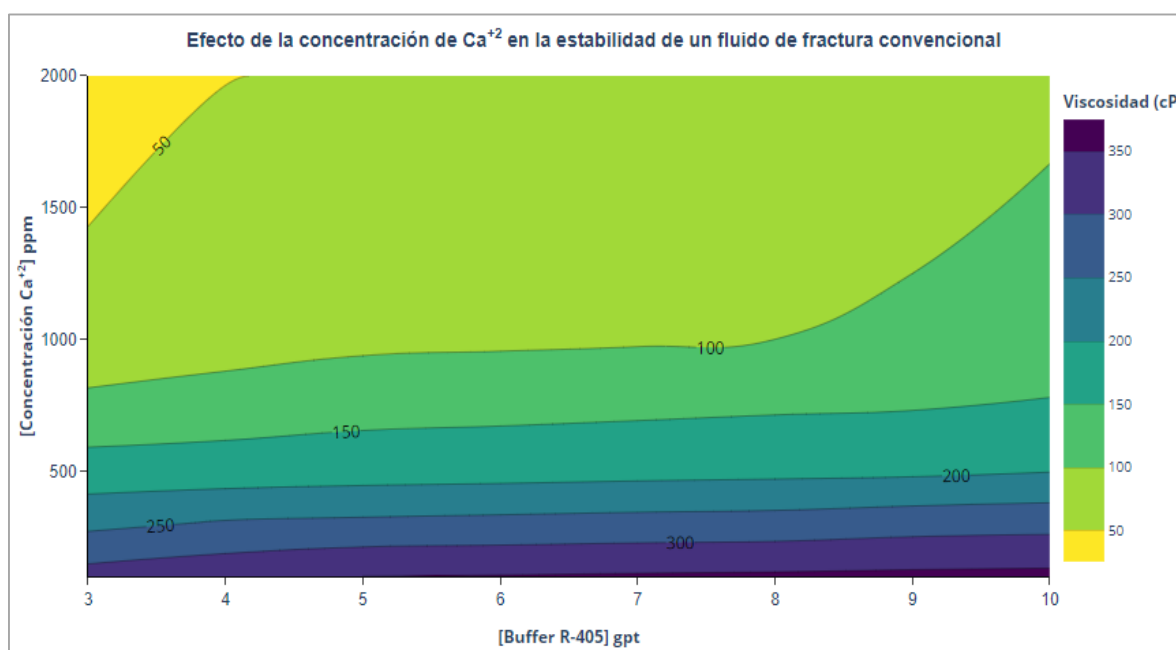


Figura 39. Efecto de la concentración del ion Ca^{+2} en el agua en la estabilidad del fluido Guar-Boro convencional con 30 ppt de polímero y $\text{pH} = 11.5$. Fuente: El Autor.

5.3.3 Modelo matemático para predecir la viscosidad relativa del fluido de fractura.

Mediante la aplicación de modelos de regresión lineal múltiple se realizó el ajuste de un modelo matemático para predecir la viscosidad relativa del fluido en función de la dureza total y la concentración de TDS en el agua a las condiciones de temperatura y esfuerzo de corte.

$$\mu_r = \alpha \mu_b$$

$$\alpha = X^A + Y T^B + Z \gamma^D$$

Donde:

μ_r : Es la viscosidad relativa del fluido (cP).

μ_b : Es la viscosidad de referencia (cP) del fluido a las condiciones de Temperatura y esfuerzo de corte.

X: Es la dureza total en ppm

A: Es una constante de correlación adimensional

Y: Esta concentración de TDS en ppm

T: Es la temperatura en °F

B: Es una constante de correlación

Z: Es una constante de correlación

γ : Es el esfuerzo de corte en s^{-1}

D: Es una constante de correlación

En las siguientes figuras 40, 41 y 42 se presentan los valores de viscosidad relativa calculada para el fluido de fractura con 30 ppt de polímero y pH = 11.5 a temperatura de 170, 200 y 230 °F en función de la dureza total del agua a concentración constante de TDS y esfuerzo de corte de 40 s^{-1} . Los valores de μ_b son los valores de viscosidad del fluido de fractura preparado utilizando

agua destilada, los cuales son tomados a los 30 minutos cuando la viscosidad se encuentra estabilizada a la temperatura de prueba.

Las diferencias en los valores de μ_b se deben a la reducción de la viscosidad por efecto de la temperatura (170, 200 y 230 °F). No obstante, en los tres casos se observa que el principal efecto de la degradación de la viscosidad ocurre a concentraciones de dureza total por encima de 500 ppm de acuerdo a lo observado experimentalmente.

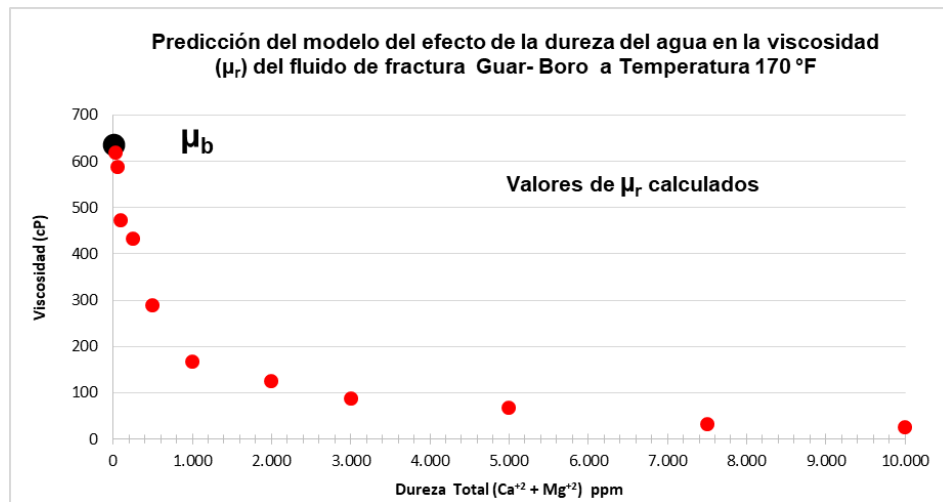


Figura 40. Predicción del modelo de la viscosidad relativa del fluido de fractura en función de la dureza total del agua a 170 °F. Fuente: El Autor.

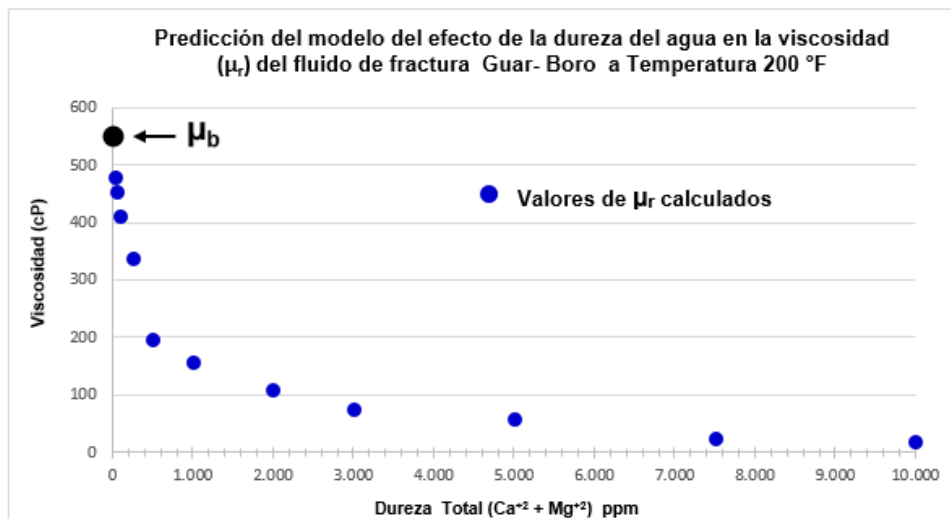


Figura 41. Predicción del modelo de la viscosidad relativa del fluido de fractura en función de la dureza total del agua a 200 °F. Fuente: El Autor.

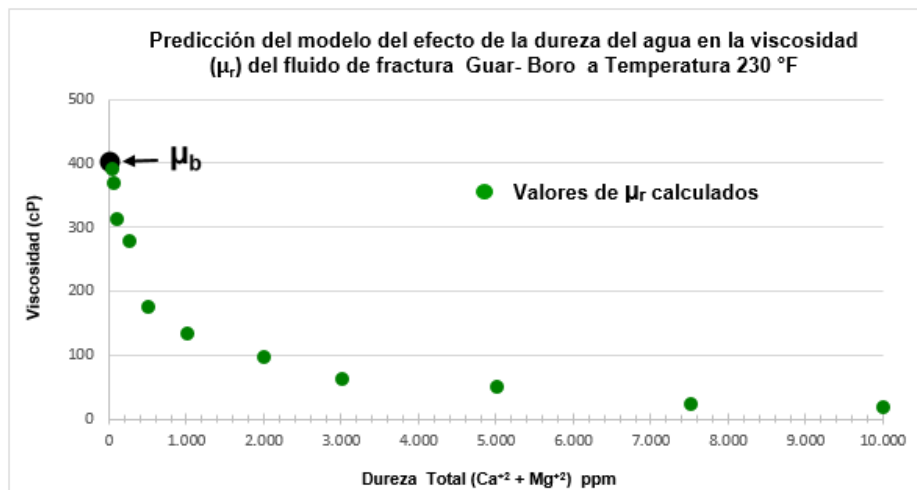


Figura 42. Predicción del modelo de la viscosidad relativa del fluido de fractura en función de la dureza total del agua a 230 °F. Fuente: El Autor.

