

Años De Fracturamiento Hidráulico En El Valle Medio Del Magdalena ¿Qué Hemos

Aprendido?

Diana Cristina Pico Benítez

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniera de Petróleos

Director

Jorge Andrés Sáchica Ávila

Ingeniero de petróleo, Magíster en Ingeniería de Petróleo y Gas

Codirector

Oscar Bravo Mendoza

Ingeniero de petróleo, Magíster de Administración de negocios

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería Petróleos

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

Este trabajo a base de esfuerzo es dedicado plenamente a mi mamá y mi papá quienes me han dado la vida, el tiempo, el amor, la educación, la entrega, la paciencia, el apoyo y siempre estar ahí siendo mi motor e impulso de vida.

A mi tía y mi abuelito por su apoyo incondicional siempre frente a las adversidades que se han presentado durante toda la carrera de mi vida.

A todas las personas que me han apoyado y me abrieron las puertas compartiendo sus conocimientos. A todos aquellos que dejo por el camino y me brindaron sus buenas vibras.

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander (UIS) – Escuela de ingeniería de petróleos, sus directivas y planta docente por brindarme el apoyo y conocimiento necesario para cumplir mi proyecto de vida.

Al director de proyecto, ingeniero Jorge Andrés Sáchica Ávila por su enorme paciencia, apoyo incondicional, su total disposición y confianza durante todo el desarrollo del proyecto.

Al ingeniero Oscar Bravo Mendoza por brindarme la oportunidad de realizar este trabajo, además por su gran actitud y calidez de persona.

A mi hermosa familia, papá y mamá, quienes estuvieron siempre disponibles, pacientes, comprensibles y atentos frente a esta meta tan importante por cumplir.

A Julián Camilo por ser mi bastón, mi motivación, mi impulso durante todo este ajetreo, el que fue y los que serán, mil gracias por ser mi compañero de imposibles, mi mejor amigo, mi amigo fiel y mi mejor aliento.

A Cataleya Zacarías por ser parte indispensable de este trabajo, mil gracias a su incalculable apoyo, paciencia, cariño, por ofrecerme todo su tiempo, sus conocimientos, sus observaciones y su compañía, que lo fue todo frente a este gran reto.

A todos mis compañeros y amigos por ofrecerme alegrías y buenas energías, que han estado presentes durante el transcurso de mi carrera.

Contenido

Introducción	13
1. Objetivos	15
1.1. Objetivo General	15
1.2. Objetivos Específicos.....	15
2. El fracturamiento hidráulico como técnica del incremento de producción.....	16
2.1. Reseña histórica del fracturamiento hidráulico.....	16
2.2. Concepto fundamental del fracturamiento hidráulico.....	17
2.3. Objetivo del fracturamiento hidráulico	19
2.4. Geomecánica de los procesos de fracturamiento hidráulico.	20
2.4.1. Propiedades mecánicas de las rocas.....	21
2.4.2. Mineralogía	22
2.4.3. Orientación de la fractura.....	22
2.4.4. Diagnóstico de un fracturamiento hidráulico.....	23
2.5. Fluidos de fracturamiento hidráulico.	24
2.5.1. Propiedades de los fluidos de fractura	25
2.5.2. Tipos de fluidos de fractura	27
2.5.3. Propantes	31
2.5.4. Datos utilizados para el diseño de fracturamiento hidráulico.	31
2.6. Factores de operación.....	33
2.6.1. El momento de fracturar.....	33
2.6.2. Selección de pozos candidatos a fracturar	33
2.6.3. Después del fracturamiento hidráulico.....	34
2.6.4. Equipos y materiales	34
3. El fracturamiento hidráulico en Colombia.....	35
3.1. Reseña histórica de la técnica	35
3.2. Distribución del fracturamiento hidráulico por los principales campos.	38
3.3. Cuenca del Valle Medio del Magdalena	39
4. Lecciones aprendidas del fracturamiento hidráulico.....	44
4.1. Influencia del precio del hidrocarburo en el fracturamiento hidráulico en Colombia	44
4.2. Campaña de fracturamiento Llanito Gala Galán (2005-2009).....	48
4.2.1. Variables que impactaron la producción.....	50
4.2.2. Análisis económico	54
4.2.3. Análisis de la metodología aplicada.....	58

4.3.	Campaña de fracturamiento Llanito (2006-2008).....	59
4.3.1.	Variables que impactaron la producción.....	61
4.3.2.	Análisis económico	63
4.3.3.	Análisis de la metodología aplicada.....	65
4.4.	Campaña de fracturamiento Yariguí – Cantagallo 2004-2007	66
4.4.1.	Variables que impactaron la producción.....	67
4.4.2.	Análisis económico	68
4.4.3.	Análisis de la metodología aplicada.....	69
4.5.	Campaña de fracturamiento Yariguí – Cantagallo (2005 – 2008).....	70
4.5.1.	Variables que impactaron la producción.....	72
4.5.2.	Análisis económico	75
4.5.3.	Análisis de la metodología aplicada.....	77
4.6.	Análisis comparativo general.....	78
5.	Propuestas para una metodología efectiva, segura y sostenible.....	83
5.1.	Evolución de los agentes fracturantes	83
5.2.	Integridad de pozos	88
5.3.	Caracterización de yacimientos.....	95
5.4.	Geomecánica	103
5.5.	Fluidos de fractura.....	109
6.	Propuesta de una Metodología Generalizada para el Fracturamiento Hidráulico.....	120
7.	Conclusiones	124
8.	Recomendaciones.....	125
	Referencias.....	127
	Apéndices.....	142

Lista de Figuras

Figura 1 Estimulación hidráulica en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	14
Figura 2 Estimación aproximada de tratamientos de fractura por tipo de pozo.....	17
Figura 3 Esfuerzos locales y propagación de las fracturas hidráulicas	23
Figura 4 Capacidades y limitaciones del diagnóstico de fracturas.....	24
Figura 5 Ejemplo de la composición de un fluido de fractura típico	25
Figura 6 Diferentes tipos de propanes.....	31
Figura 7 Esquema de ubicación simplificado	35
Figura 8 Línea de tiempo historia del fracturamiento hidráulico en Colombia	36
Figura 9 Estimulación hidráulica convencional en Colombia	38
Figura 10 Mapa con los principales campos con estimulación hidráulica convencional	39
Figura 11 Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	41
Figura 12 Provincias estructurales de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	42
Figura 13 Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	43
Figura 14 Campos que han realizado estimulación hidráulica en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	44
Figura 15 Estimulación hidráulica en Colombia frente al precio del petróleo.....	45
Figura 16 Clasificación de pozos según condiciones de producción	48
Figura 17 Comparación producción incremental real vs. esperada	50
Figura 18 Distribución de los costos totales de fracturamiento hidráulico	55
Figura 19 Precio del barril de petróleo entre 2005-2009	56
Figura 20 Clasificación de pozos según su producción con VPN positivo.....	57

Figura 21 Cumplimiento de la metodología.....	59
Figura 22 Clasificación de pozos según condiciones de producción	60
Figura 23 Comparación producción incremental vs. esperada	61
Figura 24 Tasa de declinación mensual por pozos.....	62
Figura 25 Precio del barril de petróleo entre 2006-2008	64
Figura 26 Cumplimiento de la metodología.....	65
Figura 27 Clasificación de pozos según condiciones de producción	67
Figura 28 Cumplimiento de la metodología.....	69
Figura 29 Clasificación de pozos según condiciones de producción	70
Figura 30 Comparación producción incremental real vs. esperada	71
Figura 31 Precio del barril de petróleo entre 2005-2008	76
Figura 32 Cumplimiento de la metodología.....	77
Figura 33 Análisis comparativo de las campañas	78
Figura 34 Línea del tiempo evolución del fracturamiento hidráulico.....	86
Figura 35 Características de la detección de fibra óptica.....	107
Figura 36 Promedio de agua usada por pozo en Estados Unidos al año.....	112
Figura 37 Proceso del uso de agua en una operación de fracturamiento	118
Figura 38 Representación gráfica del ciclo para la estimulación hidráulica.....	120
Figura 39 Check list para la selección de pozos candidatos a fracturar.....	122

Lista de Tablas

Tabla 1. Clasificación de los pozos según tipo de estimulación	47
Tabla 2 Clasificación de pozos según condiciones de producción	48
Tabla 3 Comparación producción incremental real vs. esperada.....	49
Tabla 4 Composición del fluido de fractura de estudio	54
Tabla 5 Clasificación de pozos según su producción con VPN positivo	57
Tabla 6 Clasificación de pozos según condiciones de producción	59
Tabla 7 Comparación producción incremental vs. esperada.....	60
Tabla 8 Clasificación de pozos según su producción con VPN positivo	65
Tabla 9 Clasificación de pozos según condiciones de producción	66
Tabla 10 Clasificación de pozos según VPN positivo	68
Tabla 11 Tiempo de recuperación de inversión en cada campo	68
Tabla 12 Clasificación de pozos según condiciones de producción	70
Tabla 13 Comparación producción incremental real vs. esperada.....	71
Tabla 14 Pozos con pruebas de presión previas.....	72
Tabla 15 Producción, VPN y trabajos pos-fractura	74
Tabla 16 Clasificación de pozos según su producción con VPN positivo	77
Tabla 17 Metodología aplicada en cada una de las campañas	79
Tabla 18 Recomendaciones técnicas para la integridad de pozos.....	93
Tabla 19 Registros de fondo de pozo	94
Tabla 20 Registros Geofísicos	97
Tabla 21 Registros Geofísicos de Resistividad.....	97
Tabla 22 Pruebas de presión para caracterización de fluidos.....	99

Tabla 23 Tecnologías emergentes waterless para el fracturamiento hidráulico	113
Tabla 24 Indicadores para la selección de los pozos candidatos a fracturar	123

Lista de Apéndices

Apéndice A. Metodología de empresa operadora para la selección de pozos candidatos a estimular.....	142
Apéndice B. Parámetros utilizados para la selección de pozos a fracturar hidráulicamente.	143
Apéndice C. Selección, evaluación técnica, diseño y factibilidad económica de los trabajos de Fracturamiento Hidráulico para los pozos de la Superintendencia de Activos del Rio.....	147
Apéndice D. Diagrama – Algoritmo de la fase de experimentación.	149

Resumen

Título: Años de fracturamiento hidráulico en el Valle Medio del Magdalena ¿Qué hemos aprendido?*

Autor: Diana Cristina Pico Benítez **

Palabras Clave: Fracturamiento hidráulico, Valle Medio de Magdalena, Estimulación de yacimientos, Sostenibilidad.

Dado el gran apogeo del fracturamiento hidráulico y la creciente demanda de petróleo y gas alrededor del mundo y en vista sus óptimos resultados en la producción de yacimientos no convencionales y como método de estimulación en yacimientos convencionales, es indispensable adquirir un conocimiento actualizado de las características, las ventajas y las limitaciones con las que cuenta la técnica, que puedan ser tenidas en cuenta para los trabajos futuros en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Para empezar, se obtuvo información de trabajos de fracturamiento hidráulico previamente realizados en el Valle Medio del Magdalena para la realización del estudio con la intención de evaluar, comparar y analizar sus resultados, de acuerdo con el comportamiento de las principales variables que pudieron afectar la rentabilidad y de esta manera determinar el rendimiento de las metodologías aplicadas. Posteriormente, se plantearon diversas propuestas que se pudieran adoptar en la mejora de la estimulación hidráulica en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, mediante implementación de mecanismos y nuevas tecnologías que disminuyan el impacto ambiental que deja la industria petrolera, eso sin limitar los efectos positivos que genera la estimulación frente a la recuperación de hidrocarburos, avanzando cada vez más a una cultura para el desarrollo sostenible.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director: Jorge Andrés SÁCHICA Ávila. Ingeniero de petróleos, Magíster en Ingeniería de Petróleo y Gas. Codirector: Oscar Bravo Mendoza. Ingeniero de petróleos, Magíster de Administración de negocios.

Abstract

Title: Years of Hydraulic Fracturing in The Middle Magdalena Valley. What have we learned?*

Author: Diana Cristina Pico Benitez¹

Key Words: Hydraulic Fracturing, The Middle Valley of Magdalena Basin, Reservoir Stimulation, Sustainability.

Given the great heyday of hydraulic fracturing and the growing demand for oil and gas around the world, and in view of its optimal results in the production of unconventional reservoirs and as a stimulation method in conventional reservoirs, it is essential to acquire an updated knowledge of the characteristics, the advantages, and limitations of the technique, which can be considered for work in The Middle Magdalena Valley Basin. To begin with, information was obtained from hydraulic fracturing work previously carried out in The Middle Magdalena Valley Basin for the study with the intention of evaluating, comparing, and analyzing its results, according to the behavior of the main variables that could affect profitability. and in this way determine the performance of the applied methodologies. Subsequently, various proposals were put forward that could be adopted in the improvement of hydraulic stimulation in The Middle Magdalena Valley Basin, by implementing mechanisms and new technologies that reduce the environmental impact left by the oil industry, without limiting the effects positive factors generated by the stimulation against the recovery of hydrocarbons, progressing more and more to a culture for sustainable development.

* Degree Work

¹ Faculty of Physicochemical Engineering, School of Petroleum Engineering, Director Jorge Andrés SÁCHICA Ávila. Petroleum Engineer, MEng, Petroleum and Gas Engineering. Codirector: Oscar Bravo Mendoza. Petroleum Engineer, Master of Business Administration.

Introducción

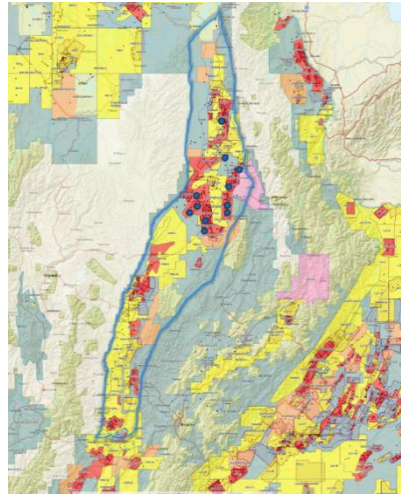
Durante la etapa de producción de un campo petrolero se evidencia una disminución del potencial y la productividad debido a múltiples factores relacionados con la variación de las condiciones iniciales, pérdidas de presión natural y aspectos operacionales. Por tal motivo, es necesario investigar diferentes alternativas y recurrir a tecnologías relacionadas al fracturamiento hidráulico como técnica de estimulación, que puedan acoplarse a las características específicas de los pozos productores en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena con el fin de optimizar la producción y aumentar la vida útil del yacimiento.

El fracturamiento hidráulico es una herramienta poderosa que permite obtener un mejor desarrollo de la producción de pozos petrolíferos. Desde la década de los años 50, en el mundo se han realizado innumerables procesos de fracturamiento hidráulico en yacimientos de todo tipo de permeabilidad y según los resultados se ha demostrado que es un método importante para la industria ya que ha permitido el incremento de la producción de hidrocarburos, ya sea acelerando las reservas, o recuperando el daño de formación, por tanto, esta tecnología se ha venido empleando y perfeccionando a través de la historia.

En el país, en el año 1918 se inició la producción comercial en el Campo La Cira Infantas y desde entonces, la Cuenca del Valle Medio del Magdalena ha sido el foco principal de los recursos hidrocarburíferos en Colombia. Actualmente el factor de recobro de los campos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena indica que existe una gran variedad de campos en diferentes procesos, tanto como de recuperación primaria y de recuperación secundaria. Esto quiere decir que, a pesar de tener más de 100 años de explotación comercial, la vida productiva de los yacimientos convencionales todavía tiene cantidades considerables de reservas por desarrollar, a su vez, los

recursos en roca generadora son bastante prometedores, por tanto, el fracturamiento hidráulico continuará siendo una herramienta fundamental para el desarrollo de esta cuenca.

Figura 1 Estimulación hidráulica en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena



Nota: Adaptada de Geovisor ANH (2020).

Por lo tanto, en el presente proyecto se integrarán y analizarán resultados de trabajos de fracturamiento hidráulico realizados con anterioridad en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, teniendo en cuenta el gran potencial petrolífero que tiene esta cuenca, con el propósito de evaluar las variables que pudieron impactar la producción, la rentabilidad de los proyectos y finalmente el porcentaje de cumplimiento de las metodologías aplicadas en cada una de las campañas realizadas.

Finalmente se realizan propuestas que incluyan el uso de nuevos avances tecnológicos en la realización de una metodología efectiva, segura y sostenible y a su vez, en una metodología generalizada que integre los principales parámetros a tener en cuenta al momento de optar por diseñar un proyecto de fracturamiento hidráulico que faciliten la obtención de datos y mejore la toma de decisiones en futuros trabajos en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Obtener las mejores prácticas y las lecciones aprendidas al analizar trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, para que puedan ser aplicados en futuros trabajos.

1.2. Objetivos Específicos

- Integrar información obtenida de trabajos de fracturamiento hidráulico previamente realizados en el Valle Medio del Magdalena.
- Comparar y analizar la información integrada, para encontrar las desviaciones en las variables técnicas utilizadas para el desarrollo de los fracturamientos hidráulicos.
- Investigar la metodología con la que se planean los fracturamientos hidráulicos actualmente en los campos de mayor ejecución de esta tecnología, con el fin de encontrar lecciones que se puedan implementar para mejorar los resultados de trabajos futuros.
- Generar recomendaciones tanto técnicas como operativas que permitan continuar utilizando esta herramienta de productividad en trabajos futuros de la cuenca del VMM.

2. El fracturamiento hidráulico como técnica del incremento de producción.

2.1. Reseña histórica del fracturamiento hidráulico

“El fracturamiento hidráulico es la clave del éxito económico de muchos campos de petróleo y gas alrededor del mundo y ha incrementado la producción en yacimientos de baja permeabilidad por más de 50 años” (Barree, Fisher & Woodroof, 2002).

En tal sentido, la idea de crear fracturas hidráulicamente en una zona productiva para mejorar la producción fue desarrollada oficialmente en 1947 por Stanolind en Kansas con el nombre de “Hydrafrac”. En vista de la necesidad de aumentar la extracción de petróleo, se aplicaron diversos métodos para estimular pozos someros a pesar de la dificultad de su implementación (Montgomery & Smith, 2010).

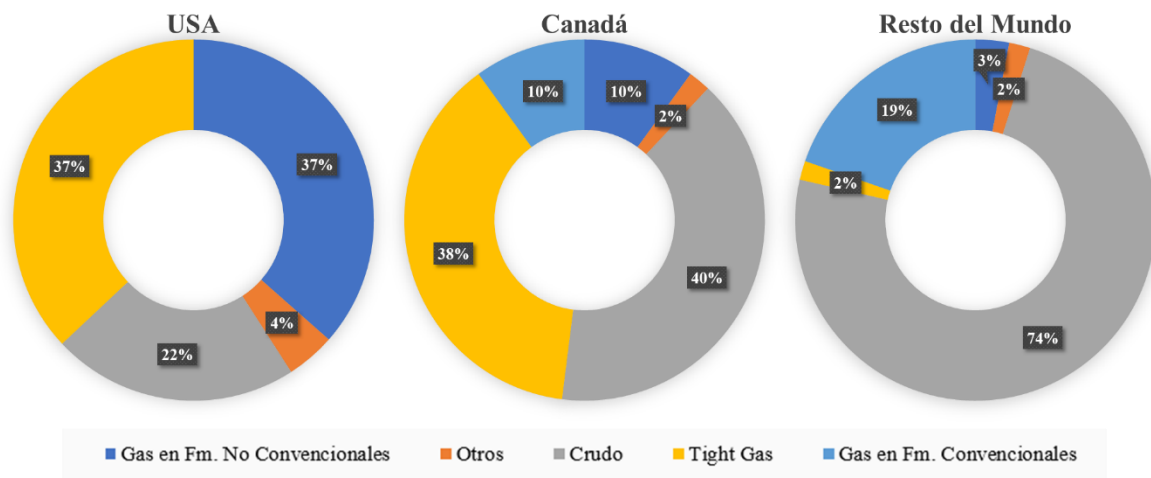
En la década de 1950, no había necesidad de una teoría rigurosa de la propagación de fracturas, la columna vertebral del diseño de tratamiento de fracturas. La generación de la fractura mediante bajo volumen, baja tasa y concentración de propante, se logró sin un diseño cuidadoso. La necesidad de comprender los avances en la estimulación del fracturamiento hidráulico se dio especialmente en la mecánica básica de rocas. Un hallazgo clave fue el de Hubbert y Willis en 1957, mostraron que las fracturas en la tierra suelen ser verticales, no horizontales. Razonaron que debido a que una fractura es un plano de partición en la roca, la roca se abre en la dirección de menor resistencia. En pozos poco profundos, o donde el empuje está activo, la tensión horizontal puede exceder la tensión vertical y pueden producirse fracturas horizontales (Brady, Elbel, Mack, Morales, Nolte & Poe, 1992).

Después, en la década de 1960, las fracturas creadas por debajo de 1000 o 2000 pies se aceptaron como verticales. Luego, los operadores plantearon una pregunta difícil: ¿Qué tan alto

crece la fractura? ¿Cómo podemos evitar que se extienda a la zona de gas o agua? ¿Cómo se relaciona la altura de la fractura con el ancho y la longitud de la fractura? ¿Y cómo optimizamos las dimensiones de la fractura? (Brady, Elbel, Mack, Morales, Nolte & Poe, 1992).

Como consecuencia, una tarea importante de la mecánica de rocas se convirtió en la predicción de la altura, la longitud y el ancho de la fractura para una tasa de inyección determinada, la duración de la inyección y la fuga de fluido. Para esta predicción se necesitaría ingeniar un modelo sobre cómo se propaga una fractura en la roca (Brady, Elbel, Mack, Morales, Nolte & Poe, 1992).

Figura 2 Estimación aproximada de tratamientos de fractura por tipo de pozo.



Nota: Adaptada de (Beckwith, 2010).

2.2. Concepto fundamental del fracturamiento hidráulico.

El fracturamiento hidráulico, también conocido como estimulación hidráulica, mejora el flujo de hidrocarburos mediante la creación de fracturas en la formación, que conectan el yacimiento con el pozo. Una fractura hidráulica es una fractura inducida por presión, causada por la inyección de fluido en una formación rocosa objetivo. El fluido es bombeado en la

formación a presiones que exceden la presión de fracturamiento; la presión a la cual se fracturan las rocas (Nolen-Hoeksema, 2013).

De este modo, si un fluido es bombeado al pozo muy rápido, puede escapar a la formación e inevitablemente la presión aumenta, y en algún punto algunas veces hay fracturas. En vista de que la roca es generalmente más débil que el acero, lo que usualmente se romperá será la formación, resultando en la cara del pozo una fractura a lo largo de esta a causa de un esfuerzo de tensión generado por la presión. La ruptura y el crecimiento temprano de la fractura exponen una nueva área de la formación para inyectar el fluido y de este modo la tasa de fluido dentro de la formación comienza a incrementarse. Después de la rotura, la tasa de propagación de la fractura y la tasa de flujo del fluido se vuelven factores muy importantes. Estos son denominados por el comportamiento de la pérdida de fluido. (Economides, Smith & Shlyapobersky, 1989).

Así mismo, la capacidad de una fractura para cambiar el régimen de flujo y la distancia que alcanza la fractura en el yacimiento determinan el aumento de la producción. Si el fluido del yacimiento va a fluir hacia una fractura, la presión dentro de la fractura debe estar cerca de la presión del pozo. Por lo tanto, es necesario crear una fractura altamente permeable para un tratamiento exitoso. Esto no quiere decir que una fractura menos permeable sea ineficaz, sino que un aumento sustancial de la producción requiere una fractura muy permeable. A medida que aumenta la permeabilidad de la formación, la permeabilidad a la fractura requerida para lograr una mejora significativa de la producción se vuelve muy grande (Daneshy, 2010).

2.3. Objetivo del fracturamiento hidráulico

Siempre deben considerarse las características del yacimiento a la hora de diseñar los tratamientos de fracturamiento hidráulico. En yacimientos de permeabilidad moderada a alta, el objetivo de las fracturas es mejorar la producción sorteando el daño de la formación en la región vecina al pozo (Meng, 1987).

En estos yacimientos, la característica más importante de la fractura es su conductividad adimensional; una función que incluye el ancho, la permeabilidad y la longitud de la fractura, además de la permeabilidad de la matriz de formación. En yacimientos permeables, pero débilmente consolidados, los métodos de fracturamiento se utilizan en conjunto con los tratamientos de empaque de grava para reducir la caída de presión y las velocidades del flujo en las adyacencias de un pozo durante la producción, y de este modo mitigar la producción de arena (Ali, Norman, Wagner, Ayoub, Desroches, Morales, Price, Shepherd, Toffanin, Troncoso & White, 2002).