En la figura 43 se presenta la correlación de valores de viscosidad medidos vs. los valores calculados para el fluido de fractura Guar-Boro utilizando aguas con concentraciones de dureza total de 25, 100, 500 y 1000 ppm.

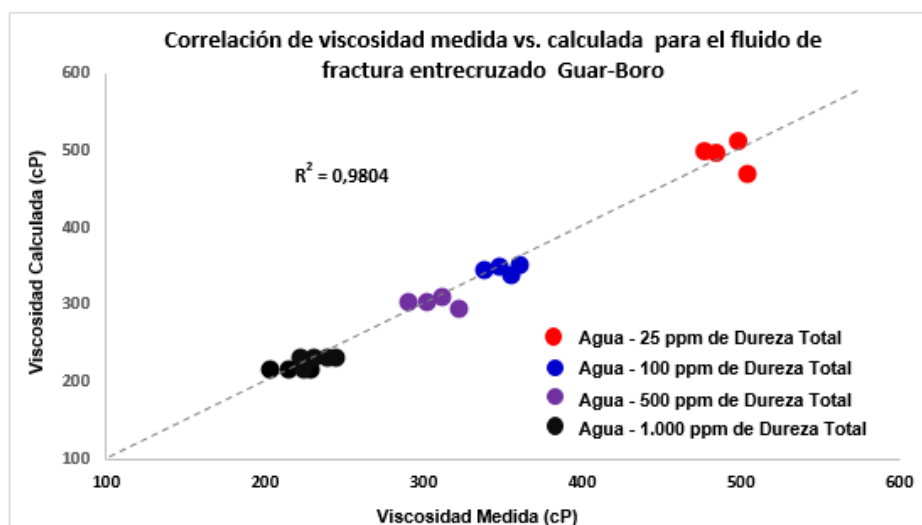


Figura 43. Correlación de la viscosidad medida vs. la viscosidad calculada para el fluido de fractura. Fuente: El Autor.

En general se observa un buen nivel de ajuste del modelo con un $R^2 = 0.9804$.

5.3.3.1 Restricciones del modelo

- El modelo no contempla la variable de tiempo en el cambio de la viscosidad, pero con base en los datos experimentales de μ_b , estima un valor puntual promedio de viscosidad relativa μ_r del fluido una vez que ha alcanzado la temperatura de prueba en función de la concentración de TDS y la dureza total del agua.
- Los valores de μ_b son medidos a condición de esfuerzo de corte constante de 40 s^{-1} y los valores calculados de μ_r ajustan en el rango entre 10 y 100 s^{-1} .
- El modelo no contempla el efecto de los aditivos rompedores en la composición del fluido de fractura, los cuales tiene por función hacer decrecer la viscosidad del fluido en el tiempo hasta alcanzar la degradación de la viscosidad o rompimiento total del fluido.
- El modelo permite cuantificar el efecto de la reducción de la viscosidad por efecto de los parámetros de composición de agua (TDS y dureza) a las condiciones de temperatura y esfuerzo de corte definidos.
- El modelo aplica para la composición química genérica Guar-Boro del fluido de fractura considerado en este proyecto. No obstante, para formulaciones de fluidos de fractura que incorporen en su formulación aditivos que ocasionan que los resultados obtenidos se desvíen, es necesario realizar la calibración de los parámetros de ajuste del modelo.

5.4 Diseño de Fluido de Fractura Entrecruzado Guar-Boro Compatible con Agua de Producción y Flowback

Con base en los resultados de la simulación de la tendencia incrustante de las aguas de producción de los campos Llanito y Galán, se evidenció la necesidad de incorporar dentro de la formulación del nuevo fluido de fractura (Guar-Boro modificado) un inhibidor para evitar la formación de incrustaciones de carbonato de calcio.

5.4.1 Evaluación de inhibidor de incrustaciones. La evaluación de un producto inhibidor de incrustaciones para prevenir la precipitación de carbonato de calcio fue realizada a las condiciones de pH, temperatura y presión a las que estará sometido el fluido de fractura en el fondo del pozo. Las condiciones fueron las siguientes:

- Temperatura: 200 °F
- Presión: 3.000 psi
- pH del agua: 10

La evaluación experimental permitió corroborar los resultados de la simulación de la tendencia incrustante en las aguas de producción de Llanito y Galán. En las gráficas 44 y 45, se observa el incremento del diferencial para el Blanco (curva en rojo - sin inhibidor de incrustaciones) a un tiempo promedio de 12 min, lo cual señala el taponamiento de la tubería o capilar en el equipo debido a la formación del precipitado de carbonato de calcio. En el caso del agua de producción

del campo Llanito la concentración mínima de ML-3550 para prevenir la formación de CaCO_3 a las condiciones de prueba fue de 10 ppm, con lo cual luego de 30 min de prueba no se observó incremento en el diferencial de presión (figura 44). En el caso del agua de producción del campo Galán la concentración mínima encontrada fue de 15 ppm de ML-3550 (figura 45).

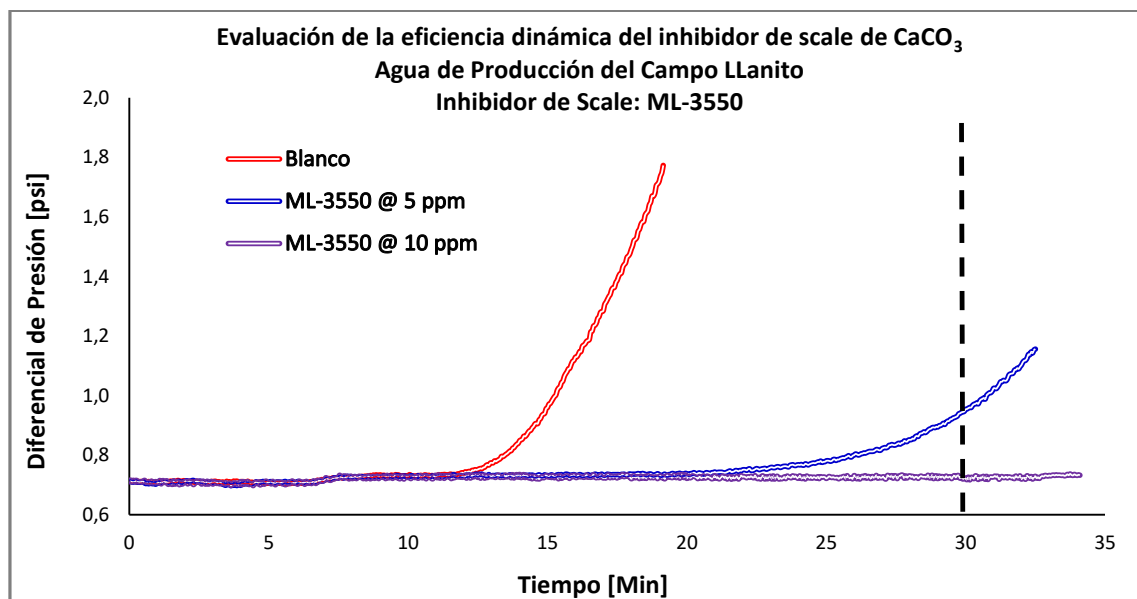


Figura 44. Evaluación del inhibidor de incrustaciones ML-3550 con el agua de producción del campo Llanito. Fuente: El Autor.

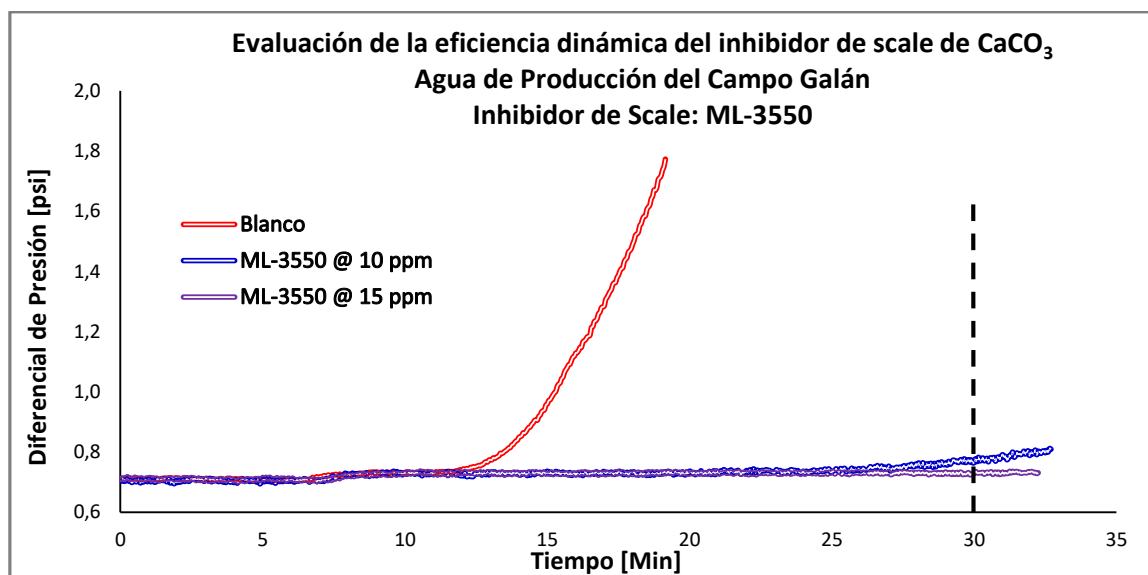


Figura 45. Evaluación del inhibidor de incrustaciones ML-3550 con el agua de producción del campo Galán. Fuente: El Autor.