En yacimientos de baja permeabilidad, es sin lugar a duda el tipo de yacimiento más comúnmente estimulado por fracturamiento hidráulico, los especialistas de la industria han establecido que la longitud de la fractura es el factor decisivo en lo que respecta al incremento de la productividad y la recuperación (Aly, El-Banbi, Holditch, Wahdan, Salah & Boerrigter, (2001).

Por lo tanto, las operaciones de fracturamiento hidráulico se pueden realizar en un pozo por una o más razones: para evitar daños cercanos al pozo y devolver un pozo a su productividad "natural", extender un camino conductor profundamente en una formación y así aumentar la

productividad más allá del nivel natural y alterar el flujo de fluidos en la formación (Economides, Nolte, Smith & Shlyapobersky, 1989).

Dicho esto, el fracturamiento hidráulico aumenta el factor de recobro final, que corresponde al corte económico de producción. Por estas y otras razones, esta técnica es una de las operaciones de completamiento y estimulación más comunes en los yacimientos convencionales de petróleo y gas. En teoría, todos los pozos pueden beneficiarse del fracturamiento hidráulico. Sin embargo, la práctica es mucho más común en formaciones de permeabilidad media y baja. De hecho, en muchos yacimientos de baja permeabilidad, los pozos se fracturan antes de que se intente la producción y se requiera para explotar estos recursos económicamente (Daneshy, 2010).

No obstante, se hace necesario identificar las situaciones en las cuales no es viable llevar a cabo un proyecto de fracturamiento hidráulico. Existen casos en los que el procedimiento mecánico fue exitoso pero los resultados de producción son pobres y, por último, cuando no se logra completar el procedimiento debido a problemas en el wellbore o en la fractura (Rueda, 2006).

2.4. Geomecánica de los procesos de fracturamiento hidráulico.

El alcance de la geomecánica a la industria del petróleo como herramienta básica para caracterizar las formaciones y fuerzas que causan la modificación de las rocas permite dar un mayor manejo a conceptos como estabilidad de pozos, fracturamiento hidráulico, producción de arena, compactación y subsidencia.

Por eso, desde la primera operación intencional de estimulación de un yacimiento por fracturamiento hidráulico, ejecutada a fines de la década de 1940, los ingenieros y científicos

han procurado comprender la mecánica y geometría de las fracturas creadas hidráulicamente (Brady, Elbel, Mack, Morales, Nolte & Poe, 1992).

2.4.1. *Propiedades mecánicas de las rocas.*

Las propiedades mecánicas más importantes de los materiales rocosos para el diseño de ingeniería y el análisis de fallas son las propiedades elásticas, las resistencias de las rocas y también las resistencias y rigideces de las juntas de las rocas. Dado que estas propiedades pueden variar significativamente debido a varios factores de prueba y de campo, estos valores sólo deben usarse como referencia. Cualquier análisis de ingeniería de rocas de la vida real debe basarse en propiedades obtenidas de mediciones in situ y / o pruebas de laboratorio realizadas en muestras de roca tomadas del lugar en estudio. (Aadnoy & Looyeh, 2011)

Según (Garaicochea, 1995) afirma que, en la mayoría de los procedimientos se supone la existencia de las siguientes condiciones:

- La formación es isotrópica, homogénea y elástica. Bajo estas condiciones las características de esfuerzo-resistencia de la roca pueden expresarse en función de su módulo de Young y su coeficiente de Poisson.
- La fractura se ubica en un agujero descubierto de diámetro uniforme.
- Se crea una fractura que se extiende a ambos lados del pozo.
- El fluido fracturante es incompresible.
- La altura de la fractura se estima considerando las condiciones de la formación.

Relación general entre esfuerzo y deformación

La ley de Hooke postula el comportamiento elástico de un sólido para deformaciones lo suficientemente pequeñas, es decir propone una relación lineal entre las componentes de

esfuerzo y deformación. La relación de Poisson tiene en cuenta que una elongación en una dirección va acompañada de una contracción en las otras dos direcciones y viceversa (González & Marín, 2002).

Permeabilidad y porosidad bajo esfuerzo

Generalmente estas propiedades se determinan en núcleos a la presión atmosférica. Los valores medidos pueden estar muy cercanos o alejados de los existentes a condiciones del yacimiento. Las diferencias dependen de la naturaleza y tipo de roca, de su estructura y las fisuras que contenga, además de la presión efectiva a la que está sometida (Garaicochea, 1995).

2.4.2. Mineralogía

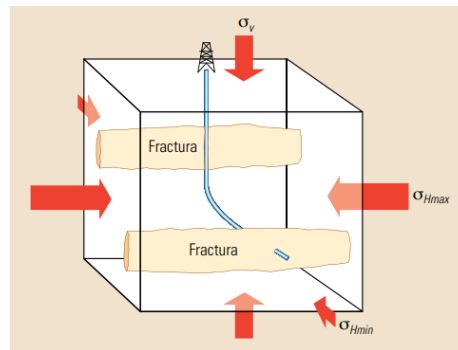
La mineralogía juega un papel importante en la industria del petróleo durante los diseños de perforación, estabilidad del pozo o fracturamiento hidráulico. El debido reconocimiento y cuantificación de estos minerales, ya determinados a través de muestras de testigos y mediciones de registros, proporciona una caracterización mucho mejor del tipo de roca. Por ejemplo, el análisis de rayos gamma puede indicar la presencia de arcilla o lutita. Además, los datos de registro de uranio, torio y potasio se pueden utilizar para indicar el tipo de arcilla, como caolín, illita, esmectita o montmorillonita. Los minerales individuales se pueden cuantificar a partir de un análisis de difracción de rayos X o sección delgada. Tanto el cuarzo como la arcilla están ausentes en las rocas carbonatadas o máficas. En tales casos, se pueden cuantificar otros minerales comunes pero vitales (por ejemplo, feldespato, dolomita, pirita, ankerita, etc.). (Prasad, Franquet & Curry, 2014).

2.4.3. Orientación de la fractura

El tamaño y la orientación de una fractura, y la magnitud de la presión necesaria para crearla, son determinados por el campo de esfuerzos locales de la formación. Este campo de

esfuerzos puede ser definido por tres esfuerzos de compresión principales perpendicularmente entre sí. Las magnitudes y orientaciones de estos tres esfuerzos principales son determinados por el régimen tectónico de la región y por la profundidad, la presión de poro y las propiedades de las rocas, que definen cómo se transmite y se distribuye el esfuerzo entre las formaciones (Nolen-Hoeksema, 2013).

Figura 3 Esfuerzos locales y propagación de las fracturas hidráulicas



Tomado de (Nolen-Hoeksema, 2013).

2.4.4. Diagnóstico de un fracturamiento hidráulico

Los modelos que estiman la geometría de la fractura continúan siendo complejos y difíciles de verificar. Han sido desarrolladas numerosas técnicas de diagnóstico de fractura para llenar este vacío de conocimiento, mejorando el entendimiento del comportamiento del fracturamiento hidráulico. El propósito principal del diagnóstico de una fractura es ayudar a predecir el desarrollo de campos óptimos y pozos económicos. Esto puede incluir optimizar individualmente los tratamientos de fracturamiento obteniendo el diseño más económico y el intervalo que optimice el campo completo en términos del espaciamiento entre pozos y su localización. El diagnóstico de la fractura puede ser de gran beneficio en la preparación de los tratamientos de estimulación (Cipolla & Wright, 2000).

Figura 4 Capacidades y limitaciones del diagnóstico de fracturas

Capacidades y limitaciones del diagnóstico de fracturas

Técnicas ■ Determina ■ Puede determinar ■ No puede determinar

Grupo	Método de diagnóstico de fracturas	Limitaciones principales	Capacidad para estimar							
			Longitud	Altura	Asimetría	Ancho	Azmut	Echado	Volumen	Conductividad
Campo lejano, durante el tratamiento de fracturamiento	Mapeo con inclinómetro de superficie	- No puede resolver dimensiones de fracturas individuales y complejas - La resolución de mapeo se reduce con la profundidad (azmut de la fractura $\pm 3^\circ$ a una profundidad de 3,000 pies y $\pm 10^\circ$ a una profundidad de 10,000 pies)								
	Mapeo con inclinómetro de fondo de pozo	- La resolución de la longitud y la altura de la fractura disminuye al aumentar la distancia al pozo de observación - Limitado por la disponibilidad de pozos de observación potenciales - No se dispone de información sobre distribución del apuntalante y geometría efectiva de la fractura								
	Mapeo microsísmico	- Limitado por la disponibilidad de pozos de observación potenciales - Depende de la corrección del modelo de velocidad - No se dispone de información sobre distribución del apuntalante y geometría efectiva de la fractura								
Región vecina al pozo, después del tratamiento de fracturamiento	Trazadores radiactivos	- Medición en el volumen de la región vecina al pozo - Provee sólo un límite inferior para la altura de la fractura si la fractura y la trayectoria del pozo no están alineadas								
	Adquisición de registros de temperatura	- La conductividad térmica de las diferentes formaciones puede variar, sesgando los resultados de los registros de temperatura - El registro posterior al tratamiento requiere pasos múltiples dentro de las 24 horas posteriores al tratamiento - Provee sólo un límite inferior para la altura de la fractura si la fractura y la trayectoria del pozo no están alineadas								
	Adquisición de registros de producción	Provee información sólo sobre zonas o disparos que contribuyen a la producción en aplicaciones en pozo entubado								
	Adquisición de registros de imágenes de la pared del pozo	- Sólo se corre en agujero descubierto - Provee la orientación de la fractura sólo cerca del pozo								
	Video de fondo de pozo	- Se corre mayormente en pozos entubados y provee información sólo sobre zonas o disparos que contribuyen a la producción en aplicaciones en pozo entubado - Muchos poseen aplicaciones en agujero descubierto								
Basado en modelos	Análisis de fracturas por presión neta	- Los resultados dependen de las suposiciones del modelo y de la descripción del yacimiento - Requiere "calibración" con observaciones directas								
	Pruebas de pozos	- Los resultados dependen de las suposiciones del modelo - Requiere estimaciones precisas de la permeabilidad y de la presión de yacimiento								
	Análisis de producción	- Los resultados dependen de las suposiciones del modelo - Requiere estimaciones precisas de la permeabilidad y de la presión de yacimiento								

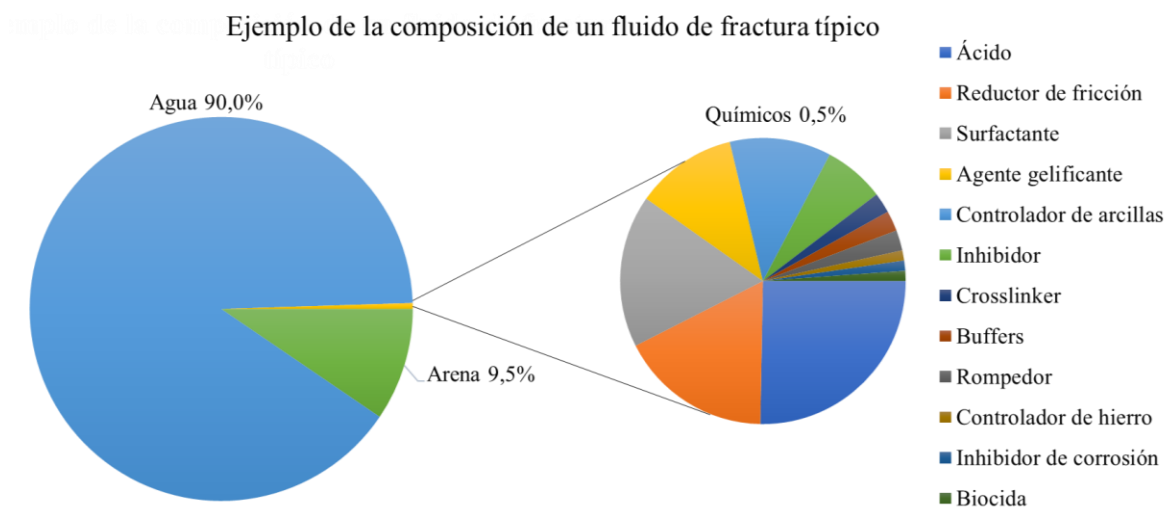
Nota: Adaptado de (Cipolla & Wright, 2000).

2.5. Fluidos de fracturamiento hidráulico.

Los fluidos o geles de fractura, bombeados bajo presión hacia las formaciones, para trabajos de estimulación en pozos de petróleo y gas son característicamente suspensiones de tipo coloidal de un fluido base y ciertos productos gelificantes, funcionales para el aumento de la viscosidad, que en conjunto permiten al fluido adquirir propiedades de rigidez y elasticidad. Tan pronto el material de soporte se sitúa en la fractura, el fluido y los aditivos serán degradados y expulsados (flowback) para asegurar la productividad del pozo (Economides & G., 2000).

De esta manera, el fluido de fractura tiene dos propósitos importantes: (I) proporcionar suficiente viscosidad para suspender y transportar apuntalante en la profundidad del sistema de la fractura creada y (2) descomponer, o romper químicamente a una viscosidad baja para permitir el reflujó de una parte importante del fluido a la superficie, para la limpieza de la fractura después de que se complete el tratamiento (Jennings, 1996).

Figura 5 Ejemplo de la composición de un fluido de fractura típico



Nota: Adaptada de (Gobierno de Australia Occidental, 2015).

2.5.1. *Propiedades de los fluidos de fractura*

Para que cumpla su función en forma óptima, el fluido fracturante debe contar con ciertas propiedades, que a continuación se especifican:

- Pérdida de filtrado: Si el fluido fracturante no se trata con un aditivo reductor de filtrado, esta propiedad ocurrirá inevitablemente, provocando una muy baja eficiencia en el fracturamiento.
- Poder de transporte: Para mantener abierta la fractura es necesario introducir a la fractura un agente sustentante y no permitir su asentamiento.

- No dañino a la formación: El fluido fracturante debe ser inerte a los fluidos de la formación y a la matriz misma, es decir, no debe existir interacción química o fisicoquímica que provoque el consecuente daño a la formación.
- Bombeable: Se debe cuidar que el fluido fracturante no flocule por efecto de temperatura y presión, que su poder de tixotropía sea mínimo y su viscosidad apropiada para permitir su bombeabilidad.
- Bajo costo: El costo del fluido fracturante determina la economía de la operación. Se pueden obtener buenos resultados de productividad en el fracturamiento, pero el costo de la operación puede finalmente hacer antieconómico el tratamiento.
- No peligroso: En algunas ocasiones se han usado productos tóxicos e inflamables que ponen en peligro la integridad física del personal, por lo que estos fluidos son poco deseables en su uso, aunque en otras propiedades sean excelentes.
- Fácil de preparar: Se considerará la disponibilidad de los productos y su facilidad para prepararlos en el campo.
- Removible de la fractura: si el fluido fracturante queda "atrapado" en la fractura misma por efectos adversos, entonces no habrá flujo de fluidos de la formación hacia el pozo.
- Baja pérdida de presión por fricción: Propiedad que nos permite aprovechar al máximo la capacidad del equipo superficial de bombeo. El hecho de poder controlar esta propiedad ha dado como resultado el poder lograr mayores velocidades de bombeo, y consecuentemente, mayor eficiencia en el tratamiento. (Garaicochea, 1995).

2.5.2. Tipos de fluidos de fractura

Fluido Base agua (Water Frac).

Está compuesto por agua, un agente de control de arcilla y un reductor de fricción. La principal ventaja de utilizar un "Water Frac" es el bajo costo, la facilidad de mezcla y la capacidad de recuperar y reutilizar el agua. La principal desventaja es la baja viscosidad que da como resultado un ancho de fractura estrecho (Montgomery, 2013).

Gel Lineal

Está compuesto por agua, un agente de control de la arcilla y un agente gelificante como Guar, HPG o HEC. Debido a que estos agentes gelificantes son susceptibles al crecimiento de bacterias, también se agrega un bactericida o biostato. También se agregan rompedores químicos para reducir el daño al paquete de apuntalante. La principal ventaja de un gel de revestimiento es su bajo costo y sus características de viscosidad mejoradas. La principal desventaja en comparación con un "water frac" es que debido a que el agua de retorno tiene un rompedor residual, el agua no es reutilizable (Montgomery, 2013).

Gel "Crosslinkeado"

Están compuestos de los mismos materiales que un gel lineal con la adición de un reticulante que aumenta la viscosidad del gel lineal de menos de 50 cps en el rango de 100 o 1000 cps. La viscosidad más alta aumenta el ancho de la fractura para que pueda aceptar concentraciones más altas de apuntalante, reduce la pérdida de fluido para mejorar la eficiencia del fluido, mejora el transporte del apuntalante y reduce la presión de fricción (Montgomery, 2013).

Fluido Base aceite

Se utilizan en formaciones sensibles al agua que pueden sufrir daños importantes por el contacto con fluidos a base de agua. Pueden ocurrir problemas de gelificación cuando se utilizan petróleos de alta viscosidad o petróleos que contienen una gran cantidad de tenso activos naturales. Cuando se utilizan aceites refinados como el diésel, el coste es muy alto. También hay mayores preocupaciones con respecto a la seguridad del personal y el impacto ambiental, en comparación con la mayoría de los fluidos que usan agua (Montgomery, 2013).

Espumas / Poliemulsiones

Son fluidos que se componen de un material que no es miscible con agua. Esto podría ser nitrógeno, dióxido de carbono o un hidrocarburo como propano, diésel o condensado. Estos fluidos son muy limpios, tienen muy buen control de la pérdida de fluidos, proporcionan un excelente transporte de apuntalante y se rompen fácilmente simplemente mediante la separación por gravedad. Las poliemulsiones se forman emulsionando un hidrocarburo como el condensado o el diésel con agua de modo que el hidrocarburo sea la fase externa. La viscosidad se controla variando la relación hidrocarburo / agua. La principal desventaja de estos fluidos es la seguridad, es decir, bombear un gas a alta presión o, en el caso de poliemulsiones y propano gelificado, bombear un fluido inflamable. Estos fluidos también son generalmente más caros y los gases pueden no estar disponibles en áreas remotas (Montgomery, 2013).

Aditivos

Los aditivos para fluidos de fracturamiento tienen dos propósitos: mejorar la creación de fracturas y la capacidad de transporte de apuntalante y minimizar el daño a la formación. Los aditivos que ayudan a la creación de fracturas incluyen viscosificantes, como polímeros y agentes reticulantes, estabilizadores de temperatura, agentes para el control del pH y materiales

para el control de la pérdida de fluidos. El daño de la formación se reduce con aditivos como rompedores de gel, biocidas, tenso activos, estabilizadores de arcilla y gases (Harris, 1988).

Viscosificantes.

Los fluidos más viscosos generan fracturas más anchas y, a veces, más altas y permiten que se asiente menos apuntalante durante la colocación en la formación. Los polímeros solubles en agua de fuentes naturales, guar y celulosa, se utilizan con mayor frecuencia para preparar fluidos de fracturamiento viscosos (Harris, 1988).

“Crosslinkers”.

Los reticulantes se utilizan para aumentar el peso molecular del polímero reticulando la cadena principal del polímero en una estructura 3D. Esta reticulación también aumenta la elasticidad y la capacidad de transporte del apuntalante del fluido. Para los geles a base de guar y CMHEC (carboximetil aniónicos e hidroxietil no iónicos), se utilizan como reticulantes boro y varios metales, incluidos titanio y circonio. Además de estos materiales, el hierro, el cromo y el aluminio reticularán el guar, pero no se usan comúnmente (Montgomery, 2013).

Controladores de pH.

El control adecuado del pH es un factor clave en las propiedades del gel. El pH del fluido afecta la velocidad de gelificación inicial del polímero, las propiedades de reticulación, la estabilidad de la viscosidad, las propiedades de rotura del gel, el control de bacterias y otras propiedades (Harris, 1988).

Surfactantes.

Para minimizar el ataque enzimático de los polímeros utilizados para gelificar el fluido de fracturamiento por las bacterias aeróbicas presentes en el agua base. Si no se controla, el

crecimiento de microorganismos degradará rápidamente el polímero a un nivel no funcional. Además, se agregan biocidas y bactericidas a los fluidos de fracturamiento para evitar la introducción de bacterias anaeróbicas reductoras de sulfato (SRB) en el depósito (Montgomery, 2013)

Aditivos de pérdida de fluido.

Los aditivos para el control de la pérdida de fluidos son materiales que se agregan al fluido de fracturamiento base para mantener el fluido dentro de la fractura. Cuando el fluido se filtra hacia la matriz de la roca, ya no puede generar geometría de fractura adicional ni transportar apuntalante (Harris, 1988).

Rompedores de gel.

Una vez que el fluido y el apuntalante se han bombeado a la formación, el pozo generalmente se cierra por un período de tiempo para permitir que la fractura se cierre sobre el apuntalante y permitir que el gel se rompa. Se agregan rompedores químicos al fluido gelificado para proporcionar una reducción de la viscosidad para la eliminación del fluido de tratamiento (Harris, 1988).

Estabilizadores de Arcillas.

Se agrega KCl o un estabilizador de arcilla orgánica al fluido base para evitar que el agua interactúe con la mineralogía del yacimiento. El KCl es único en su capacidad para estabilizar arcillas y es mucho más eficaz que otras sales inorgánicas como NaCl, CaCl₂, etc. (Montgomery, 2013).

Biocidas.

Son aditivos desarrollados para controlar el crecimiento de bacterias en fluidos gelificados. La introducción inadvertida de bacterias anaeróbicas en una formación por un fluido de estimulación puede conducir a la producción de H_2S dentro del reservorio (Harris, 1988).

2.5.3. Propantes

Se utilizan para mantener separadas las paredes de la fractura para crear un camino conductor hacia el pozo después de que el bombeo se haya detenido y el fluido de fracturamiento se haya filtrado. Si la resistencia del propante es inadecuada, la tensión de cierre aplasta el propante, creando finos que reducen la permeabilidad y conductividad del paquete. Las propiedades físicas que tienen impacto en la conductividad de la fractura son, fuerza del apuntalante, tamaño de grano y distribución del tamaño de grano, cantidades de finos e impurezas, redondez, esfericidad y densidad de apuntalante (Economides & G., 2000).



Nota: Tomado de (OE Staff, 2014).

2.5.4. Datos utilizados para el diseño de fracturamiento hidráulico.

Los datos para recopilar se dividen en dos partes: los que pueden ser controlados por el ingeniero y los que deben ser medidos o estimados, pero que no pueden ser controlados. Los

datos que pueden ser controlados por el ingeniero son: detalles del completamiento del pozo, volumen de tratamiento, volumen del pad, tasa de inyección, viscosidad del fluido fracturante, densidad del fluido de fractura, aditivos, el tipo de agente sostén (propante) y volumen del propante. Los datos que pueden ser medidos son los relacionados con: profundidad de la formación, permeabilidad de la formación, esfuerzos in situ, espesor neto de las capas adyacentes, módulos de formación, presión del yacimiento, porosidad de la formación, compresibilidad de la formación y espesor del yacimiento (Mader, 1989).

Selección del fluido fracturante

La selección del fluido fracturante deberá depender de dos criterios principales: la facilidad para transportar el propante (adecuada viscosidad aparente del fluido) y causar relativamente poco daño residual al paquete del propante. La selección debe enfocarse en la maximización de la permeabilidad (ancho) de la fractura empaquetada y el estado del esfuerzo esperado al que estará sometido durante el fracturamiento. La tasa de inyección y presión deben conservarse debajo de un nivel que no permita causar un crecimiento indeseable de la altura de la fractura (Del Castillo, 2010).

Selección del tipo de fluido

Depende principalmente de la naturaleza de la formación a la que desea aplicarse el tratamiento y de los fluidos presentes en ésta, además de la naturaleza química de la roca (arenas, calizas, etc.) y su estado físico. Propiedades físicas como temperatura, presión, humectabilidad y saturación, son de gran importancia ya que afectan también la selección del fluido a usar. De igual manera, es importante usar un fluido que no genere o aumente el daño a la formación para que no disminuya aún más la permeabilidad (Yang, Robart & Ruegamer, 2013).