5.4.2 Diseño de la formulación y evaluación reológica de un fluido de fractura entrecruzado Guar-Boro modificado compatible con las aguas de producción. Con base en el hecho de que las propiedades reológicas de los fluidos de fractura a base de goma guar o sus derivados, entrecruzados con sales de boro (Guar-Boro) son afectadas negativamente por la presencia en el agua de iones divalentes, entre los que se encuentran principalmente, el Ca^{+2} y Mg^{+2} , se realizó el análisis del mecanismo químico por el cual la presencia de estos iones causa interferencia durante el proceso de reticulación a condiciones de pH básico y se propuso una nueva composición química para este tipo de fluidos con el objetivo de posibilitar el uso de aguas de producción y retorno post-fractura (flowback) con hasta 250.000 ppm de TDS y dureza total del orden de 10.000 ppm. En la tabla 8 se presenta la formulación general del nuevo fluido de fractura.

Tabla 8.

Formulación del fluido entrecruzado Guar-Boro modificado

Producto	Función	Concentración	Unidades
Agua	Fluido base	1000	gpt
M-300	Bactericida	0.15	gpt
CC-30	Inhibidor de arcillas	3	gpt
ML-3550	Inhibidor de Incrustaciones	2	gpt
G-500	Polímero	30	ppt
S-200	Surfactante	2	gpt
BCA-105	Buffer	5 - 10	gpt
XL-400	Entrecruzador	2.5 – 3.5	gpt
K-900	Rompedor	0	gpt

Fuente: El Autor.

Con respecto a la formulación del fluido Guar-Boro convencional, se incluyó en la nueva formulación un inhibidor de incrustaciones de CaCO_3 y se reemplazaron el agente buffer R405 por

el BCA-105 para ajustar el pH y el entrecruzador XL-200 por el XL-400 con el fin de reducir la interferencia ocasionada por la presencia de iones divalentes en el agua en el proceso de reticulación química del fluido y mejorar la estabilidad de la viscosidad del mismo.



Figura 46. Fluido de fractura Guar-Boro modificado preparado con el agua de producción del campo Llanito. Fuente: El Autor.

En las figuras 47 y 48 se presentan los resultados del perfil reológico del fluido de fractura Guar-Boro modificado utilizando el agua de producción del campo Llanito a condiciones de esfuerzo de corte constante (40 s^{-1}) y variable (API RP-39). La gráfica presenta un perfil de estabilidad de la viscosidad (curva verde) en la cual no se incluye agente rompedor en la formulación del fluido y que tiene por objeto evaluar la resistencia del fluido a la degradación de la viscosidad en el tiempo a las condiciones de la prueba. Luego se realiza la evaluación de la misma formulación incluyendo una concentración definida de agente rompedor (curva azul) para ajustar el tiempo en el que la viscosidad del fluido debe descender y alcanzar lo que se conoce como el rompimiento del fluido, es decir la condición en la cual las cadenas del polímero y los enlaces químicos con el

entrecruzador son irreversiblemente degradados y la viscosidad del fluido alcance valores muy bajos (menores a 50 cP) para que el fluido pueda ser recuperado a superficie luego del proceso de fracturamiento hidráulico en lo que se conoce como la etapa de flowback del pozo.

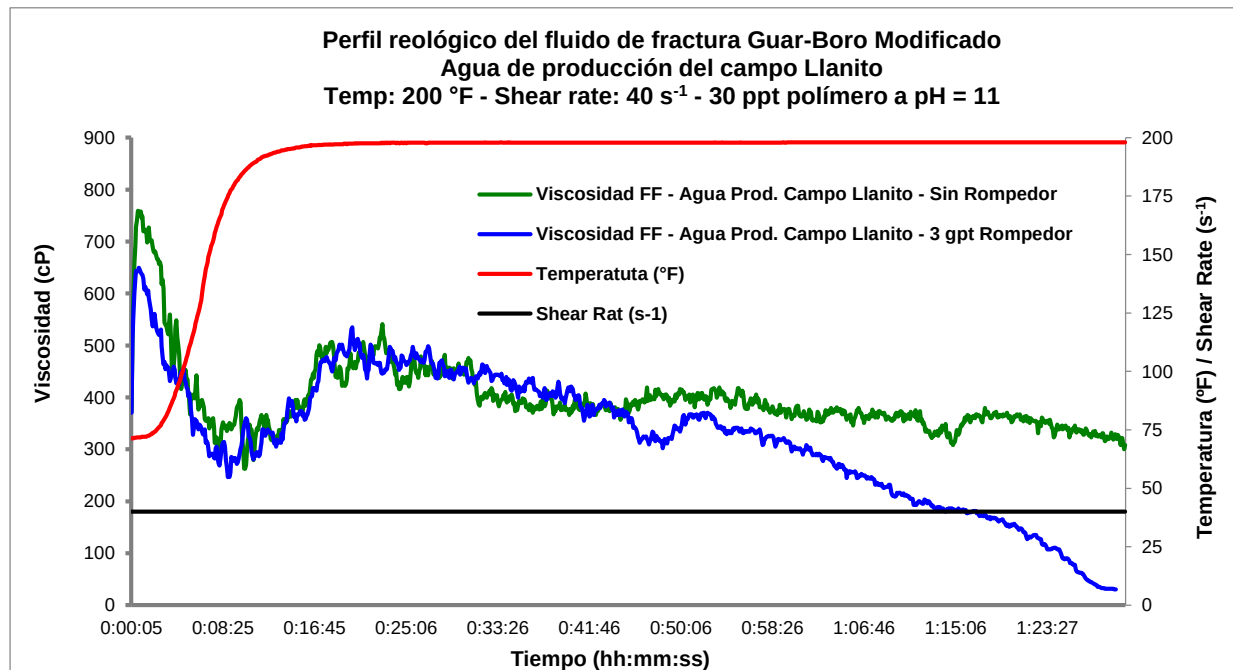


Figura 47. Perfil reológico del fluido Guar-Boro modificado utilizando el agua de producción del campo Llanito a shear rate constante de 40 s⁻¹. Fuente: El Autor.

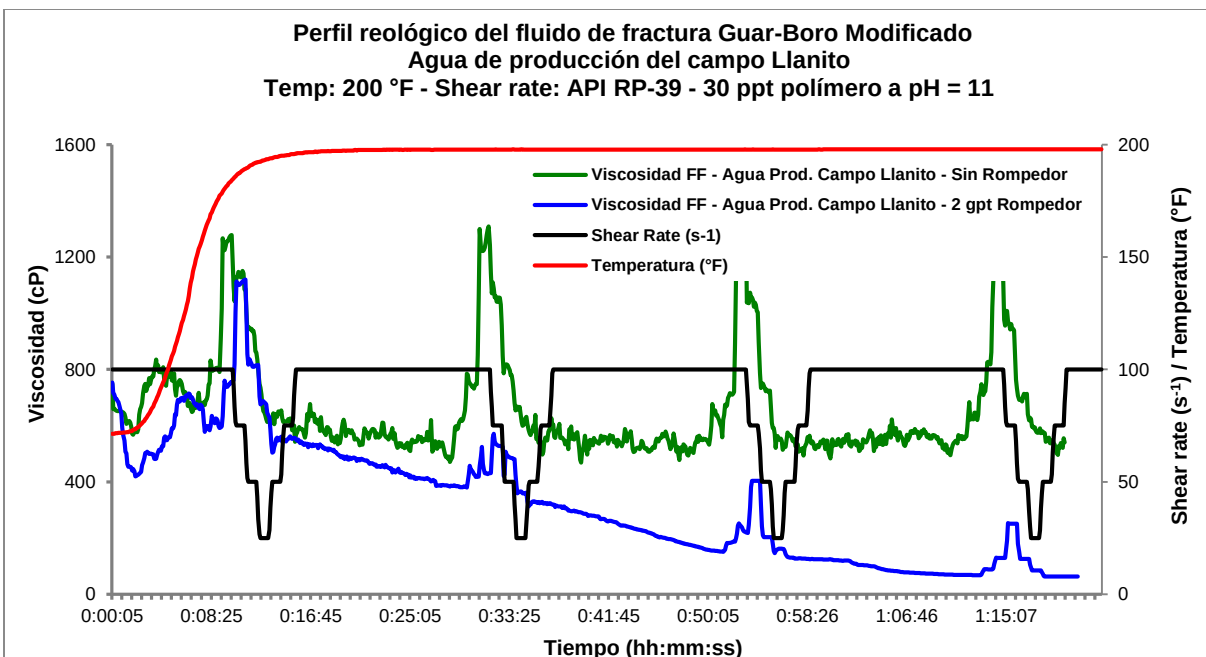


Figura 48. Perfil reológico del fluido Guar-Boro modificado utilizando el agua de producción del campo Llanito a shear rate variable API RP-39. Fuente: El Autor.

En las figuras 49 y 50 se presentan los resultados del perfil reológico del fluido de fractura Guar-Boro modificado utilizando el agua de producción del campo Galán a condiciones de esfuerzo de corte constante ($40 s^{-1}$) y variable (API RP-39).