2.6. Factores de operación

Las condiciones de campo proveen los límites prácticos dentro de los cuales el diseño de la operación debe ser apropiado. Aunque más allá de definir estas condiciones limitantes, sin embargo, cualquier diseño es tan bueno como su ejecución. Las consideraciones impactan al fracturamiento hidráulico en dos formas: (1) la condición del pozo antes de la fractura, la calidad de la cementación realizada al pozo, las perforaciones, los límites de presión, etc., con estas consideraciones se definen los límites prácticos que el diseño debe conocer. (2) la garantía y el control de calidad antes y durante el tratamiento (Orduz, 1985).

2.6.1. *El momento de fracturar*

La estimulación de la fractura hidráulica puede ocurrir durante tres etapas del desarrollo del pozo: exploración, evaluación y producción. Durante la exploración, puede ocurrir la estimulación de la fractura hidráulica de un pozo vertical para probar diferentes formaciones rocosas en busca de petróleo y / o gas. Durante la evaluación, se pueden perforar múltiples pozos verticales y / u horizontales y someterse a estimulación de fractura hidráulica para determinar la extensión física de un campo de petróleo y / o gas recién descubierto. Durante la producción, se perforan pozos verticales y / u horizontales que pueden someterse a estimulación de fractura hidráulica para mejorar los flujos comerciales de petróleo y / o gas.

Por lo general, las actividades de estimulación de fracturas hidráulicas demoran entre uno y 10 días (Gobierno de Australia Occidental, 2015).

2.6.2. *Selección de pozos candidatos a fracturar*

Antes de que un pozo se seleccione para fracturar debe determinarse si el yacimiento contiene suficiente fluido in situ, adecuados gradientes de potencial para permitir el movimiento

de los flujos y una presión de formación disponible para producir los fluidos del pozo; en otras palabras, debe determinarse la causa de su baja productividad. Existen algunos factores que posiblemente hacen que la productividad de un pozo disminuya y sean buenos candidatos para fracturar (Economides & Nolte, 1989).

2.6.3. Después del fracturamiento hidráulico

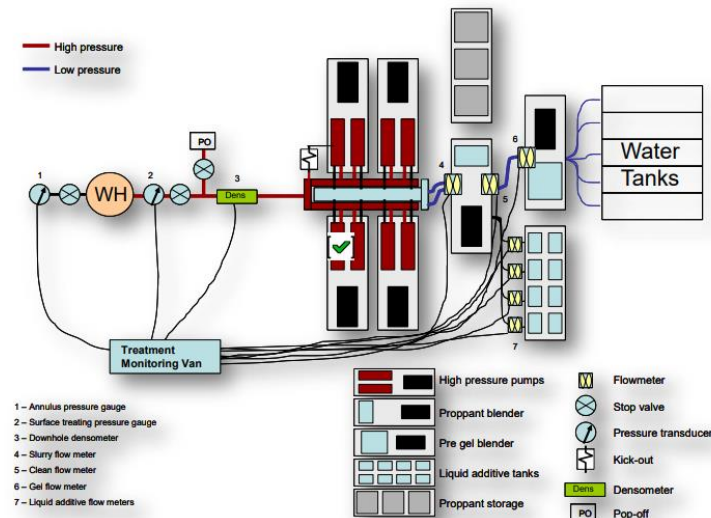
Una vez que se completa una actividad de estimulación de la fractura hidráulica, la mayor parte del equipo se retira del sitio. Esto reduce el sitio de alrededor de 1,5 a 2 hectáreas a 0,4 a 1,2 hectáreas. El gas y / o el petróleo pueden fluir a un pozo de producción y a las tuberías durante 10 a 40 años. Al final de la vida útil de un pozo, el pozo se sella con una serie de tapones de cemento y / o mecánicos, se da de baja y se rehabilita el sitio (Gobierno de Australia Occidental, 2015).

2.6.4. Equipos y materiales

El proceso de fracturamiento hidráulico requiere una variedad de equipos y materiales especializados. El equipo requerido para llevar a cabo un tratamiento de fracturamiento hidráulico incluye tanques de almacenamiento de fluidos, equipo de transporte de propante, equipo de mezcla, equipo de bombeo y todo el equipo auxiliar como mangueras, tuberías, válvulas y manifolds. Las empresas de servicios de fracturamiento hidráulico también proporcionan equipos especializados de seguimiento y control que son necesarios para llevar a cabo un tratamiento exitoso. La figura 8 es un diagrama que muestra esquemáticamente cómo este equipo normalmente funciona en conjunto. Durante el tratamiento de la fractura, se recopilan datos de las distintas unidades y se envían a los equipos de monitoreo; en algunos casos, se trata de una "frac van". Los datos que se miden incluyen la tasa de fluido proveniente de los tanques de almacenamiento, la tasa de lodos que se entregan a las bombas de alta presión,

la presión del tratamiento en la boca del pozo, la densidad de la lechada, la concentración de arena, la tasa de productos químicos, etc., (API, 2009).

Figura 7 Esquema de ubicación simplificado



Tomada de (Halliburton Energy Services, 2009).

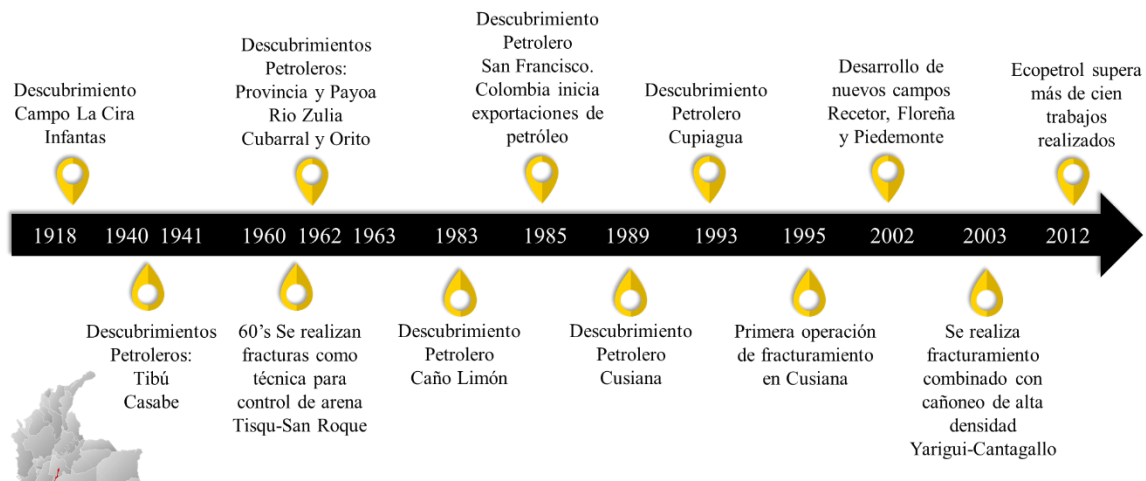
3. El fracturamiento hidráulico en Colombia

3.1. Reseña histórica de la técnica

La historia del petróleo en Colombia se inicia con las Crónicas de Fernández de Oviedo en 1541 donde se mencionan los manaderos de petróleo utilizados por los indios en Latora, cerca de la hoy Barrancabermeja. El primer pozo productor, Infantas No. 1 se perforó en 1918 y 1921 se estableció la producción comercial del campo. El periodo de 1921-1951 marca el desarrollo de la industria petrolera con el descubrimiento de nuevos campos en el Magdalena Medio, Catatumbo y Valle Inferior de Magdalena (Vásquez, 2012).

Por consiguiente, desde los inicios del siglo XX, cuando se inició la explotación de petróleo en Colombia, la política que ha regido a esta industria ha tenido diversos y profundos cambios, con el objeto de mantener una producción de petróleo que abastezca el consumo nacional y se exporten los excedentes (ANH).

Figura 8 Línea de tiempo historia del fracturamiento hidráulico en Colombia



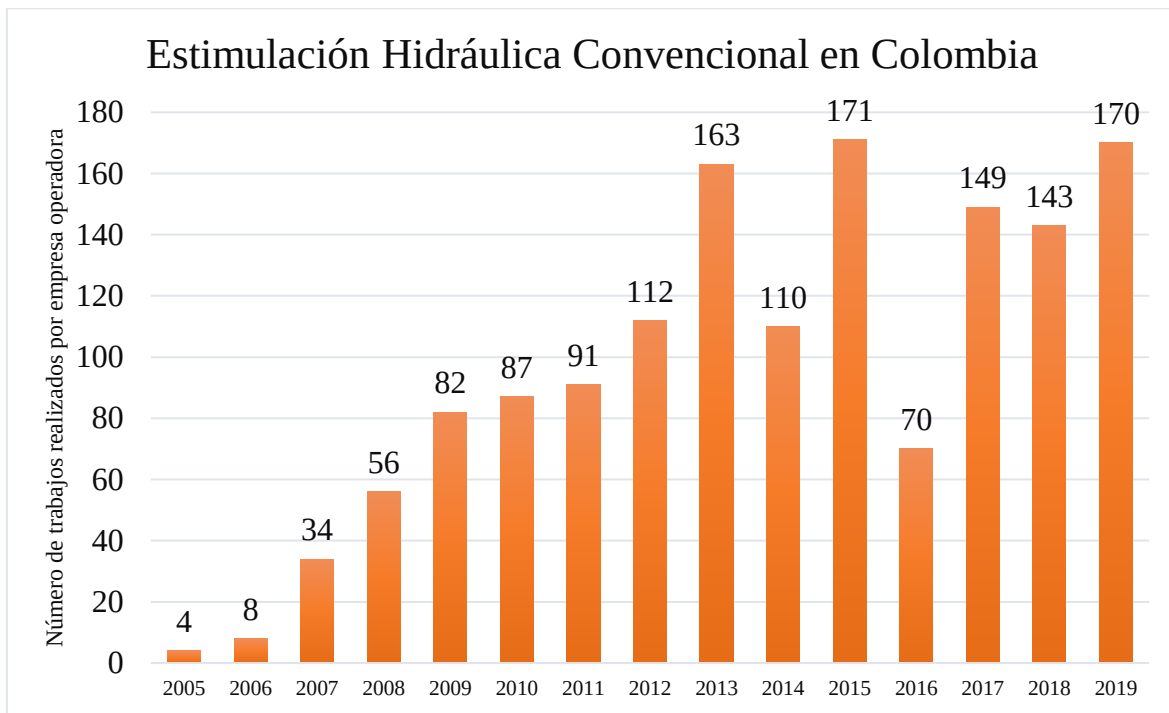
El fracturamiento hidráulico se consideró por primera vez como una técnica potencial para evitar daños y estimulación en el área de Casanare, Colombia, donde se realizó la primera operación de fracturamiento en 1995. Las primeras operaciones comenzaron en el campo Cusiana, bombeadas a través de tuberías donde la presión máxima de tratamiento superficial a menudo se limitaba a solo 8,000 psi por la terminación del fondo del pozo. A pesar de estas limitaciones de presión, los resultados de producción fueron sobresalientes. Cuando comenzó el desarrollo del Campo Cupiagua, surgieron nuevos desafíos, básicamente debido a formaciones más estrechas y profundas. Debido a la naturaleza de este yacimiento, se requirieron longitudes medias de fractura más largas y, por lo tanto, tratamientos de fractura más grandes para maximizar el potencial del yacimiento, en comparación con el campo Cusiana (Velásquez, Gutierrez, Ham & Castro, 2004).

Los tratamientos anteriores se habían caracterizado por una fuga excesiva de líquido y presiones de tratamiento limitadas, lo que en última instancia resultó en frecuentes controles tempranos o terminación prematura del trabajo debido a que se alcanzó la presión de tratamiento máxima permitida (Velásquez, Gutierrez, Ham & Castro, 2004).

Durante 2002, se tomó conciencia de que estos trabajos podrían realizarse mediante la introducción de tecnología de equipos de fracturamiento de alta presión, permitiendo que el operador pudiera desarrollar nuevos campos, como Recetor, Floreña y Piedemonte. Además, se podrían alcanzar tasas de producción más altas si se pudieran colocar fracturas más largas, especialmente en el campo Recetor, donde la campaña de perforación dependía de la capacidad de realizar tratamientos de estimulación de fracturas a presiones superficiales de hasta 18.000 psi (Velásquez, Gutierrez, Ham & Castro, 2004).

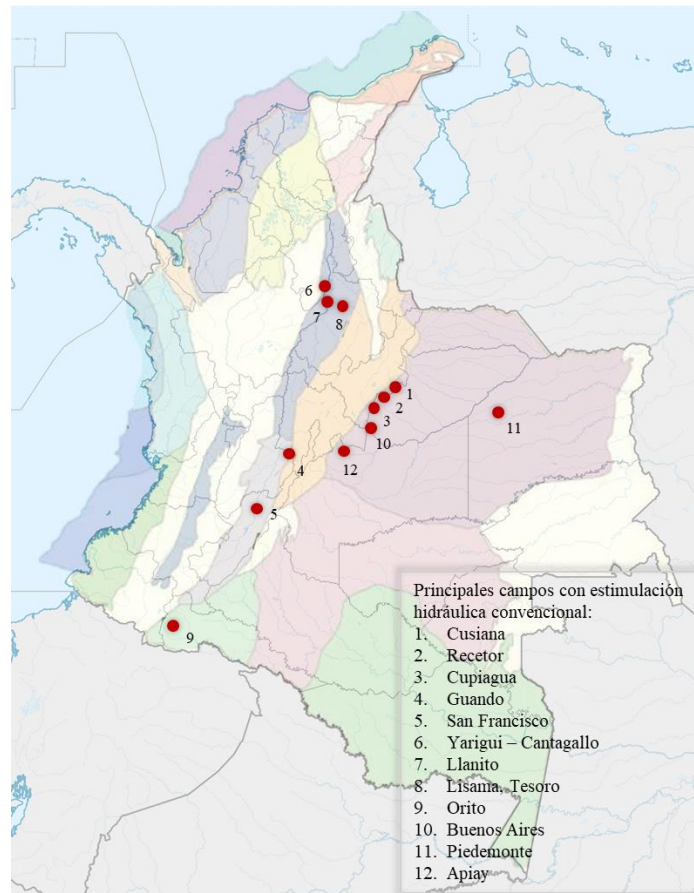
Debe señalarse que, la técnica fue crucial en el incremento de la producción de campos maduros que habían empezado su periodo de descenso productivo y resultó en muchos casos de gran éxito, razón por la cual se popularizó en el país hasta la actualidad, de tal manera que según Leyla Tovar Aguirre (funcionaria de Ecopetrol) “entre 5% y 8% de sus pozos ha ingresado a esta tecnología, principalmente en los campos de Orito y Catatumbo; así como algunos pozos en el campo de Cantagallo, Neiva y De Mares (Llanito y Lisama) en los dos últimos años (Macías, 2014).

Así mismo, el aumento de trabajos de estimulación hidráulica en los últimos años en Colombia está siendo frecuentemente aplicado para yacimientos convencionales como lo muestra la *Figura 9* entre 2005 y 2019:

Figura 9 Estimulación hidráulica convencional en Colombia

3.2. Distribución del fracturamiento hidráulico por los principales campos.

Se presenta la ubicación geográfica de los campos en sus respectivas cuencas sedimentarias que, han realizado trabajos de fracturamiento hidráulico en yacimientos convencionales en Colombia:

Figura 10 Mapa con los principales campos con estimulación hidráulica convencional

3.3. Cuenca del Valle Medio del Magdalena

Reseña histórica

La historia de exploración de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena comenzó en 1918 con el descubrimiento del primer campo gigante del país. A partir de este descubrimiento la exploración presenta dos épocas importantes: los periodos de 1940 a 1950 (3 campos con reservas mayores a 100 MBP) y de 1955 a 1965 (3 campos con reservas mayores a 50 MBP y uno con reservas mayores a 100 MBP). Aunque tradicionalmente la perforación en esta provincia ha sido vertical, en los dos últimos años la utilización de perforación horizontal ha

permitido obtener producciones importantes de yacimientos fracturados en la sección Cretácea (Córdoba, Rolón, Buchelli & Suarez, 2000).

Generalidades

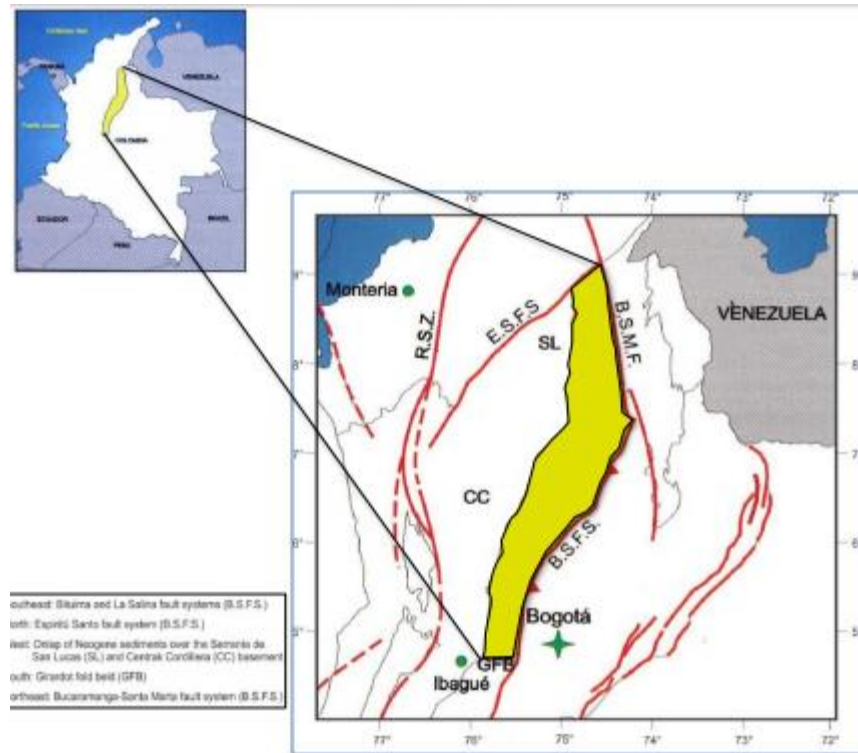
La cuenca del VMM se caracteriza por ser una de las principales cuencas petrolíferas de Colombia, con una producción de 116.160 Barriles de aceite por día que equivale al 14.62% de la producción nacional, cuenta con 21 campos de gas natural y 63 campos de petróleo, de los cuales 10 son de crudos livianos, equivalentes al 3% de la producción, 22 crudos medianos, equivalentes al 31% de la producción y 31 son de crudos pesados, equivalentes al 66% de la producción. (Rodríguez & Suárez, 2018).

Al mismo tiempo, habría hidrocarburos disponibles en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena por 33.638 MBP y a 2018 se han encontrado hidrocarburos in Situ (POES – Petróleo Original En Sitio) de 17.628 MBP y quedarían por encontrar 16.010 MBP Original En Sitio, un valor muy cercano a lo ya encontrado en la cuenca (UPME, 2018).

Localización de la cuenca

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena está ubicada en el centro-norte del Colombia entre las cordilleras oriental y central de los andes, la cuenca es alargada con un área de 34,000 km², se sitúa entre los departamentos de Tolima, Cundinamarca, Boyacá y Santander. Como se muestra en la *figura 11*, se encuentra limitado por el sistema de fallas Espíritu Santo al norte, el sistema de fallas de Bucaramanga – Santa Marta al noreste, por el sistema de fallas Bituima y La salina al sureste, el cinturón plegado de Girardot al sur, los sedimentos del Neógeno que cubren la serranía de San Lucas y el basamento de la cordillera central al oeste. (Servicio Geológico Colombiano, 2014).

Figura 11 Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena



Nota: Tomada de (Sarmiento, 2011) citado por (UPME, 2018).

Descripción del campo Yariguí-Cantagallo

El campo Yariguí-Cantagallo se encuentra localizado en los límites de los departamentos de Santander y Bolívar, a una distancia aproximada de 20 km al noreste de la ciudad de Barrancabermeja y a 290 km al noroeste de Bogotá. Sus más de 100 pozos se distribuyen a lo largo de cuatro islas con el río Magdalena como vecino principal (Carreño, 2006).

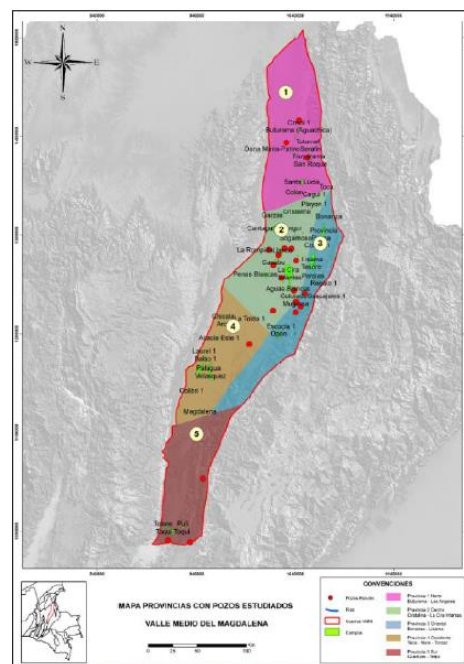
Descripción del campo Lisama

El área de Lisama limita al norte con los campos Aguas claras y Salina, hacia el este con la falla de La Salina, hacia el oeste con la falla de Peña de Oro y al suroeste limita con los campos La Cira e Infantas de Ecopetrol S.A. El área abarca una extensión de 6 km de este a oeste y 26 km de norte a sur, en la cual se encuentran 199 pozos productores de petróleo de mediano grado API y gas (Soto, 2008).

Descripción del Activo Llanito (Llanito, Gala, Galán)

El activo Llanito de Ecopetrol S.A. está conformado por los campos Llanito, Gala, Galán, con su ubicación en la parte norte de la Concesión de Mares, en el departamento de Santander, al norte de la ciudad de Barrancabermeja. Limitan al norte con el río Sogamoso, al sur con el campo Casabe, al este con la ciénaga de San Silvestre y al oeste con la ciénaga de Llanito (Rico, 2012).

Figura 12 Provincias estructurales de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena

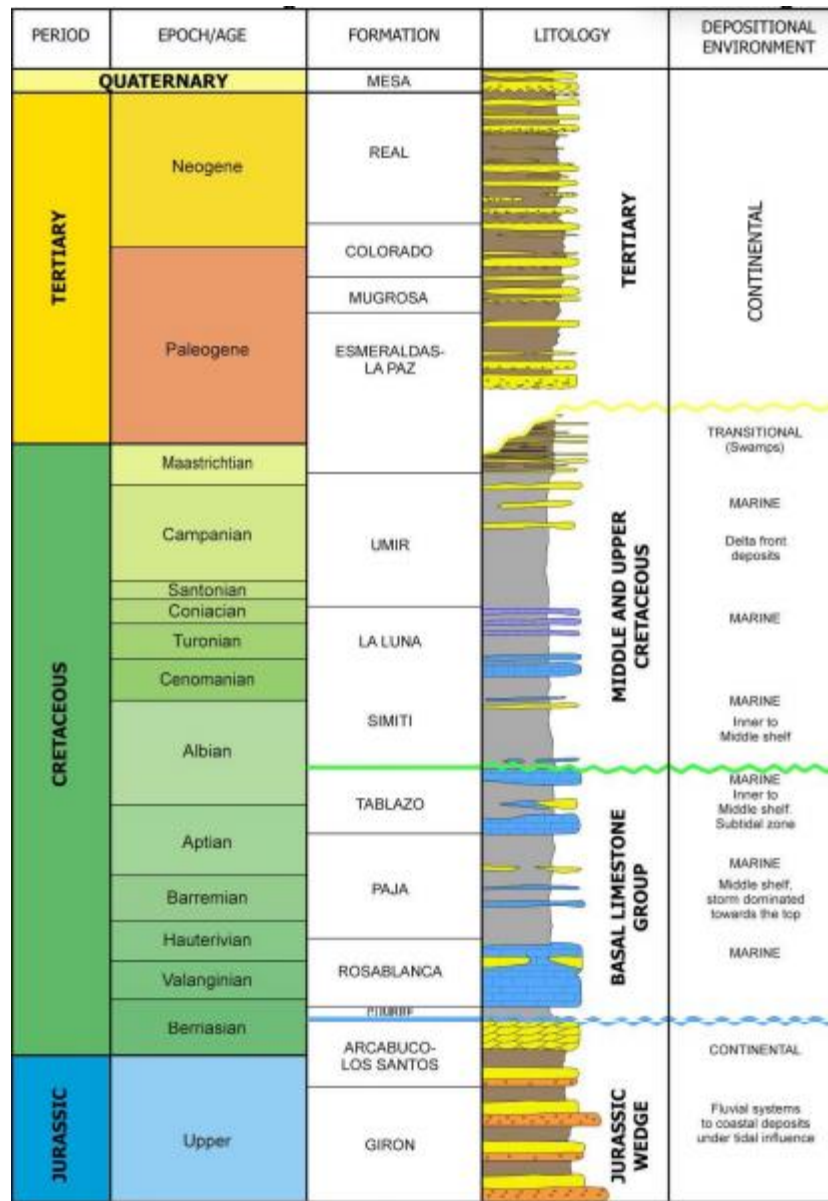


Nota: Tomada de (ANH-GEMS, 2013) citado por (UPME, 2018).