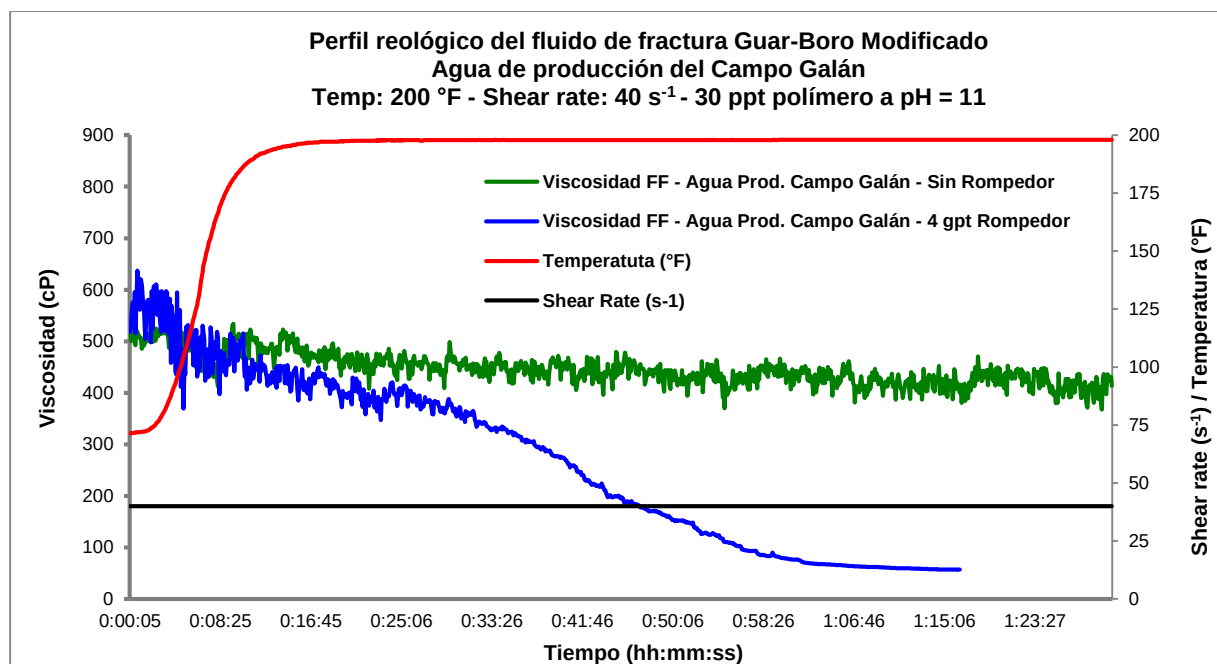


Figura 49. Perfil reológico del fluido Guar-Boro modificado utilizando el agua de producción del campo Galán a shear rate constante de 40 s⁻¹. Fuente: El Autor.

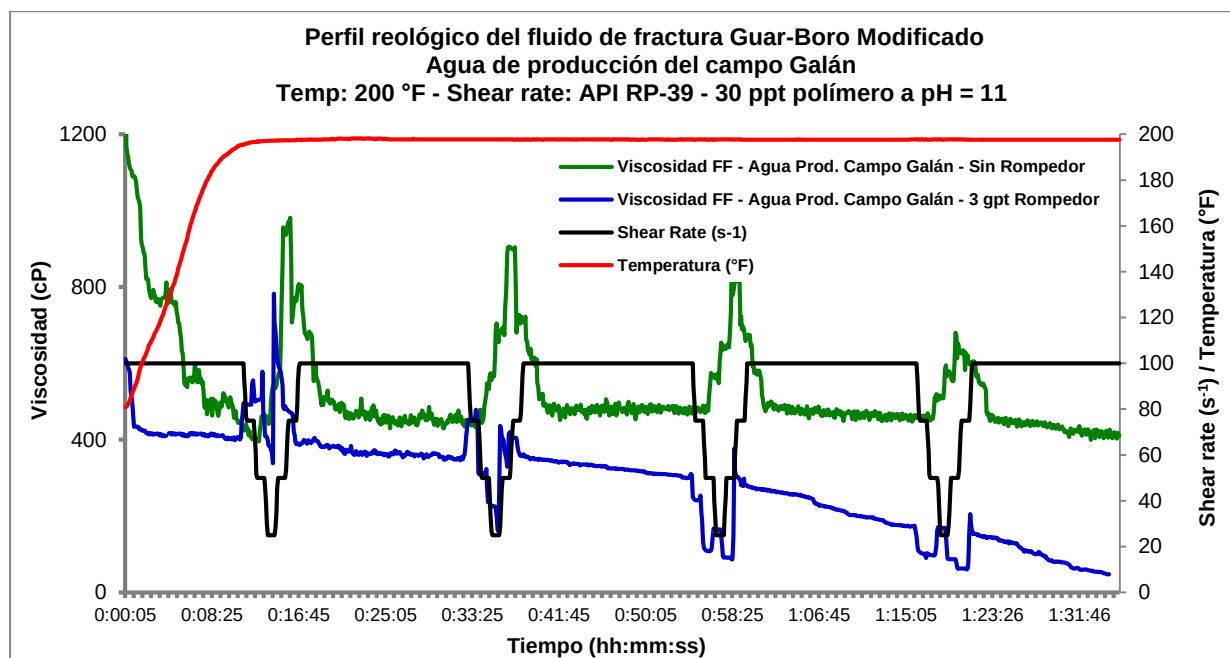


Figura 50. Perfil reológico del fluido Guar-Boro modificado utilizando el agua de producción del campo Llanito a shear rate variable API RP-39. Fuente: El Autor.

5.4.3 Definición y preparación de salmueras sintéticas de composición equivalente al agua de retorno (flowback). En Colombia actualmente no se tiene información de referencia de cuál podría ser la composición del agua de retorno (flowback) que se obtendría en superficie posterior al proceso de fracturamiento hidráulico en los yacimientos en roca generadora en el área del VMM. Por lo tanto, con base en la información disponible de la composición típica del flowback en las diferentes cuencas de los Estados Unidos, se prepararon en el laboratorio dos tipos de aguas de flowback sintéticas con concentraciones de TDS de 100,000 y 250,000 ppm en promedio. En cada una de estas muestras se varió la concentración de calcio y magnesio con el fin de evaluar el desempeño del fluido propuesto en un escenario con alta concentración de TDS y con concentraciones de calcio y magnesio entre 100 y 5,000 ppm. En la Tabla 9 se presenta la composición del flowback sintético.

Tabla 9.

Composición del flowback sintético

Composición	Flowback sintético	
	100,000 ppm TDS	250,000 ppm TDS
Gravedad Especifica	1.07	1.17
pH	6.68	7.51
Bicarbonatos (ppm)	192	717
Cloruros (ppm)	65,800	174,900
Sulfatos (ppm)	23	63
Calcio (ppm)	10 - 10,000	10 - 10,000
Magnesio (ppm)	10 - 5,000	10 - 5,000
Bario (ppm)	52	94.8
Estroncio (ppm)	230	179
Hierro (ppm)	2.89	8.7
Sílice (ppm)	0.11	0.15
Boro (ppm)	13.1	27.1
Potasio (ppm)	977	273
Sodio (ppm)	28.780	69.400

Fuente: El Autor.

5.4.4 Diseño de la formulación y evaluación reológica de un fluido de fractura entrecruzado Guar-Boro modificado compatible con las salmueras de flowback sintéticas.

Para realizar el ajuste de la formulación del fluido de fractura, principalmente en cuanto a las concentraciones óptimas del entrecruzador XL-400 y el agente buffer BCA-105, se construyeron los mapas de contorno de viscosidad para diferentes composiciones del fluido. En la gráfica 51 se presenta la variación la viscosidad inicial del fluido (viscosidad registrada a los 10 minutos una vez que se ha alcanzado la temperatura de prueba) en función de la relación de concentración del XL-400 y el BCA-105 utilizando 30 ppt de polímero a 200 °F y esfuerzo de corte de 40 s⁻¹.

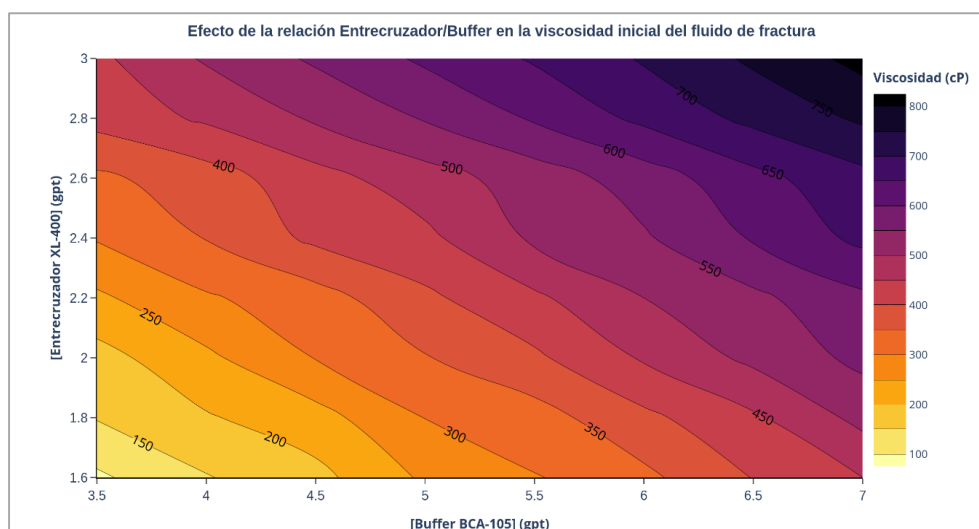


Figura 51. Efecto de la relación XL-400 / BCA-105 en la viscosidad inicial del fluido Guar-Boro.
Fuente: El Autor.

En la figura 52 se presenta la estabilidad del fluido (viscosidad registrada a los 30 minutos de prueba) en función de la relación de concentración del XL-400 y el BCA-105 utilizando 30 ppt de polímero a 200 °F y esfuerzo de corte de 40 s⁻¹. Con base en los resultados obtenidos se seleccionó una concentración de 3 gpt del entrecruzador XL-400 para las siguientes pruebas.

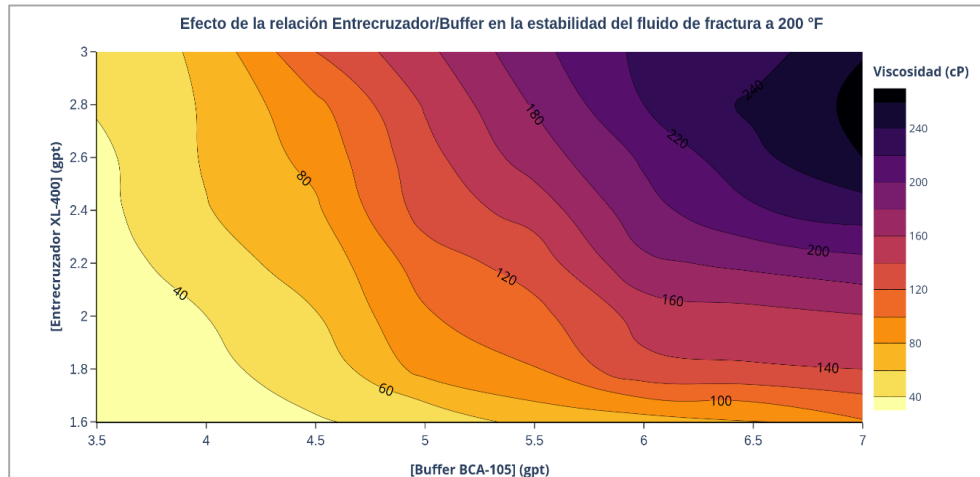


Figura 52. Efecto de la relación XL-400 / BCA-105 en la estabilidad de la viscosidad @ 30 min del fluido Guar-Boro modificado. Fuente: El Autor.

En la Figura 52 se presenta la estabilidad del fluido (viscosidad registrada a los 30 minutos de prueba) en función de la concentración del ion calcio presente en el agua y la concentración del BCA-105 utilizando en la formulación del fluido.

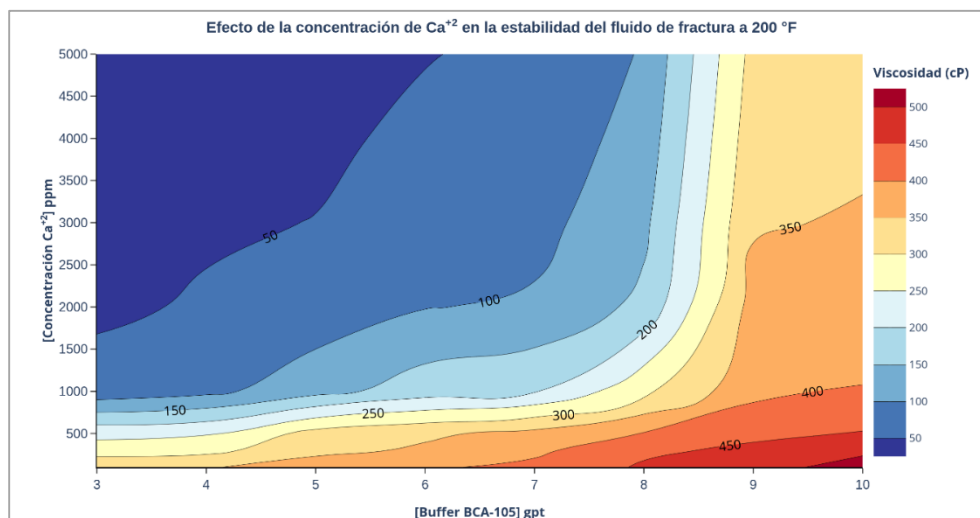


Figura 53. Efecto del ion Ca^{+2} en la estabilidad de la viscosidad del fluido Guar-Boro. Fuente: El Autor.

En la Figura 53 se presenta la estabilidad del fluido (viscosidad registrada a los 30 minutos de prueba) en función de la concentración del ion magnesio presente en el agua y la concentración del BCA-105 utilizando en la formulación del fluido.

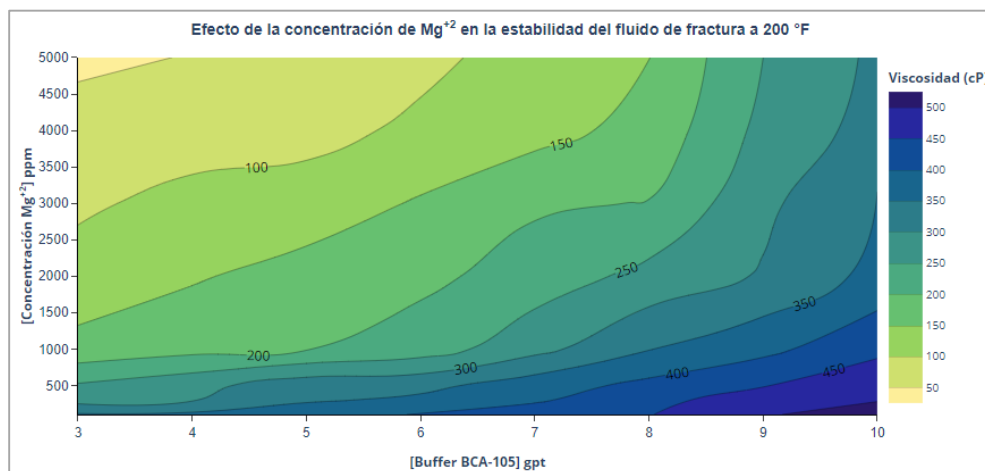


Figura 54. Efecto del ion Mg^{+2} en la estabilidad de la viscosidad del fluido Guar-Boro.

Fuente: El Autor.

Con base en los resultados se evidenció que cuando el agua contiene concentraciones de calcio y magnesio mayores 3.000 ppm es necesario utilizar una concentración del agente buffer BCA-105 entre 8 y 10 gpt para lograr conseguir la estabilidad del fluido y mantener valores de viscosidad mayores entre 250 y 350 cP a la temperatura de 200 °F y la composición del flowback sintético utilizado. No obstante, estas concentraciones requeridas podrían llegar a ser menores en función de la reducción de la temperatura y el mejoramiento en las características del agua utilizada para la preparación del fluido de fractura, ya sea agua de producción, flowback o en general cualquier agua industrial.

En las figuras a continuación se presentan los resultados de los perfiles reológicos del fluido de fractura Guar-Boro modificado utilizando el agua de flowback sintético con 100,000 y 250.000

ppm de TDS y concentraciones de calcio y magnesio de 5,000 ppm (10,000 ppm de dureza total) utilizando las concentraciones ajustadas para la formulación.

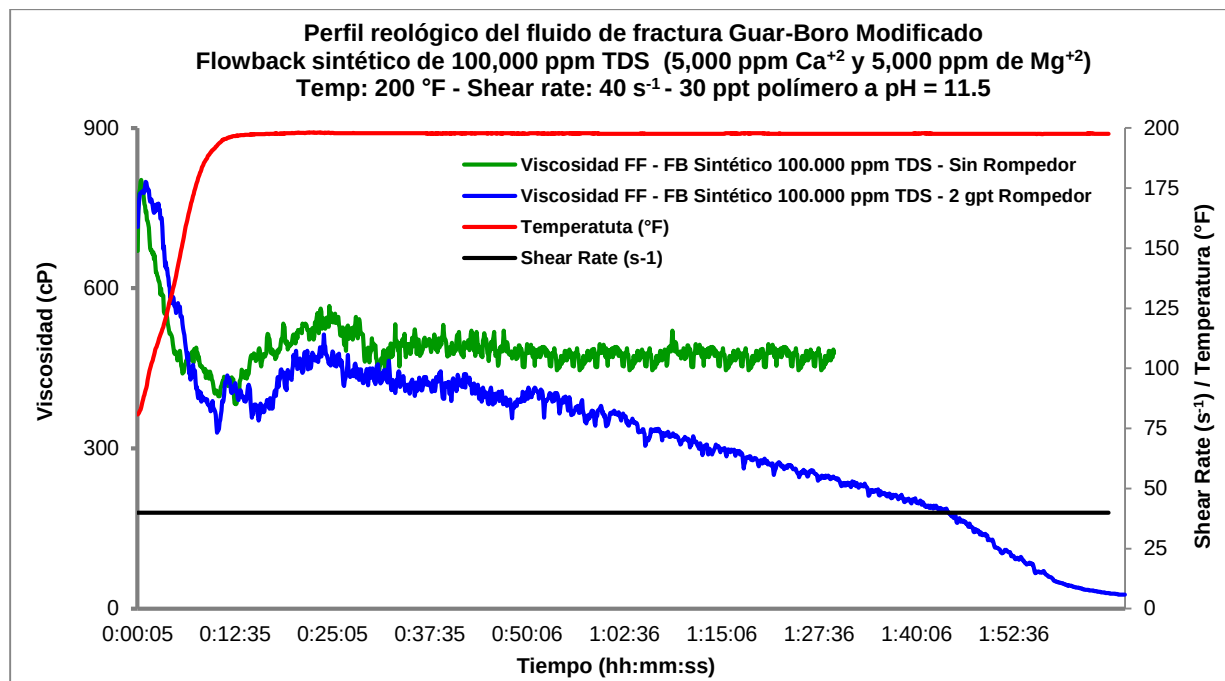


Figura 55. Perfil reológico del fluido Guar-Boro modificado utilizando el flowback sintético de 100.000 ppm TDS y 10,000 ppm de Dureza total a 40 s^{-1} . Fuente: El Autor.