Estratigrafía de la cuenca

La depositación de las formaciones (figura 13) que integran la cuenca del VMM inicia al final de la primera parte del Mesozoico con ambientes continentales, cambiando a marinos en la segunda parte del mesozoico y finalizando con sedimentos continentales en el Cenozoico (Sarmiento-Rojas, 2001).

Figura 13 Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena



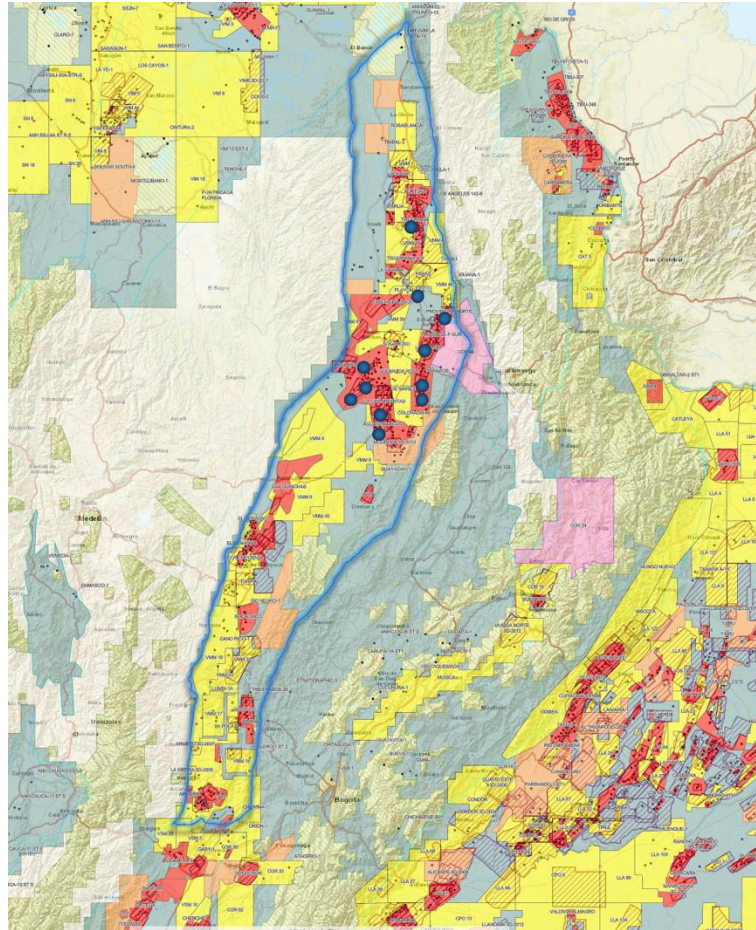
Tomada de (Rolón, 2004) citado por (UPME, 2018).

Sistema petrolífero

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena ha sido ampliamente caracterizada ya que de esta hacen parte campos petroleros como Infantas, Cantagallo, Llanito, entre otros. El sistema petrolífero lo componen: (I) Como roca fuente (Generadora) las formaciones Paja, Tablazo, La Luna y Rosa Blanca. (II) Como roca Reservorio las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa,

Colorado, Umir y Lisama. (III) Como roca sello las formaciones Paja, Simití, Umir, Lisama, los shales de La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado (UPME,2018).

Figura 14 Campos que han realizado estimulación hidráulica en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena



Nota: Adaptada de Geovisor ANH (2020)

4. Lecciones aprendidas del fracturamiento hidráulico

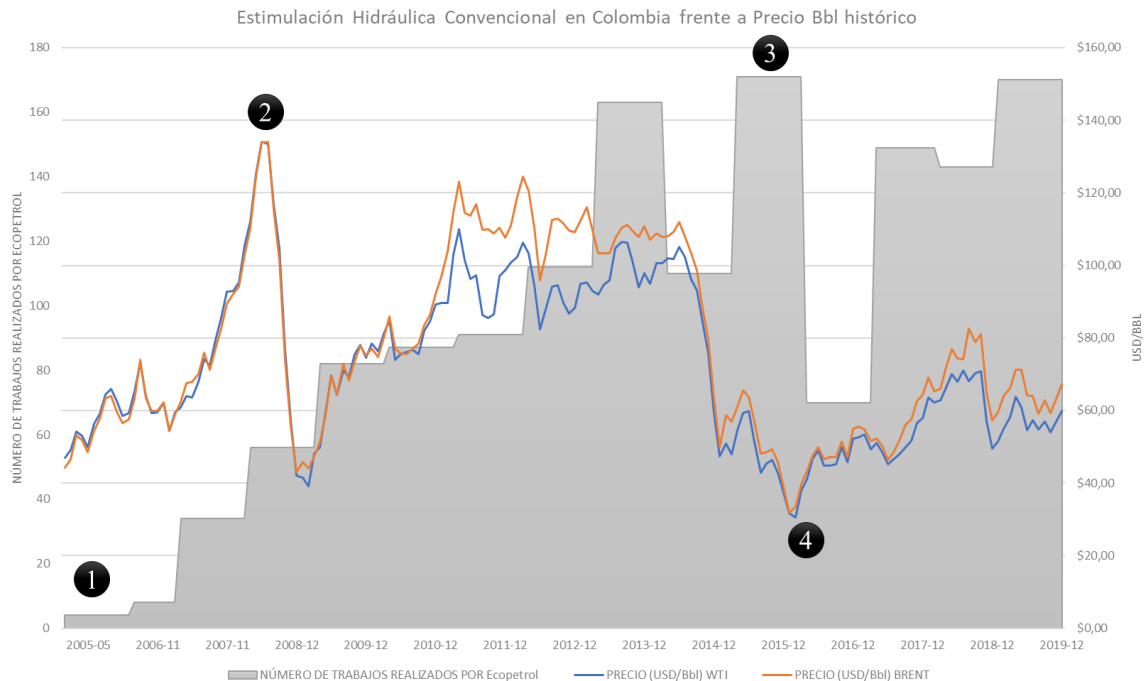
4.1. Influencia del precio del hidrocarburo en el fracturamiento hidráulico en Colombia

La pregunta generada es: ¿El precio del barril es un parámetro que afecta la cantidad de fracturamientos hidráulicos que se realizan en Colombia?

Se realiza un análisis gráfico teniendo en cuenta las variables: (I) la cantidad de trabajos realizados por fracturamiento hidráulico por la empresa operadora en Colombia desde 2005 hasta

2019 y (II) el precio del barril (USD) de petróleo WTI y Brent en el mismo rango, con el fin de identificar la relación entre ambas.

Figura 15 Estimulación hidráulica en Colombia frente al precio del petróleo



Aspectos clave:

- 1) El menor número de trabajos realizados se registra en el 2005, con valores de petróleo entre 44 y 57 dólares (Brent).
- 2) El precio del barril más alto registrado es de 134,025 dólares (Brent) a mediados del año 2008, donde se hicieron 56 trabajos de estimulación hidráulica en Colombia.
- 3) El mayor número de trabajos realizados fue en el 2015, con valores de petróleo entre 50 y 38 dólares (Brent).
- 4) El precio del barril más bajo registrado es de 31,921 dólares (Brent) a inicios del año 2016, donde se presentaron 70 trabajos de estimulación hidráulica en Colombia.

De acuerdo con lo anterior, el número más bajo de estimulaciones hidráulicas hechas se encuentra entre 2005 y 2006, a 10 años del primer trabajo de fracturamiento hidráulico en Colombia en 1995, lo que puede ser justificado por la lenta implementación e inclusión de una nueva estimulación en los campos colombianos, en vista de que no existía una cultura de fracturamiento, escasa información, bajo conocimiento y confianza en esta tecnología. También pudo ser asociado a la incertidumbre de éxito que se tendría frente al alto costo de aplicación.

El alza de los precios del barril a partir de 2006 influyó directamente en el desarrollo de operaciones de fracturamiento hidráulico, que incluso, tuvieron un aporte esencial en el aumento de estudios e investigaciones con el fin de identificar las mejores prácticas y un modelo que optimizara e hiciera más rentable la estimulación. De esta manera, ese constante incremento de los trabajos se vio mejorado gracias a los óptimos resultados que había ofrecido en la producción de petróleo dicha técnica en Colombia y alrededor del mundo y en vista de una relativa estabilidad en los precios del barril entre 2009 y 2013.

La caída de precios a mitad del 2014 se dio cuando miembros de la OPEP decidieron mantener al máximo sus niveles de producción, lo que muestra la marcada disminución que tiene frente al número de trabajos realizados.

Es fundamental en la industria petrolera la relación que ha tenido el precio del barril con el I+D, en especial en la inclusión de nuevas tecnologías y prácticas que permitan el incremento de productividad, con una óptima recuperación de la inversión y así mismo el aumento de la rentabilidad.

A pesar de eso, no se pueden despreciar los efectos adversos de la volatilidad en los precios del petróleo, ya que no siempre se contará con precios tan positivos como quedó registrado. Se puede

ver que, a partir de 2014 hasta la actualidad, no se ha contado con la misma suerte que en años anteriores, lo que hizo que el aumento en la realización de trabajos y desarrollo de estudios e investigaciones de fracturamiento hidráulico quedaran en “*stand by*”.

A su vez, no siempre los valores del petróleo pueden soportar los altos costos que acarrea la realización de un fracturamiento hidráulico, adicional que, en ocasiones, las producciones incrementales por fracturamiento no duplican los resultados de las estimulaciones, como en algunos casos presentados en el campo Llanito entre 2005 y 2008, donde dichos fracturamientos pueden presentar valores de inversión cercanos a los 500 mil dólares, equivalente a dos trabajos de estimulación ácida u orgánica.

Tabla 1. Clasificación de los pozos según tipo de estimulación

Tipos de estimulación	No. Pozos	Barriles incrementales (BPD)	Costo (US\$)
Estimulación ácida	12	32.554	293.572
Estimulación orgánica	4	637	256.708
Estimulación sónica	1	0	375316
Estimulación mediante inyección de CO ₂	1	125	192.963
Estimulación mediante modificadores de permeabilidad	2	0	363.572
Estimulación mediante fracturamiento hidráulico	11	280.253	581.370

Nota: Tomado de (Hernández & Giraldo, 2013). Basados en (Cabeza & Puello, 2011).

Clasificación de los pozos que han sido estimulados en Llanito, de acuerdo con el tipo de estimulación, producción incremental y costo del tratamiento.

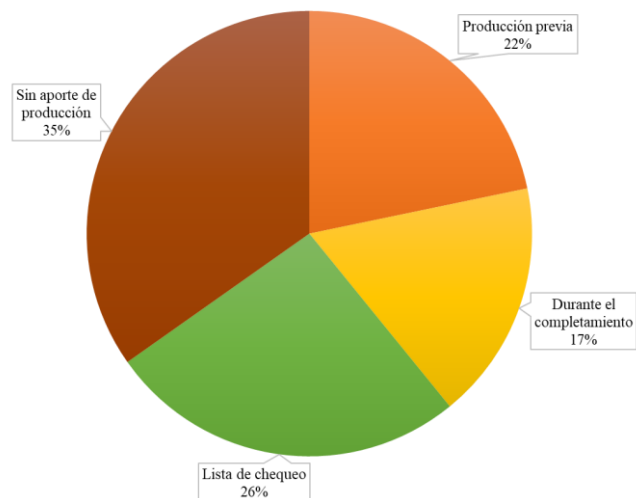
4.2. Campaña de fracturamiento Llanito Gala Galán (2005-2009)

La realización de la evaluación técnica del proyecto partió de una selección de pozos candidatos a fracturar, los cuales fueron caracterizados de acuerdo con sus condiciones de producción.

Tabla 2 Clasificación de pozos según condiciones de producción

Según condiciones de producción	No. De Pozos
Pozos con producción previa al fracturamiento.	5
Pozos con intervalos fracturados sin aporte de producción	8
Pozos con fracturamiento durante el completamiento	4
Pozos fracturados seleccionados mediante el sistema de lista de chequeo.	6
Total, de pozos fracturados	23

Figura 16 Clasificación de pozos según condiciones de producción

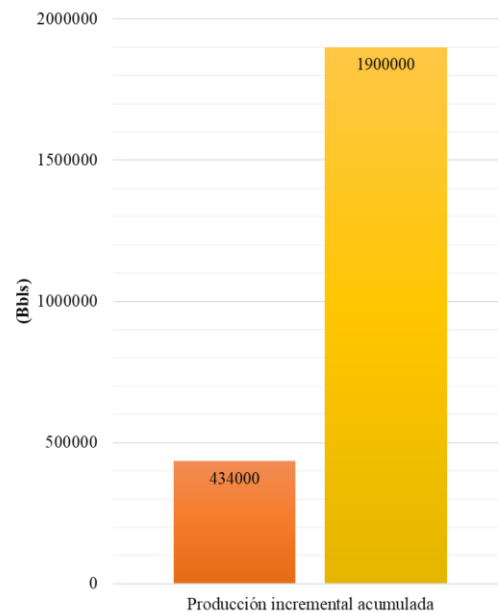


Se evidencia que no hubo aporte de producción incremental por parte de un 35% de los pozos de la campaña, los cuales ya tenían un historial de producción previo al fracturamiento hidráulico. Es una cifra considerable teniendo en cuenta que los pozos restantes tendrán que cumplir a cabalidad sus estimados de producción para que se pueda recuperar la ineficiencia de los ocho pozos que no tuvieron respuesta al fracturamiento.

Los valores de producción incremental real fueron estimados de acuerdo con el tiempo que el proyecto definió para recuperar la inversión. Entonces, la comparación de la producción incremental real y estimada, puede mostrar si la productividad de los pozos fue optimizada con el fracturamiento hidráulico conforme lo esperado.

Tabla 3 Comparación producción incremental real vs. esperada

Real	Esperado
Q incremental (BOPD)	
249	1.865
Producción incremental acumulada (Bbl)	
434.000	1.900.000

Figura 17 Comparación producción incremental real vs. esperada

Con base en la gráfica, el proyecto no cumplió con las expectativas de producción incremental que se estimaba serían suficientes para recuperar la totalidad de la inversión en un plazo de cuatro años, la cual alcanzó solamente el 23% de la producción esperada.

4.2.1. Variables que impactaron la producción

1. Modelamiento

El método de simulación que fue realizado previo al fracturamiento requiere de la mayor cantidad de información veraz y acertada sobre la descripción del pozo, las propiedades mecánicas del yacimiento y formaciones adyacentes, los coeficientes de filtrado, el estado mecánico del pozo, el programa de tratamiento, los criterios del agente de sostén, el modelo de transferencia de calor y especialmente presión actual y propiedades petrofísicas, claves en la decisión de efectuar el fracturamiento hidráulico. A su vez, la simulación de un pozo de baja productividad puede arrojar un alto daño de formación alto, lo que podría sobrevalorar el trabajo de estimulación y reducir la probabilidad de éxito producto de la estimulación.

2. Daño de formación (skin)

El resultado de los trabajos de fracturamiento hidráulico muestra que en 12 de los pozos fracturados hubo un daño de formación entre $[-2$ y $-5]$, trabajos que se pueden considerar cumplen las condiciones ideales de estimulación en 52% de la campaña. Los pozos que no cumplieron con este parámetro tuvieron varias irregularidades durante la operación:

- Presencia de acuíferos y alta producción de agua.
- Taponamiento de zonas “near wellbore”.
- Mala cementación previa al fracturamiento.

3. Selección de zonas a fracturar y litología de la formación

Los pozos que cumplieron con la recuperación de la inversión y a su vez generaron ganancias se encuentran en las formaciones Mugrosa, Esmeralda y Toro Shale. Las tres presentan valores de IP (índice de productividad) similares, de alrededor de 0,06. Esta fue una de las razones por las cuales se inició la campaña de fracturamiento hidráulico, para maximizar la productividad de los campos.

La selección de las zonas que se van a perforar tiene gran influencia en los resultados de los daños de formación puesto que es indispensable contar con información adecuada, registros y petrofísica, para identificar la presencia de acuíferos y litología correspondiente al yacimiento

4. Diseño de fluido de fractura

- Características del fluido de fractura

Con base a trabajos posteriores al fracturamiento hidráulico, fue posible identificar que los fluidos aplicados en la estimulación pudieron presentar una mejor caracterización que redujera riesgos de taponamientos, daños de formación y costos. Los componentes que se tomaron como método de estudio afectaron los resultados en la tensión interfacial del fluido de fractura.

SpectraStar3000	BJ Services
Fluido base	Agua
Surfactantes	NE-118
Solvente mutual	US-40
Llanito 97	Fm. Toro Shale
Llanito 105	Fm. Mugrosa

- Diseño experimental

De acuerdo con la evaluación de compatibilidad y mojabilidad realizada a cierta cantidad de muestras, variando las composiciones de solvente y surfactante, se evidencia una mejora considerable al momento de agregar un solvente mutual (US-40) en la composición del fluido de fractura. Posterior a eso, se evaluó la tensión superficial sobre cada muestra, donde se buscaron valores menores al fluido de fractura de referencia.

Al final, el mejor gel evaluado mantuvo óptimos resultados en compatibilidad, mojabilidad y tensión interfacial. Aunque, es adecuado recordar que el desarrollo de un trabajo exitoso de fracturamiento requiere tanto de procesos y materiales adecuados, como de un valor económico

rentable (viable) de la inversión, por tanto, las muestras con altas concentraciones de solvente fueron descartadas.

Ahora bien, para analizar los perfiles reológicos en cada uno de los pozos, en Llanito 105 se vio la necesidad de disminuir la carga polimérica en vista de que la viscosidad inicial presentada en las pruebas fue mucho mayor teniendo en cuenta las condiciones del yacimiento. Mientras que Llanito 97 mantuvo la misma capacidad polimérica del fluido de referencia.

En los casos de fracturamiento hidráulico, manejar una buena caracterización de los fluidos facilita los trabajos de estimulación, como ejemplo se tiene el cambio de concentraciones que se realizaron de acuerdo con el tipo de formación que se planeaba fracturar.

Entonces, tener una metodología y un proceso de selección adecuado (anexo D) para el diseño de fluido de fractura, es muy importante en el diseño del fracturamiento hidráulico, ya que no solamente afecta aspectos técnicos sino también económicos, como se evidencia en el caso de ambos pozos estudiados en el activo.

- Formulación del fluido de fractura óptimo

Tabla 4 Composición del fluido de fractura de estudio

Aditivo	Nombre Comercial	Concentración anterior	Concentración óptima Llan 105	Concentración óptima Llan 97	Unidad
Agua	Agua	1000	1000		GPT
Bactericida	X-cide 207	0.3	0.3		PPT
Controlador de Arcillas	KCl	2.0	2.0		PPT
Solución buffer de baja	BF-3	2.0	2.0		PPT
Polímero	GW-3	30.0	25.0	30.0	PPT
Surfactante	NE-118	2.0	2.5	2.5	GPT
Solvente mutual	US-40	-	20	20	GPT
Solución Buffer de alta	BF-7L	1.5	1.5		GPT
Crosslinker	XLW-56	2.0	2.0		GPT
Rompedor (enzima)	GBW-12C (66:1)	0.25	0.25		GPT

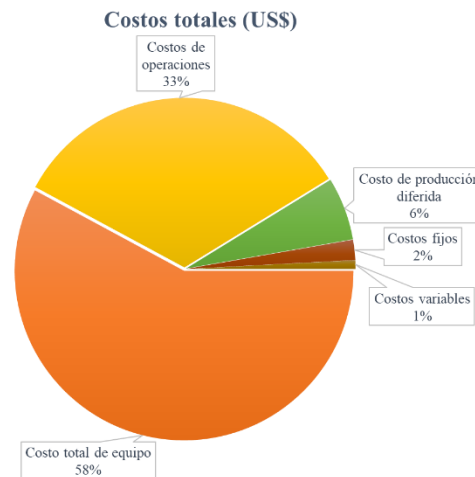
Nota: Adaptado de (Cohen, 2008).

4.2.2. Análisis económico

1. Costos totales del fracturamiento hidráulico

Contrario al precio del barril, los costos son las variables que más impactan negativamente los resultados obtenidos en la campaña con un valor de \$16.522.930 dólares, generando una pérdida de \$6.3 millones de dólares

Entonces un factor que impide que haya rentabilidad en la realización de trabajos de fracturamiento hidráulico se encuentra enfocado en los costos totales, principalmente en los costos totales de equipo.

Figura 18 Distribución de los costos totales de fracturamiento hidráulico

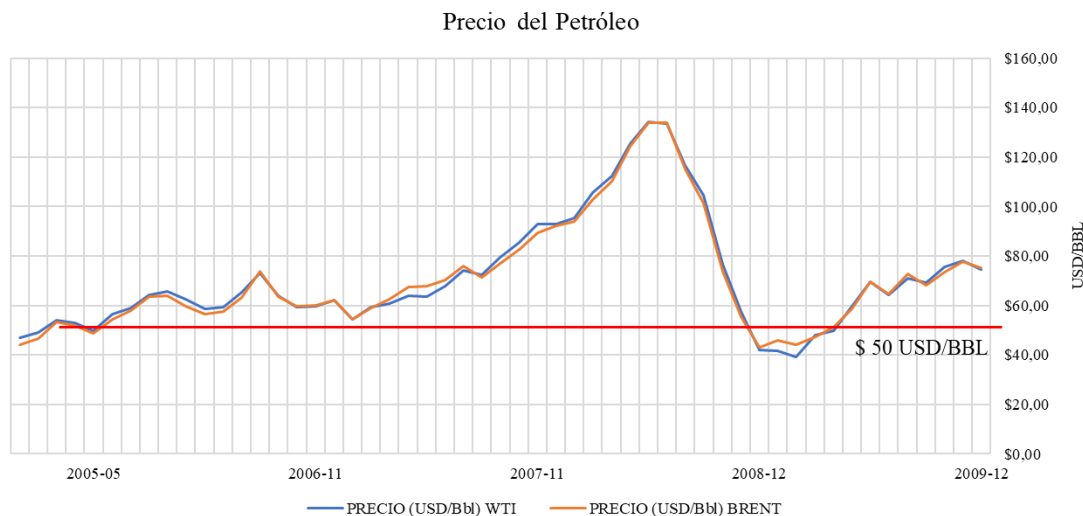
En los costos de equipos totales se utilizaron tres equipos para realizar las operaciones previas al fracturamiento, tales como cementaciones, cañoneos o recañoneos, evaluaciones, instalación y retiro de diseños de producción y limpieza de carbolita o arena entre las más importantes.

Se puede evidenciar que las tarifas, movilización y cargos básicos de equipos, precios de los servicios de operación, costos variables de fracturamiento hidráulico y los valores asociados al tiempo de producción diferida, comprenden los costos en su totalidad y corresponden a la inversión realizada, por ello, se propone el diseño de un contrato más flexible con la empresa prestadora de servicios respectiva, con el fin de disminuir el alto impacto de esta variable y a su vez, obtener rentabilidad en una cantidad de pozos significativa y lograr un éxito en la campaña en general. También se puede considerar la realización de la unión de campañas de fracturamiento hidráulico en la cuenca, para obtener un menor valor en la inversión de la ejecución de los trabajos.

2. Influencia del precio de petróleo.

En la evaluación general de la campaña se tomó como referencia el precio de venta del barril de petróleo a 50 US\$/Bbl en el activo Llanito, a partir de este, se hicieron las estimaciones correspondientes al estudio de factibilidad del proyecto.

Figura 19 Precio del barril de petróleo entre 2005-2009



Este factor fue positivo acorde al comportamiento que tuvo durante los cuatro años que tardó la campaña, ya que se ve que no presentó significantes caídas inferiores al precio que se tenía como referencia para los estudios de factibilidad de la estimulación, en vista de eso, el factor decisivo que determinaría si la campaña logró ser exitosa, dependió directamente del cumplimiento de producción incremental que se estimó previo al fracturamiento hidráulico. Es por eso por lo que esta variable se excluye de provocar que la campaña completa no tuviera la rentabilidad esperada.

3. Cumplimiento del valor presente neto

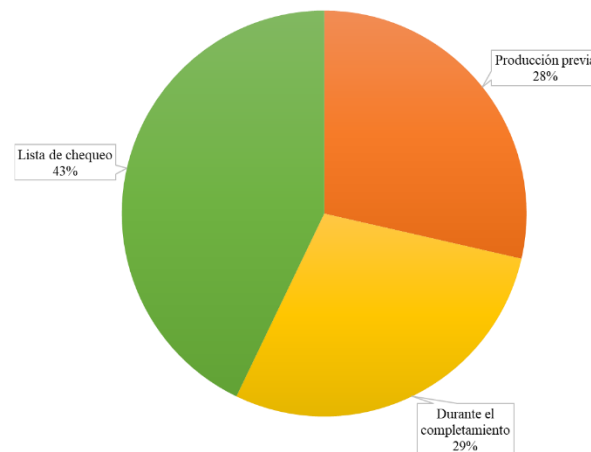
Teniendo en cuenta las variables anteriormente descritas, se debe realizar la evaluación financiera del proyecto, para verificar si cumple el objetivo principal de maximizar la inversión.

De esta manera se lleva a cabo la descripción del valor presente neto obtenido en el análisis económico hecho a los trabajos de fractura.

Tabla 5 Clasificación de pozos según su producción con VPN positivo

Según condiciones de producción	No. De Pozos	VPN>0
Pozos con producción previa al fracturamiento.	5	2
Pozos con intervalos fracturados sin aporte de producción	8	-
Pozos con fracturamiento durante el completamiento	4	2
Pozos fracturados seleccionados mediante el sistema de lista de chequeo.	6	3
Total, de pozos fracturados	23	7

Figura 20 Clasificación de pozos según su producción con VPN positivo



Tan sólo 30% de los pozos supera el valor presente neto suficiente capaz de recuperar la inversión, es decir, no se alcanzó el valor de equilibrio “0”, por tanto, la evaluación de la campaña no tuvo rentabilidad. También, se puede interpretar que el 43% de estos pozos, implementó una

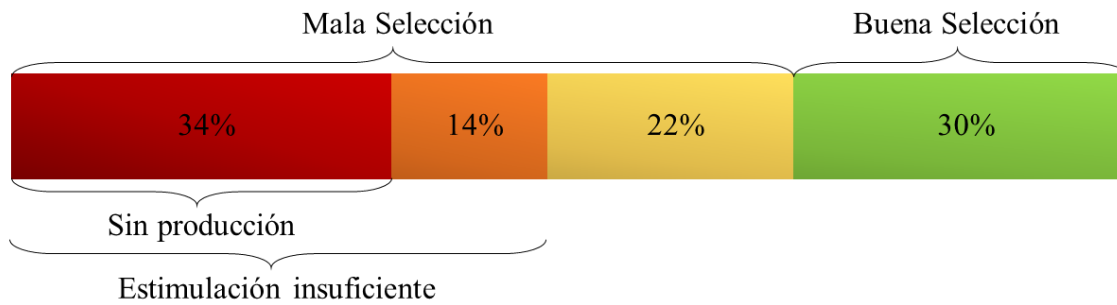
nueva metodología de lista de chequeo, con base en las experiencias que adquirieron mediante los primeros fracturamientos. Teniendo en cuenta esto, es posible asumir que al manejar una lista de chequeo adicional que determine el cumplimiento de ciertos parámetros en cada una de las intervenciones antes de estimular, realizará una mejor selección de pozos candidatos al fracturamiento que aumente las posibilidades de ser un pozo rentable.

4.2.3. Análisis de la metodología aplicada

En vista de que en el 70% de los pozos no se obtuvo el valor económico esperado y el 48% no logró un valor de estimulación considerable, la aplicación de la metodología corporativa desarrollada (anexo A), se evidencia, no ofreció buenos resultados en los trabajos de fracturamiento del activo, considerándose un proyecto fallido. Lo que demuestra que la selección de pozos candidatos es la principal variable para tener en cuenta en trabajos como estos.

La metodología corporativa desarrollada (anexo A) aplicada en esta campaña, a su vez se ha mantenido para los últimos trabajos de estimulación hidráulica realizados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, dada la importancia de implementar modelos que evalúen todas las variables para tener en cuenta en el yacimiento, el pozo y superficie para considerar la viabilidad del fracturamiento hidráulico. Se debe resaltar que en los campos de Llanito y Yariguí – Cantagallo no se realizan trabajos de fracturamiento desde 2010 y 2007 respectivamente.

Figura 21 Cumplimiento de la metodología



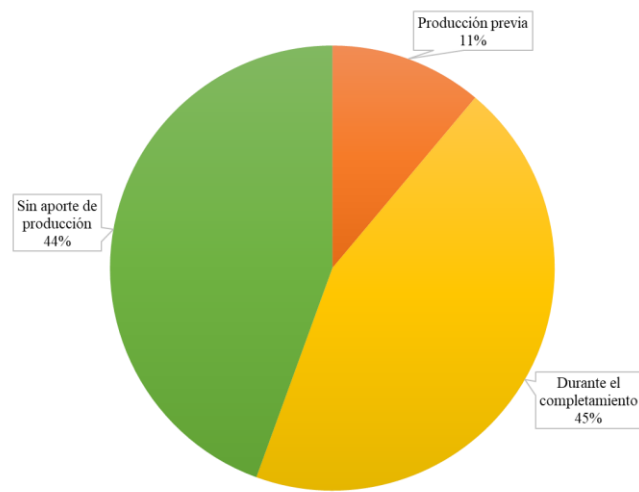
4.3. Campaña de fracturamiento Llanito (2006-2008)

La realización de la evaluación técnica del proyecto partió de una selección de pozos candidatos a fracturar, los cuales fueron caracterizados de acuerdo con sus condiciones de producción.

Tabla 6 Clasificación de pozos según condiciones de producción

Según condiciones de producción	No. De Pozos
Pozos con producción previa al fracturamiento.	1
Pozos con intervalos fracturados sin aporte de producción	4
Pozos con fracturamiento durante el completamiento	4
Total, de pozos fracturados	9

Figura 22 Clasificación de pozos según condiciones de producción

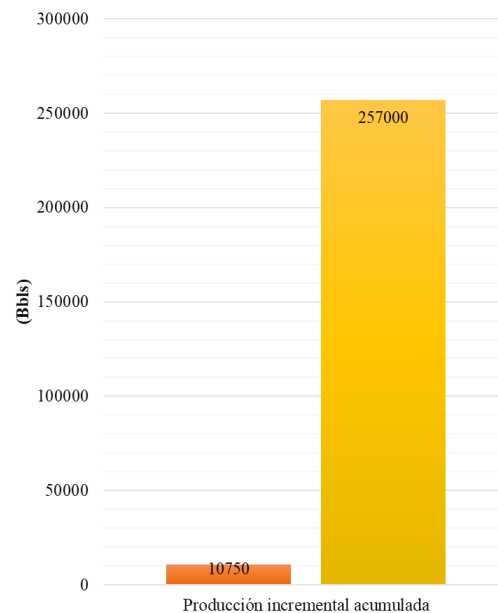


Es considerable la cantidad de pozos que no mostraron aporte de producción incremental por en la campaña, los cuales no fueron tenidos en cuenta para el análisis IP (índice de productividad) y económico. En este caso, no se contó con una lista de chequeo adicional que pudiera evaluar con mayor exactitud la viabilidad de los pozos candidatos. A pesar de eso, se mantiene la tendencia que cerca de la mitad de los pozos que son fracturados, no aportan barriles de petróleo al proyecto.

Los valores de producción incremental real fueron estimados de acuerdo con el tiempo que el proyecto definió para recuperar la inversión. Entonces, la comparación de la producción incremental real y estimada, puede mostrar si la productividad de los pozos fue optimizada con el fracturamiento hidráulico conforme lo esperado.

Tabla 7 Comparación producción incremental vs. esperada

Producción incremental acumulada (Bbl)	
Real	Esperada
10750	257000

Figura 23 Comparación producción incremental vs. esperada

Esta campaña es claramente uno de los casos de aplicación de fracturamiento hidráulico que fracasó en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, el cual no logró recuperar más del 5% de la producción incremental esperada, correspondiente a los dos años en los que se estimaba lograr rentabilidad. Las principales causas a las que se atribuye este resultado son:

- Limitada disponibilidad de información
- Inapropiada selección de pozos candidatos a fracturar
- Sobre valoración del proyecto

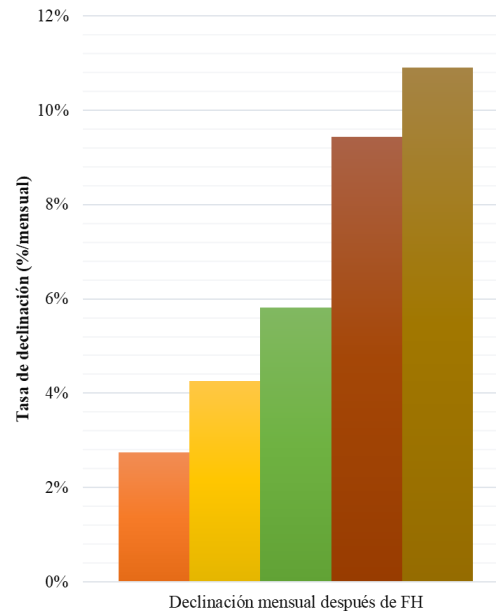
4.3.1. Variables que impactaron la producción.

1. Declinación de la producción

Se puede identificar que el ritmo de declinación de la mayoría de los pozos fracturados fue relativamente alto, siendo uno de los parámetros que impidió alcanzar los valores deseados de producción. Esto se debe principalmente a la ausencia de evaluaciones previas de presión que

pudieran definir el estado real de la producción del pozo y posteriormente analizar si se encontraba en condiciones para realizar trabajos de estimulación hidráulica.

Figura 24 Tasa de declinación mensual por pozos



De los cinco pozos que aportaron producción incremental, la respuesta positiva que presentan gracias a la estimulación continúa siendo insuficiente de acuerdo con las tasas de declinación que presentan por mes, así que los pozos rápidamente volverán a la producción básica y como consecuencia el cierre del pozo, pues alcanzaría el límite económico.

2. Selección de zonas a fracturar y litología de la formación

Ocurren tres situaciones que impactaron la producción incremental por fracturamiento:

- La selección de intervalos a fracturar en zonas de formación secas, debido a sus características petrofísicas.
- La alta carga de columna hidrostática que impide la producción del pozo.

- El fracturamiento de zonas con tan alta producción de agua que no puede ser mitigada con cementación.

Eso significa que hay falta de estudios integrales y análisis previos al fracturamiento hidráulico referente a la zona que se pretende estimular, donde especifique propiedades y características de cada pozo, para evitar incluir casos que no requieren de un fracturamiento como método de estimulación, ya que presentan otras alternativas altamente potenciales y económicas en otras zonas.

La falta de registros impide que se tenga información de la presencia de barreras impermeables, zonas con altas producciones de agua cerca de las zonas productoras y el potencial de las formaciones, mediante eso, es posible la formulación de posibilidades que minimicen los riesgos operacionales y los costos, de tal manera, identificar si los pozos son los adecuados o, requieren trabajos de cementación y reacondicionamiento previas al fracturamiento hidráulico.

4.3.2. Análisis económico

1. Costos totales del fracturamiento hidráulico

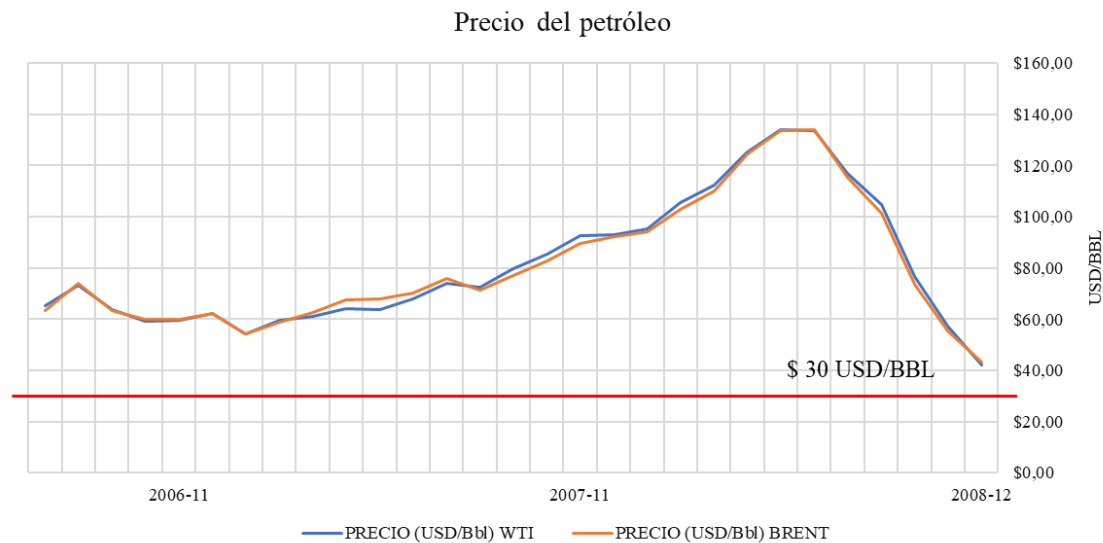
Los costos totales generan altas probabilidades de que el proyecto no sea rentable, en vista de que se presenta aumento de los costos debido a las operaciones de cementación y reacondicionamiento, necesarias para el mantenimiento del fracturamiento hidráulico, afectando negativamente el valor presente neto. Además, los valores entre 200 y 250 mil dólares de inversión para la técnica son demasiado altos en comparación a la ganancia que puede obtenerse de acuerdo con la producción de los pozos en Llanito.

Otro aspecto para tener en cuenta es la trayectoria del pozo produciendo, puesto que un pozo antiguo va a requerir mejoras en cuanto a integridad del pozo que permitan adaptarse al fracturamiento hidráulico, esto acarrea un valor adicional a los costos.

2. Influencia del precio del petróleo

En este caso, para los cálculos respectivos, se tomó el precio de un barril de petróleo \$30 dólares. La ubicación del valor de referencia frente a los precios de petróleo que se estaban presentando hasta ese momento, comprueba que el proyecto fue 100% inviable debido a factores técnicos y operativos en el fracturamiento, puesto que no hubo manera que los altos precios del barril que había en ese entonces compensaran la recuperación del valor presente neto que no logró la productividad de la campaña.

Figura 25 Precio del barril de petróleo entre 2006-2008



3. Cumplimiento del valor presente neto

La productividad de los pozos después del fracturamiento hidráulico no fue suficiente para que alguno superara su costo de estimulación, por ende, se ocasionaron grandes pérdidas, producto de un mal diseño y estudio de factibilidad, junto a la aplicación de una metodología ineficiente.

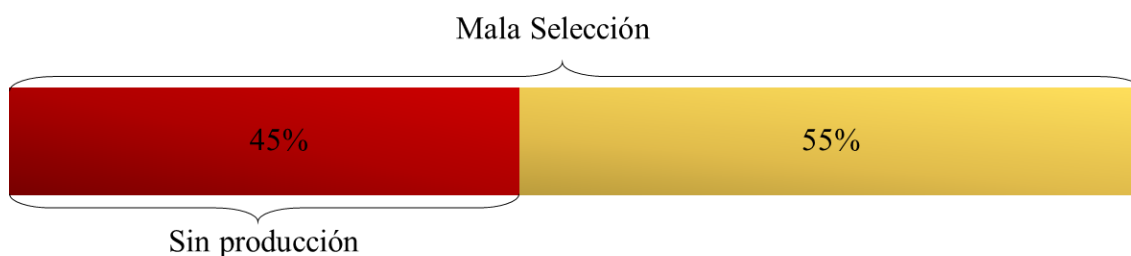
Tabla 8 Clasificación de pozos según su producción con VPN positivo

Según condiciones de producción	No. De Pozos	VPN>0
Pozos con producción previa al fracturamiento.	1	-
Pozos con intervalos fracturados sin aporte de producción	4	-
Pozos con fracturamiento durante el completamiento	4	-
Total, de pozos fracturados	9	0

4.3.3. Análisis de la metodología aplicada

Ninguno de los pozos obtuvo el valor económico esperado y el 45% no presentó ningún aporte a la producción, se puede inferir que se presenta una falla en la implementación de la metodología aplicada en la selección de los pozos, donde se evidencian inconsistencias específicamente en los parámetros referentes a integridad de pozos, registros y petrofísica y mecánica de rocas.

Figura 26 Cumplimiento de la metodología



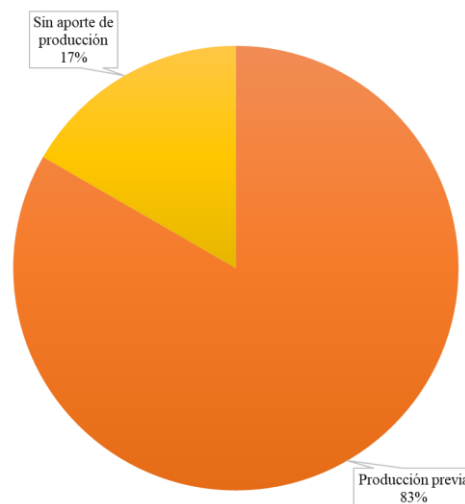
Los trabajos de fracturamiento hidráulico que se realizaron en esta campaña no aplicaron un estudio previo de forma integral de los posibles pozos que optaban a ser estimulados. No contar con una metodología adecuada para desarrollar el proceso de estimulación fue el principal error del proyecto y se justifica en la irracional selección de pozos candidatos y en general, al considerar la campaña rentable, donde se muestran las inconsistencias específicamente en los parámetros referentes a integridad de pozos, registros, petrofísica y mecánica de rocas.

4.4. Campaña de fracturamiento Yariguí – Cantagallo 2004-2007

En el desarrollo de esta campaña, es importante resaltar el procedimiento metodológico que se usó para la selección de los seis pozos que se encontraban previamente en producción y las fallas técnicas y operativas que se pudieron presentar. A diferencia de los trabajos realizados en el activo Llanito, no se selecciona ningún pozo que estuviera apenas completándose.

Tabla 9 Clasificación de pozos según condiciones de producción

Según condiciones de producción	No. De Pozos
Pozos con producción previa al fracturamiento.	5
Pozos con intervalos fracturados sin aporte de producción	1
Pozos con fracturamiento durante el completamiento	-
Total, de pozos fracturados	6

Figura 27 Clasificación de pozos según condiciones de producción

4.4.1. Variables que impactaron la producción

1. Selección de zonas a fracturar y litología de la formación

El desconocimiento de la litología de la formación es una de las principales causantes que el fracturamiento hidráulico no sea exitoso y el pozo después de fracturado puede no presentar los resultados esperados.

Por ejemplo, hubo un incremento en la producción de arena en uno de los pozos luego de dos meses de realizar el fracturamiento hidráulico. Se hicieron trabajos de limpieza de arena, pero a pesar de eso, la producción de arena continuó e incluso incrementó ocasionando valores de producción de aceite incremental nulos. La litología de la zona fracturada presentaba areniscas grauaticas, mal intercaladas y con grandes variaciones en la composición y granulometría, haciendo inconsistente la fractura, entonces, se recomienda no implementar fracturamiento a la Formación Cantagallo.

4.4.2. Análisis económico

1. Cumplimiento del valor presente neto

La inversión de la campaña es recuperada gracias a cuatro (4) pozos que alcanzaron la producción incremental esperada e incluso suficiente para aportar en los costos de fracturamiento de los pozos que no tuvieron la misma rentabilidad, de manera que los resultados son exitosos, a pesar de eso, se debe analizar la inviabilidad del 33% restante.

Tabla 10 Clasificación de pozos según VPN positivo

Según condiciones de producción	No. De Pozos	VPN>0
Pozos con producción previa al fracturamiento.	5	4
Pozos con intervalos fracturados sin aporte de producción	1	-
Pozos con fracturamiento durante el completamiento	-	-
Total, de pozos fracturados	6	4

El cumplimiento del valor presente neto se da dentro del margen de doce meses que se pronostica que los pozos recuperen la inversión.

Tabla 11 Tiempo de recuperación de inversión en cada campo

Tiempo de recuperación de la inversión					
Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D	Pozo E	Pozo F
117 meses	1 mes 24 días	4 meses 27 días	1 mes 5 días	11 meses	2 meses 20 días

Según el tiempo de inversión, el pozo E alcanza a recuperar el valor de los costos antes de cumplir la fecha que estima el proyecto, a pesar de eso, el valor presente neto es demasiado inferior a los costos totales del fracturamiento, generando una relación B/C menor a uno, donde establece que este pozo no fue rentable junto con el pozo A.

El precio del barril estimado para hacer los respectivos cálculos durante los doce meses fue de 50 US\$/Bbl como en Llanito Gala Galán, pero contrario a ese caso, el campo dio los valores de producción suficientes, entre 40.000 y 148.259 barriles incrementales por pozo, capaces de recuperar la inversión e incluso generar ganancias por 17.012.837 US\$.

4.4.3. Análisis de la metodología aplicada

Más del 50% de los pozos lograron ser rentables en este caso, donde se puede afirmar que la metodología funciona (anexo B.). A pesar de eso, se debe priorizar las características litológicas y comportamientos del pozo afines con el tratamiento de estimulación y a su vez que la producción incremental deseada del pozo realmente sea alcanzable acorde a las características del pozo. Los resultados obtenidos, aunque lograron aumentos de producción, no tuvieron la continuidad requerida y los resultados que permitieran maximizar la productividad, la rentabilidad de los campos y la masificación de la tecnología.

Figura 28 Cumplimiento de la metodología



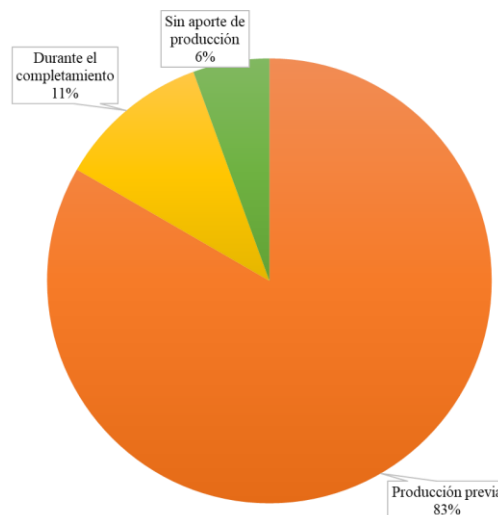
4.5. Campaña de fracturamiento Yariguí – Cantagallo (2005 – 2008)

Los trabajos de fracturamiento hidráulico que se evaluaron en este proyecto se pueden clasificar de acuerdo con sus condiciones de producción de la siguiente manera:

Tabla 12 Clasificación de pozos según condiciones de producción

Según condiciones de producción	No. De Pozos
Pozos con producción previa al fracturamiento.	15
Pozos con intervalos fracturados sin aporte de producción	1
Pozos con fracturamiento durante el completamiento	2
Total, de pozos fracturados	18

Figura 29 Clasificación de pozos según condiciones de producción



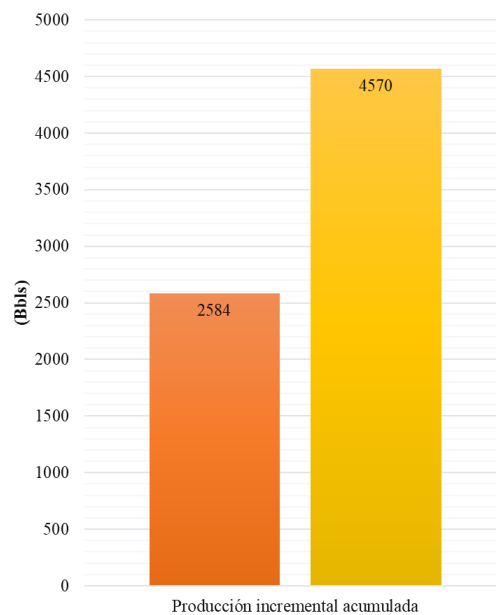
El 94% de los pozos que fueron estimulados presentaron producción incremental referente al fracturamiento hidráulico que, a comparación de las anteriores campañas registra la menor cantidad de pozos sin aporte de producción.