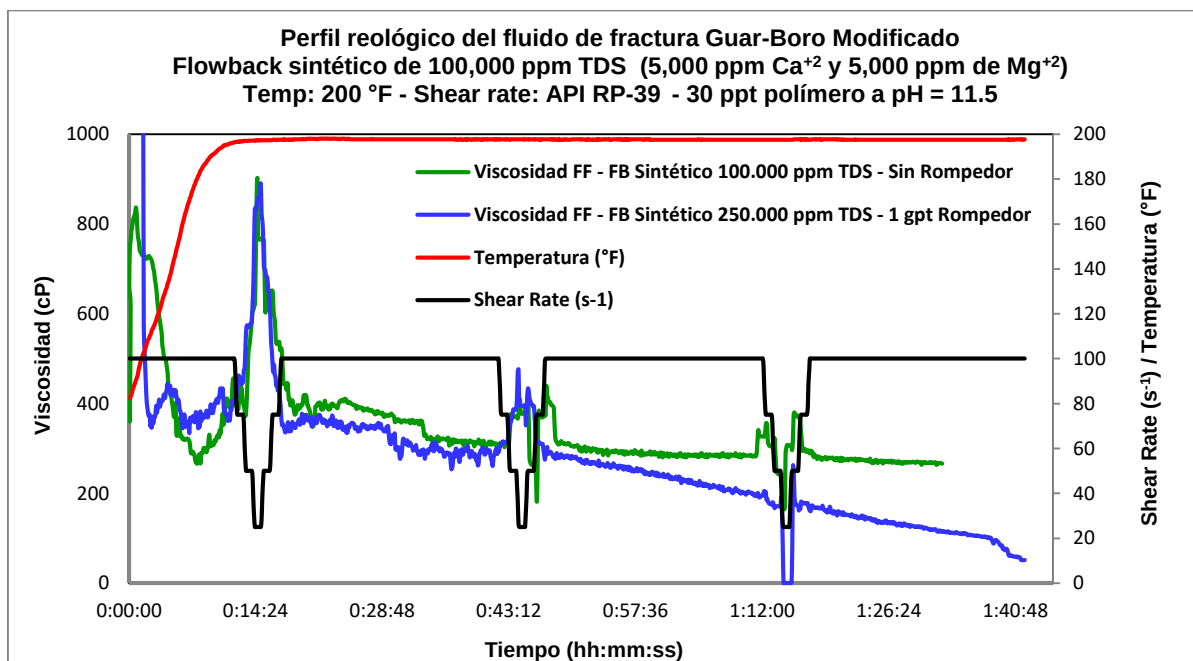


Figura 56. Perfil reológico del fluido Guar-Boro modificado utilizando el flowback sintético de 100.000 ppm TDS y 10,000 ppm de Dureza total a shear rate variable. . Fuente: El Autor.

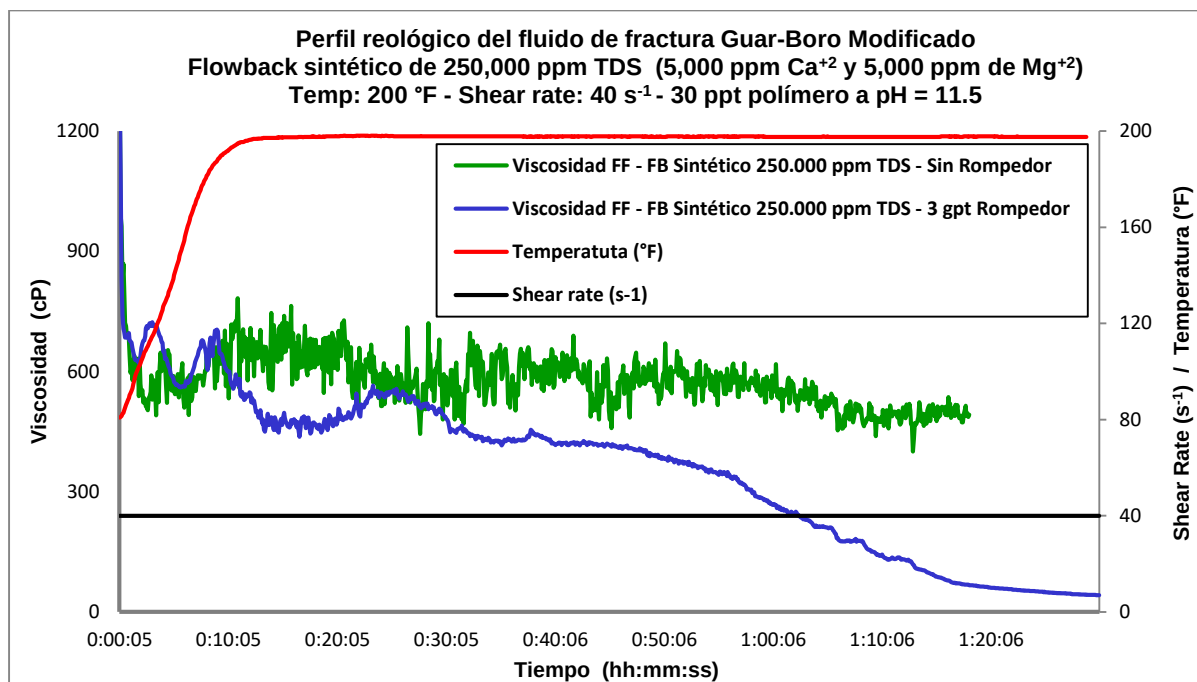


Figura 57. Perfil reológico del fluido Guar-Boro modificado utilizando el flowback sintético de 250.000 ppm TDS y 10,000 ppm de Dureza total a 40 s^{-1} . Fuente: El Autor.

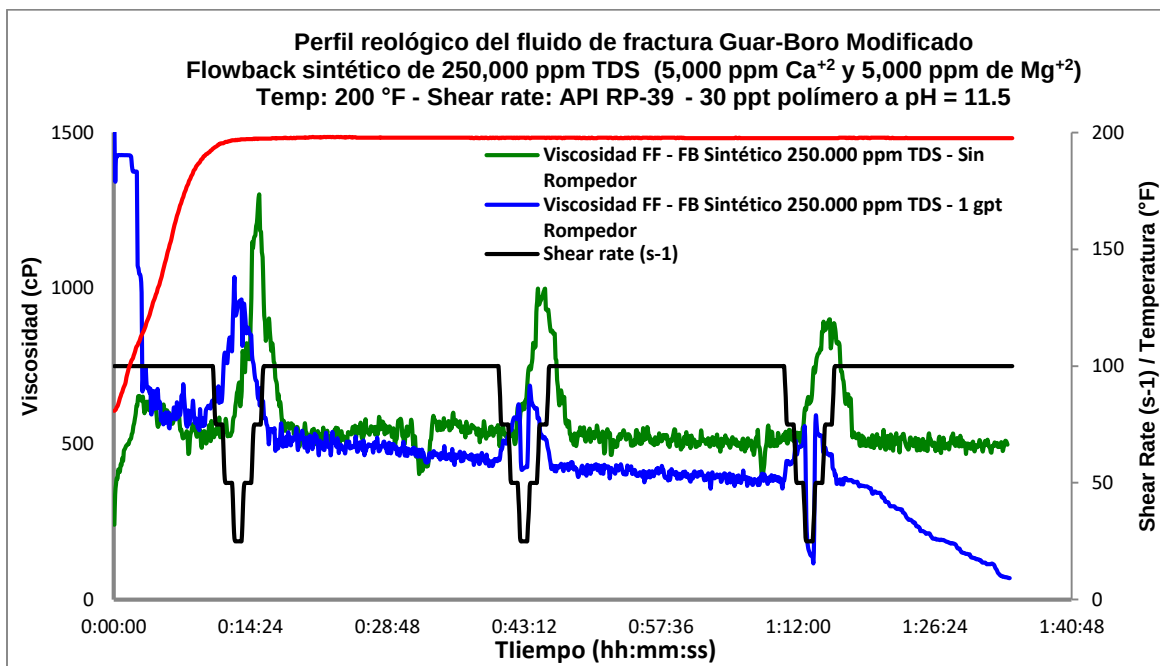


Figura 58. Perfil reológico del fluido Guar-Boro modificado utilizando el flowback sintético de 250.000 ppm TDS y 10,000 ppm de Dureza total a shear rate variable. Fuente: El Autor.

5.4.5 Evaluación del retorno de permeabilidad del fluido de fractura Guar-Boro modificado en un empaque de propante cerámico de tamaño 30/50. Se realizó una prueba de desplazamiento (coreflooding) para evaluar la reducción en la permeabilidad de la fractura ocasionada por el fluido de fractura. Se evaluó la permeabilidad de un medio poroso que simula la fractura, antes y después de inyectar el fluido (retorno de permeabilidad). En la figura 59 se presenta el montaje para la realización de la prueba.

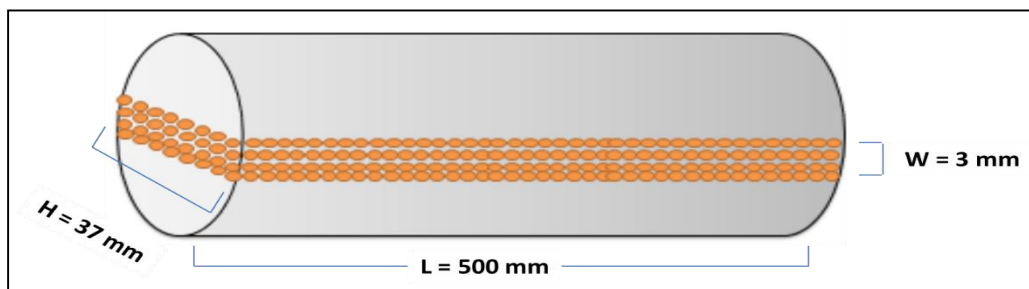


Figura 59. Montaje para la realización de la prueba. Fuente: El Autor.