Los valores de producción incremental real fueron estimados de acuerdo con el tiempo que el proyecto definió para recuperar la inversión. Entonces, la comparación de la producción incremental real y estimada, puede mostrar si la productividad de los pozos fue optimizada con el fracturamiento hidráulico conforme lo esperado.

Tabla 13 Comparación producción incremental real vs. esperada

Producción incremental acumulada (Bbl)	
Real	Esperada
10750	257000

Figura 30 Comparación producción incremental real vs. esperada



De acuerdo con la gráfica, la producción incremental real alcanza el 56% de la esperada, considerablemente mejor a las anteriores campañas, a pesar de eso, sigue muy por debajo de lo que fue proyectado como parte del fracturamiento hidráulico.

4.5.1. Variables que impactaron la producción

1. Pruebas de presión previas

La realización de pruebas de presión previas a la estimulación como SRT (Step Rate Test), SDT (Step Down Test) y Minifrac son esenciales para determinar los diseños de fractura y tomar mejores decisiones.

Tabla 14 Pozos con pruebas de presión previas

	Consecuencia	Estrategias de prevención
YR83	- Alto Leakoff	- Optimizar el uso de fluido - Crear fractura y empaque con máxima conductividad - Usar pastillas de gel de alta viscosidad para sellar las fracturas anexas y permitir solo el crecimiento de la fractura principal.
YR52	- Pérdidas de presión por fricción - Alto gradiente de fractura	- Analizar el crecimiento de la fractura - Aplicar geles de alta viscosidad
YR68	- Zonas de altos esfuerzos	- Evitar propagar la fractura por estas zonas

Las pruebas de presión previamente analizadas en cinco pozos del campo Yariguí Cantagallo pueden explicar las posibles causas del incumplimiento de producción.

Además, se puede justificar las óptimas posibilidades de realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico en campo de acuerdo con la siguiente información:

- Gradiente de fractura normal: Las formaciones no tendrán alta presencia de microfracturas.
- “Leakoff” normal: No presentará pérdidas de fluido por las fracturas naturales.
- Porosidad buena y permeabilidad media a baja.

2. Selección de zonas a fracturar y litología de la formación

Para evitar entrar en contacto con zonas de agua durante el fracturamiento, se debe analizar las variables: (I) tasa de inyección y (II) los volúmenes inyectados. También, para minimizar los efectos de arenamiento en pozos que ya se encuentran cañoneados, como el caso de YR-23, fue recomendable aplicar la técnica de fracturamiento tipo “screenless completion”.

3. Diseño de fluido de fractura

- Fue necesario modificar el fluido de fractura como en el caso del pozo YR83 en vista que no fue el fluido de fractura óptimo debido a su comportamiento reológico deficiente, baja estabilidad a las condiciones de temperatura del campo y excesivo precipitado de polímero no roto observado en las pruebas de compatibilidad (Castañeda, 2008).

4. Análisis de producción, valor presente neto y operaciones después del fracturamiento

Tabla 15 Producción, VPN y trabajos pos-fractura

	Q incremental Real > Esperado	Producción Incremental Acumulada Real > Esperado	VPN Real > Esperado	Workover Arenamiento	Varilleo	Tiempo Real > Esperado
YR52	No cumple	No cumple	No cumple	No requiere	Requiere	No requiere
YR25	No cumple	No cumple	No cumple	No requiere	Requiere	No requiere
YR23	No cumple	No cumple	No cumple	Requiere	Requiere	No requiere
YR65	No cumple	No cumple	No cumple	No requiere	Requiere	No requiere
CG13	No cumple	No cumple	No cumple	Requiere	Requiere	No requiere
YR39	No cumple	No cumple	No cumple	No requiere	Requiere	Requiere
YR68	No cumple	No cumple	No cumple	No requiere	Requiere	No requiere
YR69	No cumple	No cumple	No cumple	Requiere	Requiere	Requiere
YR88	No cumple	No cumple	No cumple	Requiere	Requiere	No requiere
YR29	No cumple	No cumple	No cumple	No requiere	Requiere	Requiere
YR97	No cumple	No cumple	No cumple	Requiere	Requiere	No requiere
YR84	No cumple	No cumple	No cumple	No requiere	No requiere	Requiere
YR83	No cumple	No cumple	No cumple	Requiere	Requiere	No requiere
YR71	Sí cumple	Sí cumple	Sí cumple	Requiere	Requiere	No requiere
YR102	Sí cumple	Sí cumple	Sí cumple	No requiere	Requiere	No requiere
YR70	No cumple	No cumple	No cumple	Requiere	Requiere	No requiere
YR90	No cumple	No cumple	No cumple	Requiere	Requiere	No requiere
YR75	No cumple	No cumple	No cumple	No requiere	Requiere	Requiere

Según la tabla, en la campaña solo dos pozos cumplen con la producción incremental estipulada y con el valor presente neto para recuperar la inversión. Ahora, el 89% de los pozos restantes, no alcanzan a cubrir sus costos. El resultado de la campaña de fracturamiento hidráulico hubiese fracasado, si el precio del petróleo para esa fecha hubiese sido cercano a los 35 US\$/ barril. Esto significa que, a pesar de no alcanzar los valores estimados de producción incremental en la mayoría de los pozos, los altos precios del petróleo compensan el VPN, logrando la recuperación de la inversión y a su vez generando ganancias.

Como se mencionó anteriormente, los trabajos posteriores al fracturamiento hidráulico generan un costo adicional al proyecto, lo que implica que el valor presente neto disminuirá en la medida que los costos aumentan y a su vez, afectará la producción incremental, puesto que las afectaciones en el pozo generan una reducción en la capacidad de extracción de petróleo.

A pesar de esto, es válido hacer un análisis sobre los resultados de los fracturamientos en los pozos, ya que, en vista de los múltiples trabajos realizados, donde:

- 50% de los pozos requieren “workover”.
- 44% requieren trabajos continuos de varilleo.
- 50% requieren menores trabajos de varilleo.
- 26% terminan la estimulación en un tiempo mayor al esperado.

Se puede determinar que hubo inconsistencias en la metodología de selección aplicada.

4.5.2. Análisis económico

1. Costos totales del fracturamiento hidráulico

Se destaca que, dentro del estudio de factibilidad, en los costos totales, no se tiene en cuenta los costos relacionados a trabajos posteriores que se deben realizar después del fracturamiento hidráulico de acuerdo con el comportamiento que presenten en el transcurso del tiempo:

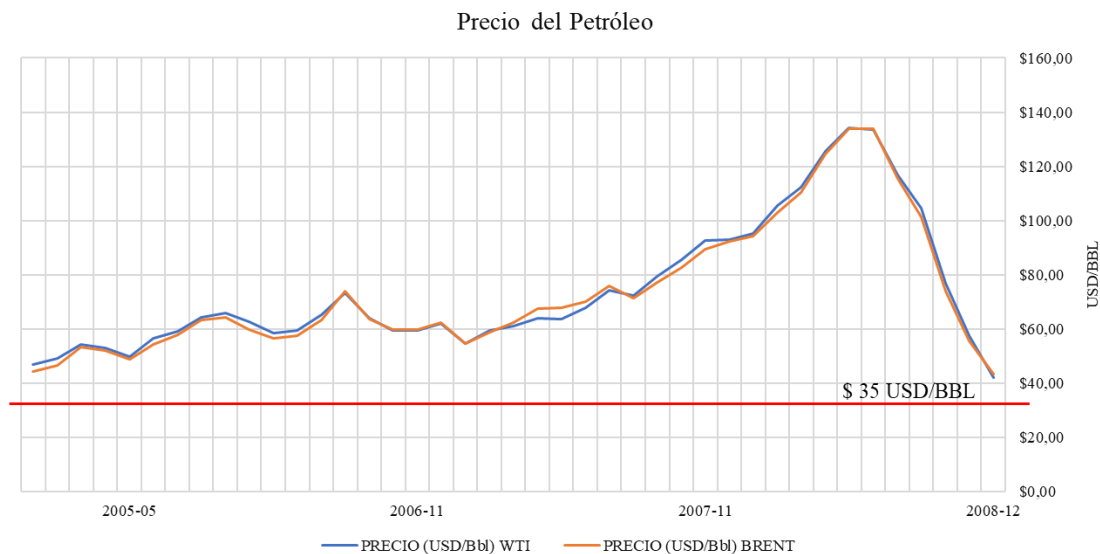
- Cambios constantes de SLA (BM) si hay cierto porcentaje de carbolita.
- Trabajos de equipo de “workover” para limpieza de arena carbolita cuando el porcentaje de carbolita es alto.

Es sugerible tener en cuenta todos los costos pertinentes al fracturamiento hidráulico con el objetivo de ser comparados con la productividad incremental de la campaña.

2. Influencia del precio del petróleo.

Para realizar el análisis económico y el estudio de factibilidad del proyecto, el precio del barril fue estimado por 35 US\$/barril WTI (en esa época el precio del barril en la compañía operadora se negociaba con referencia WTI) como promedio durante toda la campaña.

Figura 31 Precio del barril de petróleo entre 2005-2008



De acuerdo con la gráfica, se puede deducir que el valor estimado es inferior comparado con el precio del barril entre 2005 y 2008. Siendo esta la variable que mayor impacta los resultados obtenidos del fracturamiento hidráulico, se puede deducir que la mayoría de los trabajos que se realicen durante este tiempo serán económicamente viables, en especial porque el estudio se realizó, podría decirse, que bajo el peor escenario que podría presentarse en el precio del petróleo.

3. Cumplimiento del valor presente neto

Los pozos que superaron los costos y a su vez obtuvieron ganancias fueron el 11% de toda la campaña, eso no significa que los demás pozos no aportaran aceptables valores de producción en comparación a lo que venían presentando antes del fracturamiento hidráulico.

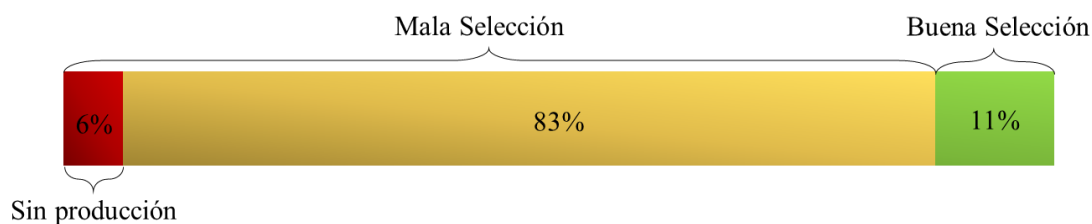
Tabla 16 Clasificación de pozos según su producción con VPN positivo

Según condiciones de producción	No. De Pozos	VPN>0
Pozos con producción previa al fracturamiento.	15	2
Pozos con intervalos fracturados sin aporte de producción	1	-
Pozos con fracturamiento durante el completamiento	2	-
Total, de pozos fracturados	18	2

4.5.3. Análisis de la metodología aplicada

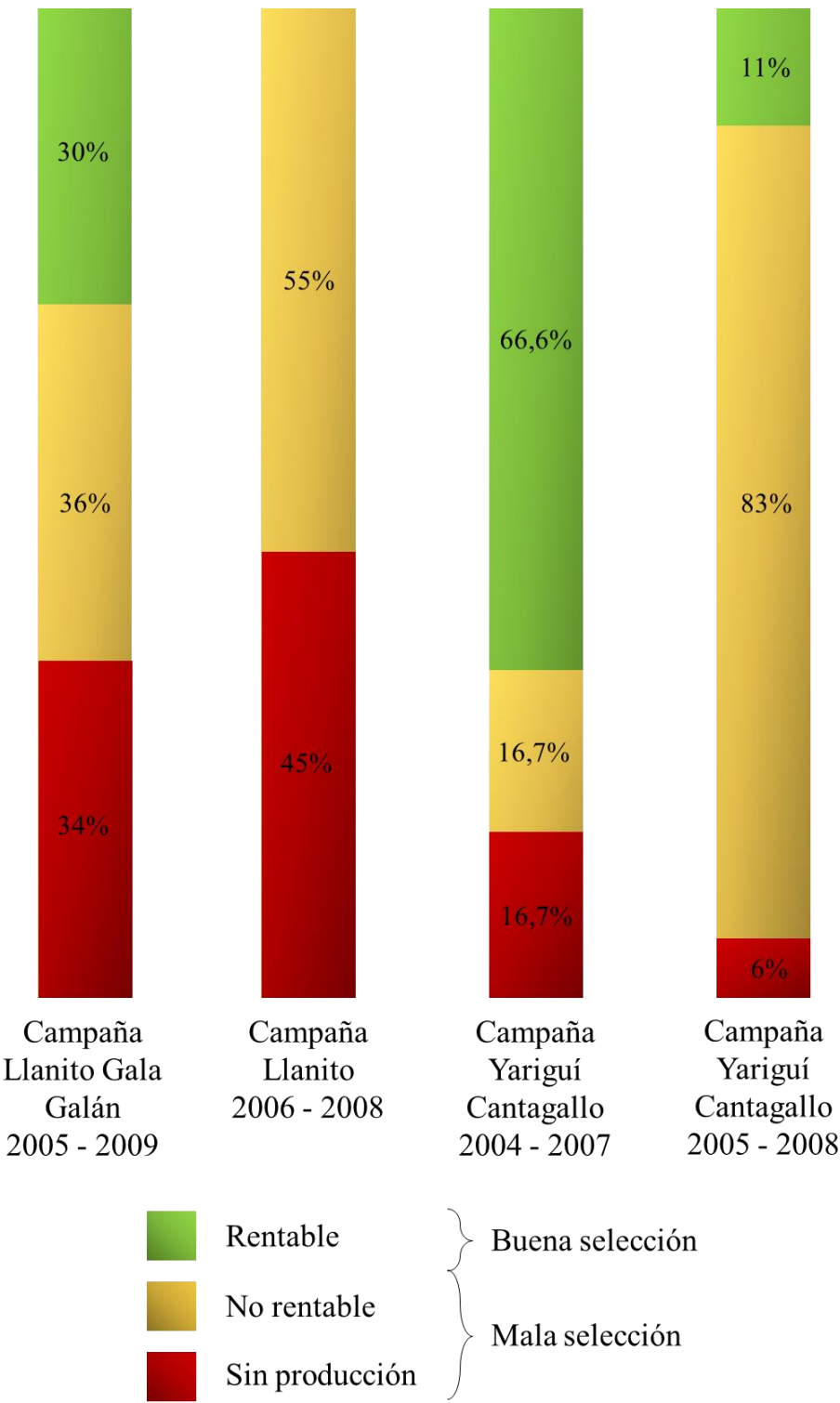
La causa de la cantidad de trabajos de acondicionamiento de pozo realizados después del fracturamiento hidráulico, puede ser debido a que no se evaluó previamente la litología de las formaciones, tampoco se contó con una historia de arenamiento suficiente para conocer si se debía aplicar “screenless completion” a más de un pozo y de esta manera, evitar problemas durante y después del fracturamiento. Entonces, según los resultados, en la metodología (anexo C) se presentó una baja caracterización del yacimiento, lo que continuamente provocó un impacto en la producción incremental.

Figura 32 Cumplimiento de la metodología



4.6. Análisis comparativo general

Figura 33 Análisis comparativo de las campañas



Cada una de las campañas aplica una metodología diferente

Tabla 17 Metodología aplicada en cada una de las campañas

Campaña Llanito Gala Galán (2005 – 2009)	Metodología Corporativa
Campaña Llanito (2006 – 2008)	No aplica.
Campaña Yariguí – Cantagallo (2004 – 2007)	Parámetros utilizados para la selección de pozos a fracturar hidráulicamente.
Campaña Yariguí – Cantagallo (2005 – 2008)	Selección, evaluación técnica, diseño y factibilidad económica de los trabajos de Fracturamiento Hidráulico para los pozos de la Superintendencia de Activos del Río.

Mediante el análisis del desarrollo técnico, operativo y económico de los trabajos de fracturamiento realizados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, se puede identificar las mejores prácticas y a su vez, los principales problemas en el momento que se empleó este tipo de estimulación. A partir de ahí, se tiene que la importancia de la aplicación de una metodología influye directamente sobre la rentabilidad y, por tanto, el éxito de una campaña.

Conforme a lo anterior, se toma como ejemplo el trabajo de fracturamiento hidráulico en Llanito entre 2006 y 2008, donde se muestra que todos los pozos fracturados obtuvieron resultados negativos en la rentabilidad del proyecto, por tanto, fue un caso fallido. Contar con la información de la cantidad de pozos que no tuvieron aporte de producción permite inferir que se presentó un error de tipo técnico u operativo antes, durante o después del fracturamiento, excluyendo los factores económicos, puesto que estos no implican que en el pozo funcione la estimulación. Se

puede concluir que a medida que aumente el porcentaje de pozos sin producción después del fracturamiento hidráulico, será más ineficiente la metodología aplicada.

Ahora bien, la buena y mala selección de los pozos candidatos a fracturar hace referencia a si el proyecto cumplió o no con la inversión pozo a pozo. Dentro de la mala selección, en especial, los pozos con producción incremental agregada al proyecto por parte del fracturamiento (cabe aclarar que algunos pozos muestran producción, pero no es a causa de la estimulación), para no alcanzar el costo de fracturar, debieron presentar problemas técnicos, operativos o económicos. Entonces, se le atribuye a hechos como: (I) la falta de una rigurosa evaluación previa de integridad, geometría, litología, arenamiento y geomecánica del pozo antes de fracturar, (II) una mala selección del fluido fracturante, (III) mal programa de bombeo, (IV) selección de pozos que no tenían el potencial suficiente para recuperar la inversión, e incluso, (V) un mal análisis económico al no tener en cuenta la gran repercusión del macro-entorno (condiciones económicas, políticas, legales, socioculturales, demográficas, tecnologías y medioambientales) que afecta directamente la rentabilidad del fracturamiento hidráulico.

En ese sentido, es importante identificar cuales campañas tuvieron mejor desempeño y luego precisar cual metodología fue la más acertada al proyecto. Como se puede ver, en Yariguí – Cantagallo entre 2004 y 2007, dos de tres pozos, es decir, el 66% logra recuperar su inversión y a su vez generar ganancias. Además, tiene un reducido porcentaje de pozos que no presentaron producción, lo que indica que la aplicación de la metodología para este trabajo de fracturamiento fue exitosa.

Finalmente, hay que resaltar el caso del proyecto Yariguí – Cantagallo entre 2005 y 2008, el cual, a pesar de contar únicamente con dos pozos que superaron sus costos fue una campaña de

éxito total y esto debido a tres factores especiales: (I) La producción incremental real de los dos pozos con valor presente neto positivo superaron la producción incremental esperada, (II) solamente un pozo no aportó producción y a pesar que los demás no alcanzaron a recuperarse, sí mostraron una producción considerable después del fracturamiento, y (III) el valor presente neto negativo es compensado por los altos precios del petróleo durante ese lapso.

De acuerdo con los resultados previamente analizados con respecto al desarrollo del fracturamiento hidráulico en los campos más representativos para la estimulación la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, se pudo identificar que hay un alto porcentaje de incertidumbre de que el proyecto no consiga la rentabilidad esperada, una de las principales causas es no contar con un procedimiento riguroso al momento de revisar las variables que aseguran la factibilidad del proyecto de estimulación hidráulica ajustándose a las características propias de la cuenca.

Se puede inferir que el bajo nivel en la efectividad de la técnica en parte, es debido a la incorrecta aplicación de esta, partiendo de una inadecuada planificación que permita tener un mayor control sobre el proyecto, por ejemplo, identificar dentro de varios métodos de estimulación si el fracturamiento es el más adecuado en torno a la operatividad y a la relación beneficio/costo, a su vez, si cuenta con los recursos necesarios e información completa y precisa para un resultado confiable en realización del fracturamiento.

Después de definir los problemas que se presentaron durante las campañas de fracturamiento hidráulico, es indispensable tomar las lecciones aprendidas y proponer mejoras que contribuyan a desarrollar nuevos y mejores procedimientos de trabajo, también tener en cuenta la evaluación de riesgos que conlleven a evitar cometer errores anteriores.

De este modo, hay que tomar en consideración el máximo de variables que intervienen en el fracturamiento hidráulico dentro de aspectos como la integridad del pozo, la evaluación de la productividad, la evaluación técnica, el diseño de operación y finalmente la factibilidad económica, en conjunto con nuevos conocimientos de la industria, que pueda compilar los parámetros obtenidos de las mejores prácticas, mediante el desarrollo de una guía que permita hacer de esta técnica un método de estimulación viable en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Así mismo, para hacer uso del potencial de los pozos y las ventajas del fracturamiento hidráulico para la recuperación de los hidrocarburos del yacimiento, se plantea el empleo de innovación tecnológica en torno a la mejora del proceso de estimulación, especialmente en zonas de alta complejidad, que pueda optimizar los procesos y facilitar la obtención de información necesaria para tomar decisiones previas al fracturamiento, que a su vez se vea encaminada a la sostenibilidad dentro de la industria del petróleo.

En la actualidad, el eje central se está dirigiendo a adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna. De ahí la importancia de desarrollar y aplicar tecnologías que puedan mitigar la huella ambiental de la industria que a su vez reduzca costos y genere rentabilidad. A partir de eso, se plantearán propuestas de tipo tecnológico, económico y ecológico que puedan afectar positivamente los trabajos de fracturamiento hidráulico en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

5. Propuestas para una metodología efectiva, segura y sostenible

Desde inicios del siglo XX se realizaron los primeros trabajos de fracturamiento hidráulico sin alguna preparación rigurosa en especial, con el uso de la nitroglicerina líquida y posteriormente solidificada, considerada con propiedades peligrosas, con el fin de estimular pozos someros productores. A través del tiempo, han sido continuos los esfuerzos por optimizar aspectos claves en el desarrollo de las operaciones de estimulación hidráulica.

Ahora bien, en la aplicación se reflejan los continuos avances en investigación y desarrollo de nuevas propuestas tecnológicas de agentes fracturantes que se puedan adaptar a todo tipo de condiciones. Así mismo, el impacto del fracturamiento hidráulico en la industria petrolera tiene una amplia implementación, desde la estimulación de yacimientos convencionales poco profundos, hasta yacimientos en condiciones altamente complejas permitiendo hacer de los recursos de petróleo y gas una gran oportunidad que anteriormente se pudo considerar como una propuesta económicamente inviable.

Actualmente el propósito continúa siendo el mismo, mejorar la productividad de los pozos mediante una buena conectividad entre las fracturas y el yacimiento, para alcanzar la mayor recuperación de cantidades representativas de hidrocarburo y a su vez, dando paso al importante incremento de reservas energéticas probadas alrededor del mundo.

5.1. Evolución de los agentes fracturantes

En vista de la efectividad del fracturamiento hidráulico, arduas investigaciones fueron realizadas para aislar las formaciones que contenían petróleo de las que contenían agua, de acuerdo con esto, el primer fracturamiento intencional fue realizado en 1947, en Kansas con una mezcla inflamable de 1.000 galones de NAPALM junto con 2.000 galones de gasolina con un gel

rompedor, S-60, en un pozo productor de gas. Además, se implementó arena de río Ottawa 45-68 kg mal clasificada, como propante, la cual luego sería arena de construcción tamizada. El manejo de estas sustancias se dio hasta 1930 con la aparición de los fluidos ácidos.