Las condiciones de operación para la prueba de desplazamiento fueron las siguientes:

- Temperatura: 200 °F
- Back Presurre: 550 psi
- Confinamiento: 2,000 psi
- Caudal: 5, 7.5 y 10 cc/min

El procedimiento de la prueba fue el siguiente:

- Saturación del empaque con salmuera de KCl 1% filtrada a 0.45 μm .
- Adecuación del sistema a las condiciones de presión y temperatura de prueba.

- Realizar desplazamiento de salmuera de KCl 1% a caudales de 5, 7.5 y 10 cc/min. Realizar la determinación del ΔP para calcular la permeabilidad del empaque de propante (línea base).
- Inyección de un volumen poroso del fluido de fractura a un caudal de 2 cc/min.
- Cerrar el sistema por 24 horas para permitir el rompimiento del fluido de fractura (degradación de la viscosidad).
- Realizar desplazamiento de salmuera de KCl 1% a caudales de 5, 7.5 y 10 cc/min. Realizar la determinación del ΔP para calcular la permeabilidad del empaque de propante posterior a la inyección del fluido de fractura.
- Cuantificar la reducción de la permeabilidad por efecto del fluido de fractura.

En la Figura 60 se presentan los valores de permeabilidad del empaque de propante a las condiciones de la prueba, antes y después de la inyección del fluido de fractura. La reducción en la permeabilidad post-inyección del fluido de fractura fue del 22%, el cual es un valor que se encuentra dentro del rango normalmente observado de afectación de la permeabilidad causado por los fluidos entrecruzados Guar-Boro.

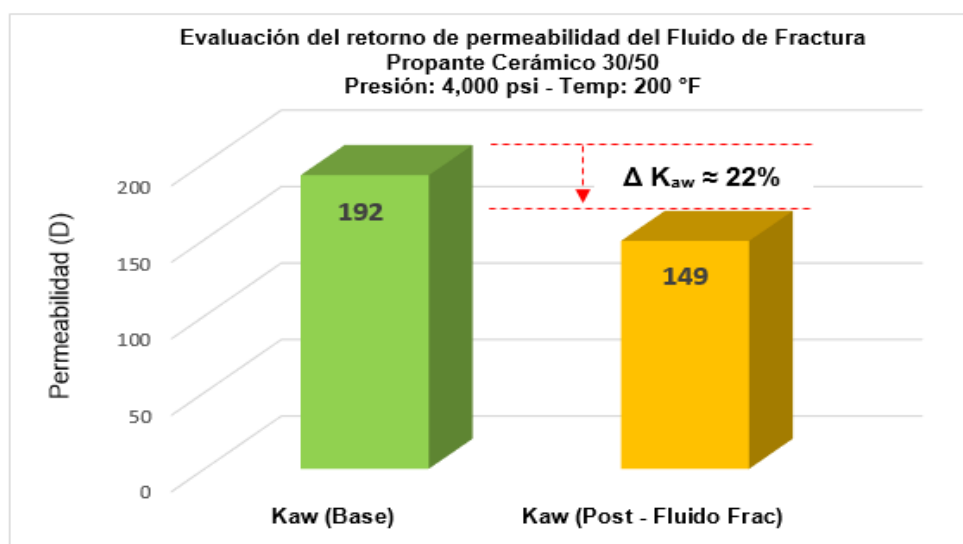


Figura 60. Permeabilidad retenida del empaque de propante. Fuente: El Autor. Fuente: El Autor.

6. Conclusiones

El desarrollo del presente trabajo de maestría ha permitido llegar a las siguientes conclusiones:

- Las características fisicoquímicas de las aguas de producción de los campos del VMM presentan composiciones con alta concentración de sólidos totales disueltos y dureza, que afectan el desempeño reológico de los fluidos entrecruzados Guar-Boro Convencionales.
- El modelo matemático propuesto permite predecir el valor de la viscosidad aparente del fluido de fractura en función principalmente de la concentración de TDS y dureza del agua, lo cual constituye una herramienta útil para definir la estrategia de uso de agua de acuerdo con los tipos de fluidos de fractura planean utilizar en el proceso u operación.
- Se realizó el diseño de la formulación de un fluido de fractura entrecruzado Guar-Boro que puede ser preparado utilizando aguas de producción y otras fuentes de agua con concentraciones de TDS del orden de 250,000 ppm y con dureza de hasta 10,000 ppm, presentando resultados de desempeño reológico y retorno de permeabilidad comparables con los resultados típicamente observados con fluidos tradicionales Guar-Boro, pero que requieren utilizar agua dulce para su preparación.
- El diseño de fluidos de fractura utilizando 100% agua de producción o retorno post-fractura requiere llevar a cabo una rigurosa evaluación experimental con el objetivo de asegurar su compatibilidad con la roca y los fluidos del yacimiento para evitar la generación de daño de formación o aseguramiento de flujo que puedan causar un impacto negativo en la productividad de los pozos.

- La disponibilidad de aguas de formación de los campos actualmente en producción en el área del Valle Medio Magdalena, las aguas industriales y otras no aptas para consumo humano, constituyen una fuente de agua útil que puede ser utilizada en la preparación de los fluidos de fractura en un escenario de explotación de los yacimientos en roca generadora en esta región del país.
- La alternativa de reúso de las aguas de producción y retorno post-fractura (flowback) permitiría reducir los impactos ambientales asociados a la demanda de agua para las operaciones de fracturamiento hidráulico, además de ayudar a la industria en la consecución de la licencia social para operar por parte de las comunidades, evitando la competencia por las fuentes de agua superficial y subterránea apta para el consumo humano.

7. Recomendaciones

Con base en el análisis de los resultados y las conclusiones del presente estudio se precisan las siguientes recomendaciones para trabajos futuros.

- Realizar una evaluación integral del ciclo del agua en la región del VMM para cuantificar la cantidad de agua de producción disponible que puede ser eventualmente utilizada para el desarrollo de los yacimientos en roca generadora.
- Considerar la alternativa de realizar mezclas de diferentes fuentes de agua no aptas para consumo humano disponibles en el VMM y evaluar experimentalmente el impacto en la composición de la mezcla en las propiedades de los fluidos de fractura.

Referencias Bibliograficas

- Ahmed, Ibraheem A, Christine Ehlig-economides, and A Texas. 2013. "Investigation of Created Fracture Geometry through Hydraulic Fracture Treatment Analysis," no. 2012.
- Ahmed, U, and Baker Hughes. 2014. "Optimized Shale Resource Development : Balance Between Technology and Economic Considerations Introduction : The Conceptual Balance between Technology and Cost."
- Al-Muntasheri, Ghaithan A. 2014. "A Critical Review of Hydraulic Fracturing Fluids over the Last Decade," no. April: 16–18. <https://doi.org/10.2118/169552-ms>.
- Ba Geri, Mohammed, Abdulmohsin Imqam, Andrey Bogdan, and Lingjuan Shen. 2019. "Investigate the Rheological Behavior of High Viscosity Friction Reducer Fracture Fluid and Its Impact on Proppant Static Settling Velocity." *Society of Petroleum Engineers - SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium 2019, OKOG 2019*.
- Barati, Reza, and Jenn Tai Liang. 2014. "A Review of Fracturing Fluid Systems Used for Hydraulic Fracturing of Oil and Gas Wells." *Journal of Applied Polymer Science* 131 (16): 1–11. <https://doi.org/10.1002/app.40735>.
- Bonapace, J, M Giglio, J Moggia, A Krenz, and Pan American Energy. 2012. "SPE 151819 Water Conservation : Reducing Freshwater Consumption by Using Produced Water for Base Fluid in Hydraulic Fracturing – Case Histories in Argentina."
- Brannon, Harold D, Charles E Bell, Baker Hughes Incorporated, and S P E Members. 2011. "SPE 147485 Eliminating Slickwater Compromises for Improved Shale Stimulation," no. November.

- Bu, Tao, Fu Chen, Xuemei He, Yang Yang, and Wanlu Wang. 2018. “Researching the Complexing Conditions of Residual Boron in Produced Water from Oil & Gas Fields.” *Process Safety and Environmental Protection* 116: 254–61. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2018.02.013>.
- Bukovac, Tomislav, Aulia Akbari, Nihat M Gurmen, Nagendra Mehrotra, and Ibrahim Alabi. 2016. “SPE-183426-MS Unconventional Fracturing Fluids for Unconventional Reservoir Challenges Challenges for Fracturing Fluids.”
- California Council on Science and Technology. Lawrence Berkeley National laboratory. Pacific Institute. 2016. *Advanced Well Stimulation Technologies in California*. <http://ccst.us/publications/2014/160708-blm-report.pdf>.
- Campos, V P P De, and E C Sansone. 2018. “Hydraulic Fracturing Proppants (Propantes Para Fraturamento Hidráulico)” 64: 219–29.
- Carrillo, Lucio. 2011. “Esquistos Bituminosos ‘Oil Shale,’” 95.
- Chong, K. K., W. V. Grieser, A. Passman, C. H. Tamayo, N. Modeland, and B. Burke. 2010. “A Completions Guide Book to Shale-Play Development: A Review of Successful Approaches towards Shale-Play Stimulation in the Last Two Decades.” *Society of Petroleum Engineers - Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference 2010* 1: 68–94.
- Cipolla, C. L., N. R. Warpinski, M. J. Mayerhofer, E. P. Lolon, and M. C. Vincent. 2010. “The Relationship between Fracture Complexity, Reservoir Properties, and Fracture Treatment Design.” *Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2010, APOGCE 2010* 1: 44–68.
- EIA, U.S. Energy Information Administration. 2013. “Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources.”

- <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/Pdf/Overview.Pdf>, no. September.
<https://doi.org/www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>.
- Elsarawy, Ahmed M., Hisham A. Nasr-El-Din, and Kay E. Cawiezel. 2017. "Compatibility and Rheology of High-PH Borate Gels Prepared With Produced Water for Hydraulic-Fracturing Applications." *SPE Production & Operations*, no. May. <https://doi.org/10.2118/185953-pa>.
- Esmaeilirad, N., S. White, C. Terry, A. Prior, and K. Carlson. 2016. "Influence of Inorganic Ions in Recycled Produced Water on Gel-Based Hydraulic Fracturing Fluid Viscosity." *Journal of Petroleum Science and Engineering* 139: 104–11. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.12.021>.
- Esmaeilirad, N, C Terry, Herron Kennedy, A Prior, and Noble Energy. 2016. "Recycling Fracturing Flowback Water for Use in Hydraulic Fracturing : Influence of Organic Matter on Stability of Carboxyl-Methyl-Cellulose-Based Fracturing Fluids," no. August.
- Gu, D V Satya. 2012. "SPE 1598 A Stable Fracturing Fluid for Produced Water Applications." *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Gupta, D V S, B T Hlidek, and B J Services Company. 2009. "SPE 119478 Frac Fluid Recycling and Water Conservation : A Case History," no. January: 19–21.
- Haghshenas, Ashkan, and Hisham A. Nasr-El-Din. 2014. "Effect of Dissolved Solids on Reuse of Produced Water and Proppant Handling in Hydraulic Fracturing Jobs in Tight Sand Gas Reservoirs." <https://doi.org/10.2118/168614-ms>.
- Haghshenas, Ashkan, Hisham A Nasr-el-din, and A Texas. 2014. "SPE 168614 Effect of Dissolved Solids on Reuse of Produced Water and Proppant Handling in Hydraulic Fracturing Jobs in Tight Sand Gas Reservoirs," no. Blau 2010.
- Harris, P. C., and S. J. Heath. 1996. "Rheology of Crosslinked Foams." *SPE Production and*

Facilities 11 (2): 113–16. <https://doi.org/10.2118/28512-PA>.

Hazra, Suchandra, Vanessa Madrid, Tatiana Luzan, Mark Van Domelen, and Chase Copeland.

2019. “Correlating the Performance of Friction Reducers with Source Water Chemistry.” *Society of Petroleum Engineers - SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium 2019, OKOG 2019*.

Holditch, Stephen A. 2006. “Tight Gas Sands.” *JPT, Journal of Petroleum Technology* 58 (6): 86–94. <https://doi.org/10.2118/103356-MS>.

Hu, Y Thomas, David Fisher, Pious Kurian, Nalco Champion, Ron Calaway, Q E S Pressure, and Pumping Llc. 2018. “SPE-189841-MS Proppant Transport by a High Viscosity Friction Reducer,” no. January: 23–25.

Intermediate, West Texas, Permian Basin, Gulf Coast, July Steo, Gulf Coast, Federal Gulf, and Hurricane Barry. 2020. “Short-Term Energy Outlook (STEO) Forecast Highlights,” no. August 2019.

IVAN MONTES DE OCA ESCANDON, JULIO CESAR PALACIOS CRUZ" MARIANA VELENZUELA V. 2013. “Universidad Nacional Autónoma de México Facultad de Ingeniería.”

Kakadjian, Sarkis, Joseph Earl Thompson, Robert Torres, Siwar Trabelsi, Frank Zamora, and Yahia Ait Hamlat. 2013. “Stable Fracturing Fluids from Produced Waste Water.” <https://doi.org/10.2118/167275-ms>.

Kondash, A.J., E. Albright, and A. Vengosh. 2017. “Science of the Total Environment Quantity of Fl Oback and Produced Waters from Unconventional Oil and Gas Exploration.” *Science of the Total Environment* 574: 314–21. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2016.09.069>.

Lebas, Renee A, Toby Wayne Shahan, Paul Lord, and David Luna. 2013. “Development and Use

- of High-TDS Recycled Produced Water for Crosslinked-Gel-Based Hydraulic Fracturing,” no. Gleick 1994. <https://doi.org/10.2118/163824-ms>.
- Legemah, Magnus, Michael Guerin, Hong Sun, Qi Qu, and Baker Hughes. 2014. “Novel High-Efficiency Boron Crosslinkers for Low-Polymer-Loading Fracturing Fluids,” 1–7.
- Li, Leiming, Ghaithan A. Al-Muntasheri, and Feng Liang. 2016. “A Review of Crosslinked Fracturing Fluids Prepared with Produced Water.” *Petroleum* 2 (4): 313–23. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.10.001>.
- Li, Leiming, Qi Qu, Hong Sun, Jia Zhou, and Magnus Legemah. 2015. “How Extremely High-TDS Produced Water Compositions Affect Selection of Fracturing Fluid Additives.” <https://doi.org/10.2118/173746-ms>.
- Lopez, Enrique, Tyler Nelson, Dru M Bishop, and Chemplex Solvay Group. 2015. “Achieving a Stable Native Guar Boron Crosslink in 100 % Produced Water,” no. April: 13–15.
- Lord, Paul, Melissa Weston, Lucas K Fontenelle, and Johanna Haggstrom. 2013. “Recycling Water: Case Studies in Designing Fracturing Fluids Using Flowback, Produced, and Nontraditional Water Sources,” no. Blauch 2010. <https://doi.org/10.2118/165641-ms>.
- Lovecchio, Juan, Patricio Marshall, Luis Rébora, and Gustavo Vergani. 2013. “Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales.” *Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos Del Petróleo* 23 (Agosto-Septiembre): 40–48. <http://rch.retina.ar/hoy134/HIDROCARBUROS.pdf>.
- Madani, Husam Ad Deen S., and Stephen Holditch. 2011. “A Methodology to Determine Both the Technically Recoverable Resource and the Economically Recoverable Resource in an Unconventional Gas Play.” *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings* 2: 882–92.

- Olmen, Brian D., Donald A. Anschutz, Harold D. Brannon, and Katherine M. Stribling. 2018. "Evolving Proppant Supply and Demand: The Implications on the Hydraulic Fracturing Industry." *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition* 2018-Sept: 1–11.
- Pearson, C Mark, Larry Griffin, Christopher A. Wright, and Leen Weijers. 2013. "Breaking Up Is Hard to Do: Creating Hydraulic Fracture Complexity in the Bakken Central Basin," 1–15. <https://doi.org/10.2118/163827-ms>.
- Ramurthy, Muthukumarappan, Robert D Barree, Donald P Kundert, Erik Petre, Hunt Oil Company, Mike Mullen, and Realm Energy. 2011. "Fracture Treatments in Shale Reservoirs," no. November: 357–67.
- Rickman, Rick, Mike Mullen, Erik Petre, Bill Grieser, and Donald Kundert. 2008. "SPE 115258 A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization : All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale," no. Wang: 1–11.
- Schnoor, Eli, Dipti Singh, Aaron Russell, Matt Jespersen, and Chad Lewis. 2016. "A Comparative Study on Operational Performance of Advanced Low Friction Residue-Free Fracturing Fluid versus Conventional Fluid Systems."
- Sierra, Leopoldo, Mike Mayerhofer, and C.J. Jin. 2013. "Production Forecasting of Hydraulically Fractured Conventional Low-Permeability and Unconventional Reservoirs Linking the More Detailed Fracture and Reservoir Parameters." <https://doi.org/10.2118/163833-ms>.
- Sutton, R P, S A Cox, Marathon Oil, and R D Barree. 2010. "SPE 138447 Shale Gas Plays : A Performance Perspective" 2009 (November): 2–3.
- Taleghani, Arash Dahi, and Jon E Olson. 2013. "How Natural Fractures Could Affect Hydraulic-Fracture Geometry."

“Tetra - Technology Advances in the Handling and Movement of Produced Wat....Pdf.” n.d.

U.S Energy Information Administration (EIA). 2016. “Description of the Colombian Energetic Overview,” 1–12.

UNCTAD. 2018. *Commodities at a Glance: Special Issue on Shale Gas*.
http://unctad.org/en/PublicationsLibrary/suc2017d10_en.pdf.

Weijers, Leen, Chris Wright, Mike Mayerhofer, Liberty Oilfield Services, Mark Pearson, and Larry Griffin. 2019. “SPE-194345-MS Trends in the North American Frac Industry : Invention through the Shale Revolution.”

White, Shane A. 2016. “Subsequent Evaluation of the Influence of Inorganic Ions on Fracturing Fluid Viscosity,” 118.
https://mountainscholar.org/bitstream/handle/10217/173467/White_colostate_0053N_13451.pdf?sequence=1.

“World Shale Gas Resources : An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States.” 2011, no. April.

World, The, and Energy Council. 2001. “Survey of Energy Resources 19 Th Edition The World Energy Council Promoting the Sustainable Supply and Use of Energy for the Greatest Benefit of All.” www.worldenergy.org.

Yang, Yuanlei, Christopher James Robart, and Michael Ruegamer. 2013. “Analysis of U.S. Hydraulic Fracturing Design Trends.” <https://doi.org/10.2118/163875-ms>.