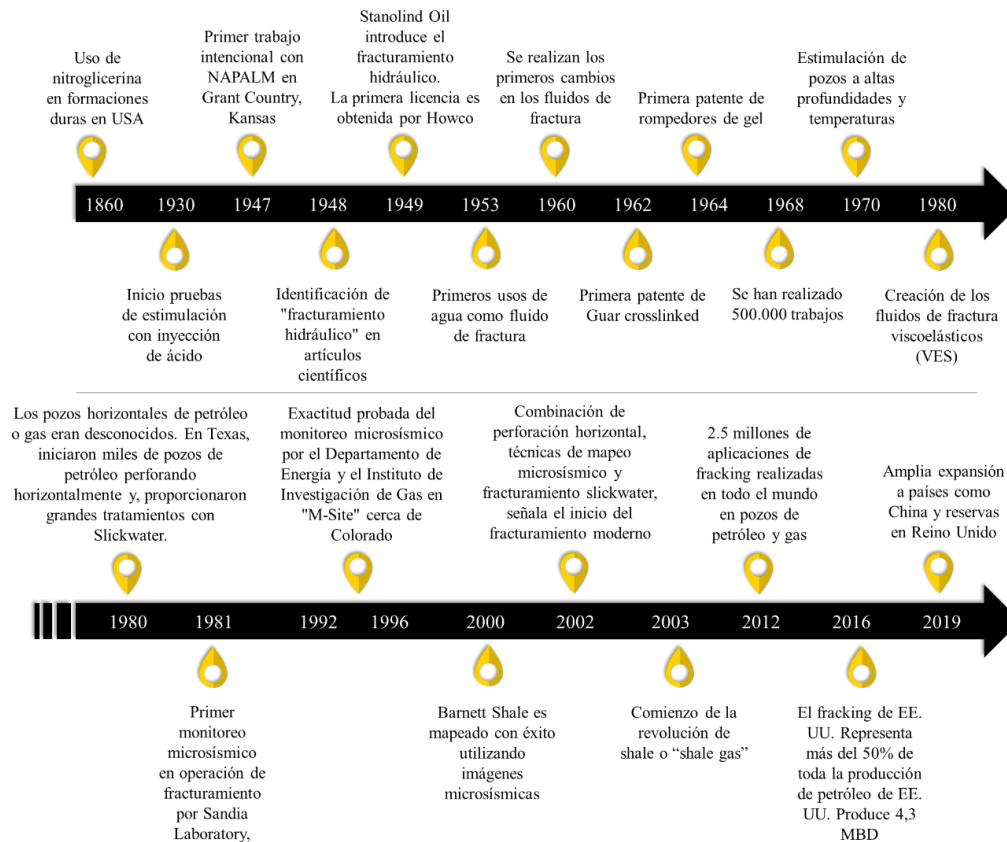
“En la década de 1950, los ingenieros creían que la introducción de agua en un yacimiento durante la ejecución de un proceso de fracturamiento hidráulico producía un alto daño de formación, de manera que los pozos eran estimulados con aceites viscosos o aceites gelificados” (Kefi et al., 2005). Fluidos que se consideraban económicos pero que luego debieron ser modificados, puesto que no presentaban la velocidad suficiente para transportar la arena debido a su baja viscosidad.

En el año 1953, investigadores descubrieron que el fluido de fractura base agua podría ser implementado al mitigar su impacto con el uso de aditivos químicos que no afecten la mojabilidad de la roca. En la siguiente década, se descubren más agentes fracturantes como las soluciones viscosas de goma guar y sus derivados en salmueras, los tenso activos para minimizar emulsiones, la implementación de cloruro de potasio para reducir el hinchamiento de arcillas, favoreciendo el uso de fluidos de fractura base agua y el uso de fluidos espumados con nitrógeno, los cuales no fueron muy usados debido a su costo y complejidad.

La innovación realizada en la década de 1970 fue un paso importante para el aumento de concentraciones de arena junto a la creación de fluidos de fracturamiento con mayor viscosidad y estabilidad térmica a base de polímeros, los cuales, generalmente eran polímeros a base de goma guar reticulados (crosslinkeados) con iones de borato, circonato o titanato, en vista del incremento de las estimulaciones hidráulicas y en respuesta a la aplicación en yacimientos menos permeables, más profundos y con mayores temperaturas.

“Las mejoras en los agentes de reticulación y gelificantes han dado como resultado sistemas que permiten que el fluido llegue al fondo del pozo en formaciones de alta temperatura antes de la reticulación, minimizando así los efectos del alto cizallamiento en la tubería. Se han desarrollado agentes gelificantes ultralimpios basados en la química de asociación de tenso activos y sistemas rompedores encapsulados que se activan cuando se cierra la fractura para minimizar el daño por conductividad de fractura” (Montgomery & Smith, 2010). La concientización de los efectos del fluido de fractura a base de polímeros sobre el daño de formación permitió la creación de los fluidos energizados que logran la disminución de polímeros en un 50%, mejorando la limpieza del pozo y la productividad. Ya para finales del siglo, “científicos desarrollaron fluidos de fractura acuosos y sin presencia de polímeros, los surfactantes viscoelásticos, usados anteriormente como densificantes para productos domésticos mejorando y ampliando las capacidades de aplicación” (Kefi et al., 2005).

Figura 34 Línea del tiempo evolución del fracturamiento hidráulico



El gran apogeo del fracturamiento hidráulico y la creciente demanda de petróleo y gas han permitido la extracción de hidrocarburos tanto como sea posible, por lo tanto, requiere de continuos avances en materia de investigación y desarrollo (I+D) dentro de las variables que involucra, como la inyección de agua fresca, diferentes químicos y propantes para la creación de fracturas en la formación y técnicas de medición para monitorear las fracturas en tiempo real.

En el transcurso del siglo XXI, las medidas adoptadas para optimizar el fracturamiento van dirigidas a la reducción de riesgos y mitigación del impacto ambiental ofreciendo tecnologías alternativas que incrementen la producción y a su vez, minimicen el daño al yacimiento, sin afectar la rentabilidad de la estimulación.

Por tanto, las nuevas propuestas van encaminadas a la reducción de emisiones de metano, fluidos de fractura sin agua, fluidos de fractura base agua de mar, reducción de volumen de agua empleando fluidos energizados, aplicación del CO₂, aditivos ecológicos, reinyección de fluidos de retorno, predicción de presiones en tiempo real, modelados y caracterización geomecánica, toma de registros de alta calidad poco intrusivos, etcétera.

Si bien es cierto, los principales países que utilizan el fracturamiento hidráulico deben ser pioneros en la implementación de mecanismos que disminuyan la huella ecológica que deja la industria petrolera sin limitar los impactos positivos que genera la estimulación frente a la recuperación de altos volúmenes de hidrocarburo.

Por ejemplo, Estados Unidos pasó de estar en la apertura de una inevitable declinación en la producción de hidrocarburos hace una década, a ser uno de los principales países en el escenario mundial de la energía de yacimiento en roca generadora en la actualidad. De esta manera, “ha logrado aumentar las reservas probadas de gas cerca de un 47% y en 11% la existencia de petróleo” (ACP, 2017).

Según los datos de la Administración de Información Energética (EIA) (2020), de Estados Unidos, está claro que “el crecimiento de la producción de shale gas de Estados Unidos, desde el año 2013 al 2018 fue exponencial, alrededor de 11,415 mil millones de pies cúbicos a 22,054 mil millones de pies cúbicos respectivamente”. En repercusión de este auge en la estimulación hidráulica, países como Canadá, México, Argentina, Inglaterra, China, Alemania y Australia, han considerado el uso del fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales de forma regulada. A continuación, se analizarán las principales variables que pueden implicar cambios en los resultados o realizar riesgos al momento de realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico.

5.2. Integridad de pozos

Existen muchos tipos de fallas, en especial, químicas, mecánicas, hidráulicas o eléctricas, que podrían ocasionar problemas de gran o leve impacto en la integridad de un pozo y para su remediación se debe llegar a realizar operaciones con prontitud para reemplazar o restaurar las partes afectadas a las condiciones adecuadas, teniendo en cuenta no solo aspectos técnicos, sino también de gestión de pozo.

Ahora bien, es necesario partir del concepto de integridad de pozos en el margen de la norma internacional Norsok Standard D-010 (2004), definido como la “aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizacionales, necesarias para reducir el riesgo de liberación incontrolada de fluidos de la formación en todo el ciclo de vida de un pozo, y por supuesto, los aspectos de seguridad”.

Así que, implementar una norma con ese tipo de alcance dentro del desarrollo de un pozo es recomendable para limitar los errores por falta de información o conocimientos, controlar los factores de riesgo y prever problemas que puedan presentarse, teniendo una guía de actuación y una pauta que facilitará la gestión de las operaciones.

La norma Norsok (2004), agrega el concepto de “well barrier” como “barreras de uno o varios WBE (well barrier element) dependientes que evitan que fluidos o gases fluyan involuntariamente desde la formación, hacia otra formación o hacia la superficie”, y de acuerdo a su diseño, construcción y valoración, “los pozos deben desarrollar esquemas que ilustren las barreras durante todo el ciclo de vida para las diferentes fases, conteniendo información sobre cómo se probarán, verificarán y monitorearán” (Norwegian University, 2019), lo cual es especialmente relevante para la fase operativa.

De igual forma, la aplicación de integridad de pozo es de vital importancia al momento de tomar decisiones en la selección de los pozos a fracturar, con el propósito de identificar si el pozo tiene la suficiente resistencia para la aplicación de la estimulación. A su vez, si cuenta con el diseño requerido para “asegurar una producción segura de los hidrocarburos a través de la contención de ellos dentro del pozo, proteger las aguas subterráneas y aislar la formación productiva de otras formaciones geológicas” (API, 2009) y así, evitar afectaciones que puedan causar daños materiales, lesiones del personal, pérdida de producción y daños medioambientales provocando reparaciones costosas y riesgosas.

Por consiguiente, conocer el estado del revestimiento proporciona amplia información sobre el tipo de formación geológica y productiva, además de las regulaciones del área. También, si la cementación maneja los correctivos pertinentes para el aislamiento de los acuíferos, el soporte estructural del pozo y la protección del revestimiento de la corrosión.

Para la selección de pozos candidatos se hace necesario contar con datos tales como límites operacionales, estados mecánicos, final well reports, intervenciones e inactividad de válvulas, monitoreo de corrosión, datos de pruebas electroquímicas, registros de cementación de adherencia, registros de integridad y datos de completamiento, ubicación geográfica y condiciones geológicas y estructurales para poder definir los parámetros que evalúan y analizan el estado actual de los pozos:

- Historia del pozo:

La historia del pozo se define a partir de los conceptos que se relacionan con el tiempo de construcción de un pozo, el tiempo de inactividad de este y el número de intervenciones realizadas al pozo en los últimos cinco años. (Alvarado & Villalobos, 2020).

- Agresividad de corrosión del fluido del pozo (monitoreo de corrosión):

Este parámetro se evalúa a partir de los siguientes criterios: Corte de agua, medido en porcentaje (%); Contenido de CO₂, medido en ppm; Contenido de H₂S, medido en ppm; Contenido de sólidos, presentes o no; Velocidad de corrosión, medido en mpy. (Alvarado & Villalobos, 2020).

- Estabilidad de formación:

Presencia de fallas geológicas: el criterio para evaluar este parámetro es la identificación de si el pozo pasa a través de fallas geológicas o no, ello, considerando la exposición de los componentes del pozo a una variedad de esfuerzos geomecánicos, que pueden terminar por colapsarlos. (Alvarado & Villalobos, 2020). Es necesario estudiar apropiadamente la geología de la zona a para tomar decisiones inteligentes acerca de dónde perforar y dónde llevar a cabo la fractura hidráulica: evalúa el riesgo de terremotos asociados a las fallas profundas u otras características geológicas o aquellos riesgos asociados a que los fluidos pasen a través de estratos geológicos.

- Estado de válvulas de superficie:

En el cabezal de pozo se encuentran los componentes que proporcionan la interfaz estructural y contiene presión para los equipos de perforación y producción.

La evaluación consta de la verificación de que las presiones de operación observadas en los espacios anulares se encuentren dentro de los límites operativos de presión. (Alvarado & Villalobos, 2020). Para poder monitorear la presión, normalmente hay un manómetro de presión y temperatura instalado entre las dos válvulas y la válvula más cercana al pozo se mantiene abierta para permitir el monitoreo (Norwegian University, 2019).

- Presión máxima del diseño del pozo:

Es la presión máxima que se puede ejercer a los elementos de la barrera cuando se está realizando alguna operación en pozo. Todos los elementos de barrera del pozo deben estar previamente calificados para la MWDP (Norwegian University, 2019).

- Existencia y calidad de barrera del cemento:

Este parámetro se evalúa a partir de la existencia del cemento en segmentos del pozo donde su influencia es de gran importancia como barrera para la contención de fluidos, y a partir de la calidad del cemento en función de los resultados obtenidos en los registros corridos en el pozo. (Alvarado & Villalobos, 2020).

Es importante que durante toda la fase operativa y de abandono deba adherirse al revestimiento y a la formación. Para verificar que el cemento se adhiera al revestimiento sin canales, se necesitan dos herramientas de registro. Estas herramientas suelen ser un registro de unión de cemento (CBL) y una herramienta sónica (USIT). La integridad del cemento de revestimiento se prueba mediante una prueba de presión después de perforar la zapata. Esta prueba suele ser una prueba FIT (Norwegian University, 2019).

Según Norsok Standard D-010 (2004) la barrera de cemento debe tener las siguientes propiedades: (I) impermeable, (II) integridad a largo plazo, (III) no encoje, (IV) dúctil, capaz de soportar cargas mecánicas, (V) resistente a diferentes químicos y (V) mojado para asegurar adherencia al acero.

De acuerdo con las prácticas y estándares usados para el diseño de cementación en una empresa operadora según (Sáchica et al., 2020) la correcta planificación de los trabajos de cementación garantiza buenos resultados a la hora de evaluar todos los riesgos que puedan surgir con cada

operación, por ello, para cada trabajo de cementación se realizan varias pruebas de laboratorio para garantizar la compatibilidad entre el lodo y el cemento y entre el cemento y la formación, pruebas de remoción de espaciadores y prelavado y pruebas de resistencia a la compresión, para todos los trabajos de cementación”

- Estado y calidad del revestimiento:

El revestimiento o tubería como elemento de barrera deben ser de una calidad de material compatible con el fluido esperado y deben ser lo suficientemente fuertes para soportar todas las fuerzas a las que estará expuesta y se deben realizar cálculos de carga que confirmen que hay suficiente resistencia. Las cargas que deben tenerse en cuenta son típicamente cargas de deformación por rotura, colapso, axiales y triaxiales y también se debe tener en cuenta cierto desgaste en los cálculos de carga (Norwegian University, 2019).

Por tanto, la calidad se analiza en función de la pérdida de espesor de este y en función del daño mecánico que registran dichos revestimientos, de acuerdo con los resultados que arrojan los registros corridos en el pozo en donde se realiza el análisis de carga de los revestimientos. (Alvarado & Villalobos, 2020).

A continuación, se presentan aspectos técnicos y prácticos más relevantes considerados desde el punto de vista de la integridad, durante el diseño de perforación, terminación y operación de pozos (Sáchica et al., 2020):

Tabla 18 Recomendaciones técnicas para la integridad de pozos

Recomendaciones	
1	Cumplir con una profundidad mínima (> 1.000 m), lo que minimiza la viabilidad de conexiones a estratos superiores y, en consecuencia, provoca la migración de elementos entre la roca madre y los sistemas acuíferos.
2	Contar con estudios hidrogeológicos actualizados del área para determinar la ubicación y profundidad de los acuíferos de potencial uso humano.
3	Disponer de líneas base de aguas subterráneas y realizar un seguimiento posterior de las mismas.
4	Realizar un seguimiento periódico de la integridad del pozo. Factor clave.
5	Presentar los informes de seguimiento acordados con las entidades estatales (caracterización química y biológica).
6	Seguimiento riguroso de las operaciones y pruebas de integridad de las barreras.
7	Desarrollar pruebas FIT o LOT del cemento en la zapata de revestimiento de superficie (para verificar suficiente resistencia del aislamiento hidráulico alrededor de la zapata).
8	Profundidad de asiento del conductor de revestimiento (50 - 100 pies).
9	Diseño y selección de revestimientos y conexiones apropiadas para asegurar la integridad del pozo en condiciones de cargas operativas extremas (fractura / corrosión / erosión / desgaste).
10	Centralización del casing para proporcionar una separación adecuada para la eliminación del lodo y la ubicación del cemento.
11	El revestimiento de superficie debe estar completamente cementado a la superficie (retornos de superficie).
12	Prueba de presión de casing.
13	El aislamiento de presión de la tubería de revestimiento y la tubería requiere la instalación de cabezales de pozo y árboles de pozo adecuados para manejar las presiones máximas previstas.
14	Diseño adecuado de sellos de boca de pozo y colgadores de revestimiento para manejar las cargas a las que puede estar sujeto.

En relación con la idea anterior, identificar las áreas más críticas y las actividades que requieren de mayor atención, son indispensables para mitigar el riesgo de salud, seguridad industrial, de procesos y medio ambiente, que preserve las condiciones y calidad de pozo o en dado caso permita realizar el reacondicionamiento adecuado previo a algún tipo de trabajo de estimulación.

Facilitar el alcance de los datos óptimos para la revisión y análisis de la integridad de los pozos depende de la aplicación de nuevos recursos tecnológicos que garanticen cada vez el menor

porcentaje de error frente a los resultados, en especial en zonas altamente complejas como el caso de la cuenca. A continuación, se mencionan varias tecnologías como método de adquisición de registros de fondo de pozo.

Tabla 19 Registros de fondo de pozo

Método de registros	Características
Registro ultrasónico con cable (wireline based ultrasonic logging) (Johns et al., 2011).	- Ofrece una evaluación completa de la integridad de la barrera del pozo. - Detecta fugas que son indetectables para los registros convencionales. - Permite su uso junto con una variedad de herramientas de registro de producción.
Electromagnetic sensing. (Felix et al., 2017).	- Son un enfoque prometedor para el mapeo de saturación. - Se puede utilizar para estimar la permeabilidad relativa y la conductividad de la formación circundante.
Conventional logging techniques (wireline based ultrasonic logging) (Johns et al., 2011).	- Si la tasa de fuga es pequeña, su efectividad es limitada. - En el caso de múltiples fugas puede detectar la principal, más no las secundarias.
Métodos mecánicos (mechanical methods) (wireline based ultrasonic logging) (Johns et al., 2011).	- Se utilizan ampliamente, pero, aunque son relativamente económicos, pueden requerir mucho tiempo y producir resultados engañosos.
Time-domain reflectometry (TDR). (Wang & Wu, 2019).	- Permite un seguimiento frecuente del pozo durante su ciclo de vida para ayudar a comprender la trayectoria de degradación y proporcionar una alerta temprana de posibles fallas. - Se puede operar rápidamente, lo que facilita la evaluación de un número considerable de pozos. - Se puede realizar de manera eficiente en la superficie en la boca del pozo, sin detener la producción de los pozos. - Esta técnica reduce significativamente el costo de operación y aumenta la eficiencia de la operación.

5.3. Caracterización de yacimientos

Maximizar la producción y recuperación de hidrocarburo mediante procesos de estimulación, comprende ciertas complejidades que pueden verse mitigadas, siempre y cuando se trabaje sobre un conjunto definido de datos, tipificación de rocas, experiencias y prácticas cercanas en relación con trabajos de fracturamiento hidráulico en la anterioridad. Sin embargo, en algunas ocasiones se cuenta con información insuficiente o en su defecto es basada en correlaciones estándar, promedios, estimaciones o suposiciones.

En ese sentido, después de evaluar y analizar todos los elementos que pueden determinar el estado de un pozo, se debe contar con la información, no menos importante, que describa las propiedades del yacimiento objetivo, que pueden afectar el flujo de los fluidos del yacimiento, tales como “el modelado de la forma estructural, los espesores de las formaciones dentro del volumen del subsuelo, sus litologías, y las distribuciones de porosidad y permeabilidad” (Schlumberger). Los anteriores parámetros son relativamente estables durante largos periodos de tiempo y se consideran características del modelo estático del yacimiento.

La integración de la información geológica, sísmica, estratigráfica, sedimentológica, petrofísica y de ingeniería, dan paso al cálculo de las reservas y volúmenes de hidrocarburo en el yacimiento. Por tanto, es indispensable contar con una gestión y control de la calidad de los datos requeridos puesto que a medida que la precisión de los datos es confiable, los resultados a trabajar dentro del modelo serán óptimos y afectará positivamente en las decisiones sobre el desarrollo de los campos.

La falta de un proceso de optimización ocasiona que las estimaciones no respondan como se espera, se realicen procedimientos innecesarios o excesivos y por lo general, la rentabilidad llegue a tal punto que disminuya considerablemente. Por ejemplo, el considerar que las formaciones de

baja permeabilidad requieren de estimulación hidráulica y las formaciones con permeabilidades normales a altas no necesiten de la estimulación para aumentar su productividad, es una suposición inválida, dado que, aplicar fracturamiento en formaciones de permeabilidad normal también puede ser económicamente viable al tratar condiciones de producción de arena o migración de finos.

Ahora bien, la información que posibilita la caracterización geológica y petrofísica es obtenida de los núcleos, registros geofísicos de pozos y pruebas de presión, mediante las cuales será posible percibir las propiedades del yacimiento: porosidad, permeabilidad absoluta, compresibilidad y textura de la roca. El conocimiento de esas características es fundamental para comprender el comportamiento del yacimiento y señalar si son formaciones que de acuerdo con sus propiedades cumplen con algún tipo de producción prospectiva.

De esta manera, se construye una mejor descripción de la mecánica de las rocas a medida que se cuente con la disposición de registros de pozo en campo para la medición de las propiedades geológicas y petrofísicas de las formaciones, para obtener más información acerca de los fluidos presentes en los poros (agua, petróleo o gas).

En la actualidad, las compañías de servicios cuentan con avanzada tecnología que ofrece datos consistentes, exactos y de alta calidad, ya sea mediante registros en agujero abierto y entubado, registros de producción, a tiempo real de imágenes de pozo, de servicios de imágenes micro - resistivas o ultrasónicas.

Tabla 20 Registros Geofísicos

Registros geofísicos		
Acústicos	Radiactivos	Mecánicos
Registro sísmico digital (BHC / LSS)	Registro de neutrón compensado (CNL)	Registro de temperatura
	Registro de litodensidad (LDL o LDT)	Registro de calibración (Bit Size = BS)
	Registro espectroscopia de Rayos Gamma (NGS)	Registro de desviaciones
	Registros de Rayos Gamma natural (GR)	Registro de medición de echados

Nota: Adaptado de: Garduza (2019).

Tabla 21 Registros Geofísicos de Resistividad

Registros geofísicos	
Resistividad	
Profunda	Somera
Registro eléctrico (EL / ES)	Registro micro - eléctrico (ML)
Registro eléctrico enfocado (LL / EFL)	Registro micro - enfocado (MLL)
Registro doble eléctrico enfocado (DIL)	Registro micro - proximidad (MPL)
Registro de inducción (1-ES / IL)	Registro micro - esférico enfocado (MSFL)
Registro doble inducción fasorial	
Registro doble lateral (DLL)	
Registro eléctrico enfocado azimutal (ARI)	
Registro arreglo de inducción (AIT)	
Registro inducción de alta resolución (HRI)	

Nota: Adaptado de: Garduza (2019).

Por consiguiente, para obtener una caracterización de fluidos, que se ajuste al comportamiento real del yacimiento en cualquier momento del pozo es necesario tomar las propiedades geológicas y petrofísicas mencionadas con anterioridad y contar con las características propias del modelo dinámico, es decir, presiones, temperaturas y composiciones de los fluidos una vez inicie la vida productiva del pozo.

Realizar un modelamiento de todas las variables conjuntamente puede mostrar la variación en las propiedades de la roca como respuesta a los cambios de presión que siente el yacimiento por

las diversas actividades de producción. La correcta interpretación de estos datos permitirá una evaluación adecuada del yacimiento y de acuerdo con esto, será posible plantear un diseño de estimulación que mejore la productividad. A continuación, se describen las principales pruebas para tener en cuenta en la caracterización de los fluidos:

- Análisis PVT

Este estudio puede ser realizado mediante pruebas de laboratorio, ecuaciones de estado o correlaciones empíricas que permite determinar ciertas características de los yacimientos con el objetivo de predecir el comportamiento a futuro del pozo, estimar nuevas reservas, y facilitar el diseño adecuado de instalaciones y procesos como completamiento o estimulación.

“Este análisis se requiere para conocer el comportamiento del fluido dentro del yacimiento y desde éste hasta separador. La curva de puntos de saturación del fluido a diferentes temperaturas es fundamental para la ubicación de la envolvente de precipitación de parafinas y poder definir el espacio termodinámico de ocurrencia de este fenómeno” (Ariza, 2011). Para analizar apropiadamente el potencial del pozo es importante usar datos de las propiedades PVT actuales del estado del yacimiento y contar con un muestreo de fluido reciente. Las pruebas PVT de laboratorio empleadas para caracterizar el fluido son:

Tabla 22 Pruebas de presión para caracterización de fluidos

Prueba	Descripción
Liberación diferencial (DEL)	- Simula el comportamiento dentro de un yacimiento. - Asume que la totalidad del gas que es liberado es producida. - La muestra es llevada a presión de burbuja y temperatura yacimiento. - El volumen de líquido final se conoce como petróleo residual por liberación diferencial.
Expansión a composición constante (CCE)	- Simula el comportamiento dentro de tubería de producción - La muestra es cargada sobre la presión inicial del yacimiento y se disminuye incrementando el volumen. - Se reportan los volúmenes del gas y el líquido - Se pueden presentar dos modelos: (I) modelo de aceite negro y (II) sistema de gas condensado.
Expansión a volumen constante (CVD)	- Simula el comportamiento de un yacimiento de gas condensado. - Se realizan una serie de expansiones seguidas por la extracción del exceso de gas. - Se debe mantener el volumen constante. - Se mide la composición, volumen y factor de compresión del gas retirado.
Prueba de separador	- Simula el comportamiento dentro del separador. - La muestra se realiza a varias presiones de separador. - Se mide la composición y la gravedad específica de las fases.
Pruebas para determinar viscosidades	- Se utiliza en las etapas de liberación diferencial - Se usa el líquido remanente después de la extracción del gas. - La viscosidad del gas es estimada mediante correlaciones

Nota: Adaptado de Vásquez & Gutiérrez (2020)

- Composición del fluido de yacimiento:

La adecuada determinación de la variación composicional del fluido del yacimiento es una característica útil al momento de cuantificar la magnitud de las reservas de hidrocarburo. Por lo general se realiza una separación de fluido instantáneo formando dos fases estables. Luego, este parámetro “se obtiene mediante cromatografía y da el porcentaje molar de los hidrocarburos. Es recomendable extender el análisis mayor a C30 + para obtener una mejor caracterización. El resultado refleja la fracción de hidrocarburos livianos, intermedios y pesados” (Ariza, 2011).

- Análisis SARA:

Los cambios en las propiedades de los fluidos durante la producción de hidrocarburos debido a cambios en la presión, temperatura o composición pueden incurrir en precipitaciones de asfáltenos, por tanto, es llevado a cabo un estudio “con el propósito de definir las fracciones presentes que corresponden a los saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos. El análisis SARA es útil para conocer cuál o cuáles fracciones pueden precipitar como sólidos orgánicos dentro del yacimiento o en el proceso de producción de fondo a superficie” (Ariza, 2011).

Es importante la caracterización de los fluidos porque dentro de varios alcances permite conocer con qué fracciones de petróleo se cuenta y las condiciones bajo las cuales se puede presentar problemas dentro del pozo. Así pues, contar con análisis exhaustivos de laboratorio y aplicar métodos preventivos de control permitirán disminuir los daños que puedan ocurrir durante la puesta en marcha de la estimulación hidráulica.

Las pruebas anteriores, son importantes al momento de evaluar los riesgos sobre posibles precipitaciones y deposición de parafinas, de esta manera, afectan un aspecto muy importante para tener en cuenta en el diseño de un fracturamiento hidráulico, el daño de la formación. Entonces, si no se analiza y controla este fenómeno, la obstrucción de las líneas de producción exigirá trabajos de limpieza continuos que pueden generar altos costos a la operación.

Ahora bien, determinar “las presiones de formación, su monitoreo y medida son esenciales para controlar las operaciones de perforación y para optimizar el recobro. Actualmente las presiones de formación pueden ser medidas en cualquier momento de la vida productiva del pozo” (Avendaño y Gutiérrez, 2020). Las presiones para tener en cuenta en la operación de fracturamiento hidráulico son:

- Presión hidrostática: ejercida en cualquier punto en una columna de fluido causada por el peso del fluido arriba de ese punto. Es necesaria para impedir la entrada de fluidos al pozo.
- Presión de tratamiento de superficie: presión necesaria en superficie para lograr fracturar la formación dependiendo de las variables de presión de fondo, fricción de las tuberías y presión hidrostática. Mediante este parámetro y el caudal de inyección es posible obtener la potencia hidráulica para la operación de fracturamiento.
- Presión de tratamiento de fondo de pozo (BHTP): corresponde al valor de presión que se necesita aplicar en el fondo para fracturar la formación obtenida a partir de la presión de fractura y pérdidas de presión por tortuosidad y perforados.

Al mismo tiempo, es primordial la realización de pruebas que determinen los límites del yacimiento, planificar los métodos más eficientes para la producción de los pozos y corroborar si la formación producirá o seguirá produciendo hidrocarburo. Los datos de presión medidos por los operadores mejoran la caracterización de los fluidos, obtienen información de permeabilidad y daños de formación, evalúan el potencial de producción e incluso identifican momentos críticos frente las variaciones de los valores de presión.

- Prueba Step Rate Test

El objetivo de la prueba es determinar la presión de extensión de fractura que se acerque más al esfuerzo mínimo de formación, el cual indica la presión de cierre de fractura. Esta variable es importante en las operaciones de inyección y proyectos de trabajos de estimulación eficientes para mantener una gestión de los valores de presión controlados.

“La calidad del resultado depende de la cantidad de datos registrados, exactitud en el tiempo de bombeo constante, fluido no compresible utilizado y especialmente calidad del cálculo de presión de fondo de cada intervalo”.

Los principales parámetros involucrados en la prueba son: (I) presión de extensión de fractura, (II) caudal de extensión de fractura, (III) línea de flujo matricial, (IV) línea de flujo por fractura (V) presión de cierre y (VI) gradiente de fractura. Llevar a cabo la descripción y análisis de cada uno de ellos correctamente, ofrecerá una información más acertada y precisa.

Si se aplican presiones superiores a la presión de extensión se pueden presentar fracturas prematuras, pobres eficiencias de barrido y disminución del recobro. Pero si por el contrario son menores, se deberá trabajar a tasas inferiores de las requeridas causando igualmente una reducción en el recobro.

Esta prueba consiste en la inyección de fluido a la formación después de la ruptura, a una tasa inicial muy baja, permitiendo el flujo del fluido dentro de la matriz de la formación. Posteriormente, se efectúan pequeños incrementos en la tasa de inyección aplicando un lapso suficiente para que la presión se estabilice en cada tasa antes del siguiente incremento o utilizando intervalos de tiempo iguales para cada tasa.

- Prueba Step Down Test

Se realiza después del Step Rate Test y “se utiliza principalmente para cuantificar la caída de presión relacionada con la fricción de los disparos, la tortuosidad cercana al pozo (NWBT) y para estimar la eficiencia de los disparos (PE), es decir, la fracción de disparos activos al final de un proceso de fracturamiento hidráulico de una etapa” (Mondal et al., 2019), imposibilitando que el fluido de fractura avance y la fractura se propague.

Los principales parámetros tenidos en cuenta en la prueba son: (I) pérdidas de presión en tubería, (II) pérdidas de presión en perforados, (III) pérdidas de presión por tortuosidad, (IV) cálculo de la fricción total, (V) cálculo de la fricción por perforados y (VI) cálculo de la fricción por tortuosidad.

Es necesario iniciar la fractura con la máxima tasa de inyección posible con un fluido viscoso, cuando se inicia la fractura a altas tasas, es posible evaluar la medida de la fricción por perforados o la fricción en la entrada de la fractura. Cuando se tiene la máxima tasa, se va disminuyendo rápidamente en escalones cerca al final de esta lo que permite un tiempo adecuado para que la presión se estabilice a cada tasa.

5.4. Geomecánica

La precisión de los modelos petrofísicos y características esenciales del yacimiento, como la permeabilidad, porosidad, saturación del fluido, magnitud y dirección de las tensiones tectónicas influyen sobre el desarrollo de los campos como ya se había mencionado con anterioridad. Pero incluir un estudio geomecánico para definir el estado de los esfuerzos tanto de las arenas como de los “shales” de acuerdo con el caso, será trascendental en el diseño del fracturamiento hidráulico.

Con el fin de optimizar el diseño de fracturamiento hidráulico de pozos es necesario comprender las variables principales que pueden afectar los yacimientos convencionales. Cabe resaltar que cada pozo tiene características y propiedades totalmente distintas, a pesar de eso, es importante tomar como referencia diversos casos de estudio que se asemejen a las condiciones que se necesitan evaluar a partir de ciertos parámetros como, propiedades elásticas, de esfuerzos, presión de poro, dirección y magnitud de esfuerzos in situ, que se deben tener en cuenta durante el inicio y propagación de una fractura.

La geomecánica es una ciencia que se considera relativamente joven y en especial, su aplicación en la industria petrolera la cual ha traído grandes ventajas al momento de dar explicación a ciertos comportamientos de las rocas y su implicación a escala de yacimientos y de pozos. Por tanto, desempeña un papel esencial en las operaciones de perforación, completamiento y producción.

El apogeo de la mecánica de rocas se da a partir 2010, con la “Revolución del Shale” en Estados Unidos, donde la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico transformaron la idea de producción convencional y le apostaron a la búsqueda de hidrocarburos en condiciones altamente complejas; hecho que permitió al país, a partir de ahí, recuperar descomunales cantidades de recursos hidrocarburos no convencionales.

A pesar de contar con un historial relativamente corto, su implementación adaptada al fracturamiento hidráulico ha mostrado contundentes resultados. Y es una gran área de desarrollo que permanece en continuo avance en la elaboración de tecnologías que abarquen la precisión de un modelamiento geomecánico, con el fin de obtener mejoras en sus aplicaciones hasta ahora y un mayor alcance bajo escenarios anisotrópicos y complejos.

No obstante, la cuestión de las razones de la posible divergencia de los resultados de las pruebas sigue siendo una de las áreas que se está estudiando constantemente. La información obtenida es una herramienta para tomar una decisión sobre la mejora de la producción de sitios de explotación complejos y para planificar operaciones de campo adicionales, incluida la estimulación selectiva de las formaciones objetivo a niveles superiores (Bukow et al., 2020)

Al momento de identificar los esfuerzos de la roca y las presiones, “un modelo puede capturar la deformación de la roca poro-elastoplástica, la dinámica de los fluidos, así como las interacciones con los componentes del pozo, como las perforaciones, el cemento y el revestimiento” (Han et al.,

2019). Con el fin de realizar predicciones mejoradas de la geometría y el crecimiento de las fracturas, el monitoreo durante el desarrollo de las fracturas resulta ser un método de estimación preciso que puede emplear diversas técnicas para determinar la efectividad de las operaciones de la estimulación hidráulica.

Según la teoría del estado crítico y el criterio de falla por esfuerzo Rankine, se produce una fractura, una vez que los esfuerzos aplicados alcanzan la resistencia al esfuerzo de la roca y el daño de la roca se acumula en función de la liberación de energía crítica (Han et al., 2019).

Entonces, es necesario que la geometría de la fractura hidráulica se controle en gran medida mediante los parámetros geomecánicos. Por ejemplo, la dirección de propagación de la fractura se controla mediante la dirección del esfuerzo, el ancho de la fractura se controla principalmente mediante el módulo de Young y la altura de la fractura se controla principalmente mediante el contraste del esfuerzo horizontal mínimo entre las zonas de barrera de esfuerzo y las zonas de fractura (Yew & Weng, 2015).

Luego, el análisis de la forma y extensión de la fractura requiere una comprensión integrada de la estratigrafía mecánica y la heterogeneidad y las fracturas naturales, así como el efecto de la producción y estimulación previas. El crecimiento de la fractura puede detenerse en un lugar, donde se encuentra una zona de alto esfuerzo efectivo debido a la variabilidad geológica local o al agotamiento de la presión local. El crecimiento de la fractura también puede detenerse en lugares con mayor tenacidad a la fractura, que a su vez se correlaciona con una menor rigidez de la roca y, por lo tanto, un menor esfuerzo efectivo (Dershowitz, 2019).

Por otra parte, se han desarrollado varias tecnologías de diagnóstico (microsísmica, inclinómetros, trazadores, manómetros, medidores de sísmica time-lapse) que puedan monitorear

y caracterizar las fracturas resultantes con resultados positivos, a pesar de eso “los estudios de modelado existentes son muy limitados e inadecuados para explicar varios patrones observados en la medición de campo, como la interacción de la fractura, la forma de la fractura, las posiciones relativas de la fibra y las fracturas” (Sherman et al., 2019; Williams et al., 2019).

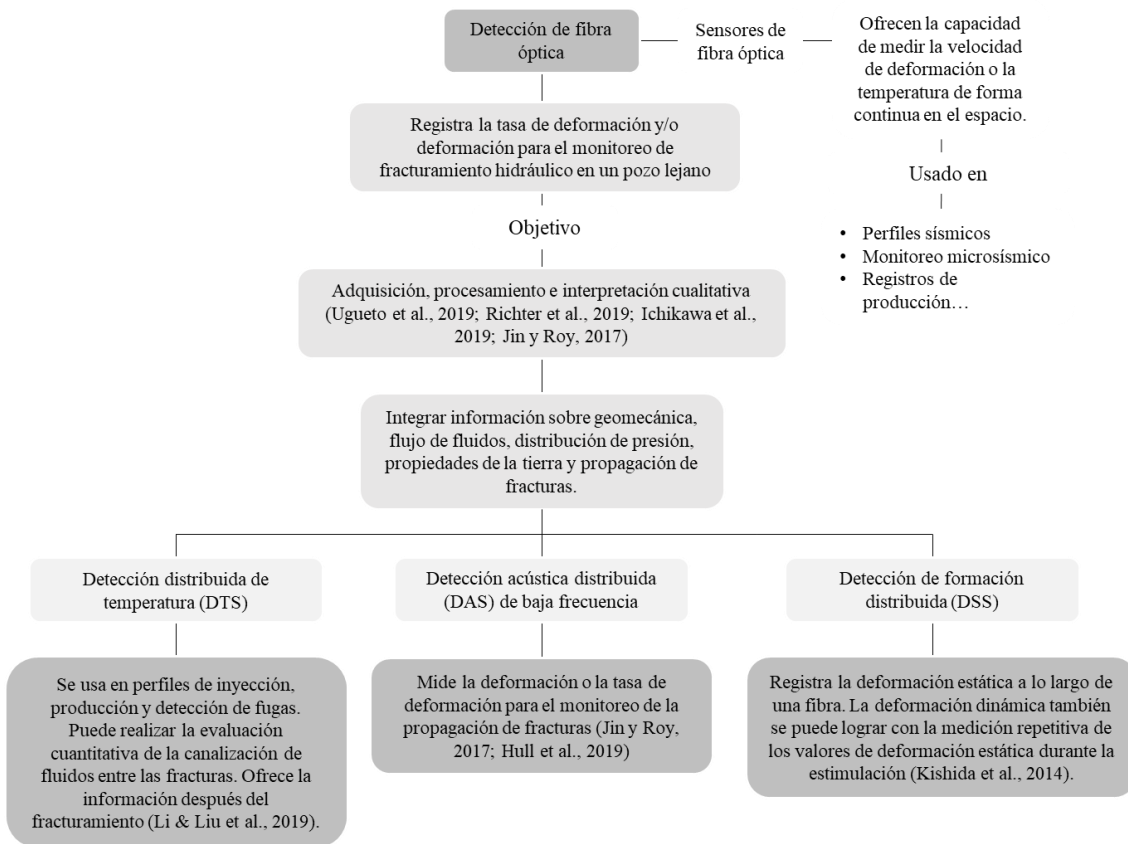
Por tanto, se propone la aplicación de tecnologías emergentes que permitan mejorar la obtención de datos y facilitar las simulaciones. Una de las alternativas para tener en cuenta en el diagnóstico de fracturas hidráulicas durante y después de fracturar es la detección de fibra óptica (FOS). “Este tipo de tecnología de detección es la más utilizada en operaciones de fracturamiento hidráulico” (Bateman et al., 2013).

Esta tecnología va limitada a monitorear las zonas cercanas a la cara del pozo, sin embargo, el uso conjunto de resultados de monitoreo de campo a larga distancia, puede proporcionar restricciones (constraints) adicionales y mejorar la precisión de parámetros como longitud y orientación de fractura. “Al combinar los resultados de la detección de fibra óptica con los parámetros microsísmicos, de microdeformación y de presión entre pozos, no solo pueden ayudar a comprender cómo fluye el fluido desde el pozo al yacimiento, sino también a comprender la influencia de la ubicación de inicio de la fractura en la geometría de fracturas de campo a larga distancia” (Li & Liu, 2019).

Con base en lo anteriormente mencionado, se hace alusión al caso del monitoreo de estimulación en Barnett Shale y la participación de empresas como Halliburton, donde “se implementó una solución de monitoreo microsísmico de matriz dual, así como una línea de fibra óptica permanente a lo largo del exterior de la carcasa de producción. Se utilizó el servicio StimWatch para monitorear los puntos de entrada de fluido en el yacimiento en tiempo real y se

utilizó microsísmica para comparar esos resultados con la geometría de la fractura hidráulica. Esto le dio al operador una comprensión a gran escala de la efectividad de la terminación en el pozo cercano y cómo afectará la extensión de la fractura en el yacimiento” (Halliburton, 2012).

Figura 35 Características de la detección de fibra óptica



Debido a su costo relativamente bajo y al amplio rango de distancias que cubre, los sistemas de fibra óptica distribuidos se consideran una opción de monitoreo atractiva para todos los tipos de pozos. Con el creciente flujo de datos, se han desarrollado y demostrado nuevos algoritmos en el campo para ayudar con las decisiones en tiempo real y entregar valor desde el sistema (Hveding & Bukhamsim, 2018).

En la actualidad, compañías especializadas en soluciones de detección de fibra óptica (FOS) operan con el propósito ofrecer ingeniería de diseño personalizado, software de interpretación de datos, operación de monitoreo, datos, y servicios de instalación. Un ejemplo de ello es el caso de Silixa y su lanzamiento de Carina Carbon Secure con el propósito de brindar “datos acústicos de muy alta resolución y densamente muestreados para monitoreo continuo y / o bajo demanda en tiempo real (...) con las medidas de seguimiento necesarias con un coste e impacto medioambiental reducidos de sus instalaciones” (Rodríguez, 2020).

La optimización de los procesos va directamente relacionada con la obtención de datos de calidad y su procesamiento e interpretación en el tiempo oportuno que reduzcan considerablemente la incertidumbre, para la toma de decisiones radicales que afecten en gran proporción el desarrollo del fracturamiento hidráulico. Por tanto, contar con tecnologías que ofrezcan la recuperación de información en tiempo real, permite actuar de inmediato durante la operación, de manera que se obtenga un resultado óptimo incrementando la eficacia de las operaciones en materia de costos y desempeño con respecto a la seguridad y medio ambiente.

Se está utilizando una nueva tecnología de visualización en tiempo real (RTV) combinada con sensores acústicos y de lectura de presión de alta resolución para superar las dificultades operativas y optimizar los esfuerzos de estimulación reduciendo la incertidumbre. La tecnología RTV ocupa una superficie mínima, se puede implementar rápidamente, es autónoma y no interfiere con las operaciones simultáneas en el sitio. El uso de esta tecnología mejora significativamente todo el proceso de fracturamiento, optimizando así la producción del pozo (Rahim, 2020).

Aunque hay muchas tecnologías y enfoques disponibles para ayudar con el monitoreo y la resolución de problemas en tiempo real, la incorporación de este sistema RTV proporciona datos

críticos para corregir problemas de manera efectiva y mejora la eficiencia operativa, lo que brinda a los operadores una mayor confianza en las decisiones relacionadas con eventos de fondo de pozo (Rahim, 2020).

Hoy en día, los modelos geomecánicos pueden combinarse con los modelos de simulación de yacimientos para predecir cómo afectará la producción, el rendimiento del yacimiento, la integridad de pozos o la integridad de la roca (Cook, 2016).

5.5. Fluidos de fractura

Después de disponer de los parámetros que rigen la integridad de pozos y la caracterización de las propiedades del yacimiento y la roca, los cuales son indispensables en la realización del diseño del fracturamiento hidráulico, se dará lugar al análisis e interpretación de dichos aspectos que permitirán la modificación de las variables que se pueden controlar en el diseño, de manera que logren adecuarse a las características inherentes del pozo y se obtenga resultados coherentes a una operación exitosa.

Posteriormente, cuando el valor de la presión de fractura es originado por altos regímenes esfuerzo, la magnitud de esfuerzo in situ y el régimen de esfuerzo de la falla, un punto adicional que marca la diferencia en el resultado de la estimulación durante la ejecución del fracturamiento hidráulico, es hacer uso del equipo apropiado que soporte los altos esfuerzos de operación, debido a las elevadas presiones durante el bombeo, dependiendo directamente de factores como caudal, volumen de los fluidos y propantes, lo que va a posibilitar un mayor alcance a las reservas del yacimiento.

La reducción de la degradación del equipo también se ha convertido en un punto de interés dada la inyección de grandes cantidades de propantes abrasivos junto con trabajos de alta velocidad y

“slickwater”. Las empresas de bombeo, por ejemplo, están empleando el control de la presión para aumentar la esperanza de vida del final del fluido y proporcionar reemplazos de válvulas y asientos específicos y oportunos (Zborowski, 2019).

Lo anterior es posible si se cuenta con un diseño de fractura que se adapte a las restricciones y condicionamientos dentro de toda la estructura del yacimiento y el pozo una vez se tenga la caracterización respectiva. Entonces, será indispensable definir cuáles serán las principales variables que se pondrán en consideración para el proceso de fracturamiento. A partir de eso, se van a plantear diversas propuestas de uno de los principales actores en la estimulación hidráulica, el fluido de fractura.

La realización de un fluido de fractura que sea compatible al yacimiento, que pueda afectar en menor medida los componentes del pozo y a su vez, contenga las características suficientes para hacer que las fracturas cumplan con su objetivo, será esencial para asegurar un rendimiento confiable y predecible.

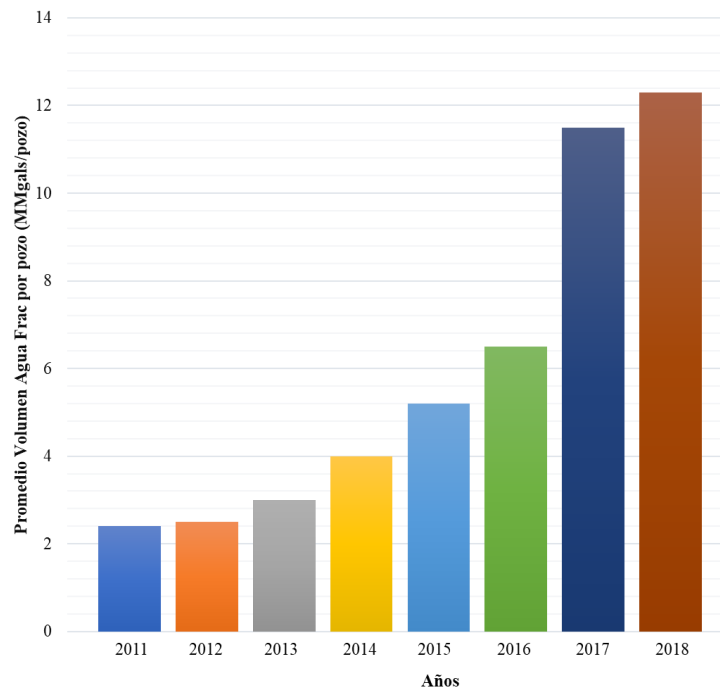
Ahora bien, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena es posible mitigar numerosos problemas ambientales, los daños ocasionados en la formación y los taponamientos que pueden obstruir el flujo de los hidrocarburos hacia la superficie a causa de las altas cargas poliméricas agregadas en los fluidos crosslinkeados, comúnmente usados en la estimulación, de manera que se van a presentar varias propuestas de tipos de fluido fracturante que eviten alteraciones en la formación pero que mantengan su comportamiento viscoso requerido.

De igual modo, es bien conocido el hecho de que los fluidos aplicados al fracturamiento hidráulico, en la mayoría de los casos manejan altos volúmenes de agua fresca. Situación que en la actualidad es motivo de debate en torno a la manera en que podría comprometerse el recurso

hídrico y las afectaciones a la población y el medio ambiente. Entonces, teniendo en cuenta lo mencionado, será necesario hacer algunas sugerencias con base en los recientes avances para que puedan ser tenidos en cuenta en futuros trabajos de fracturamiento.

Por ejemplo, el uso de agua de mar como fluido base de fracturamiento está ganando impulso en el Medio Oriente porque es una alternativa viable al agua dulce, lo que reduce el costo de estimulación. El agua de mar necesita un tratamiento tal que la precipitación, mientras interactúa con el agua de formación, no se agrave ni perjudique la producción (Rahim, 2019).

Finalmente, el enfoque principal irá en torno a la conciencia medioambiental y a las mejoras que se pueden llevar a cabo en los fluidos de fractura, considerando, no solo los alcances que poseen a nivel técnico, operativo o económico, sino que, en especial, con el impacto ecológico que también se vea asociado a contrarrestar la emisión de gases de efecto invernadero, considerando la reutilización del dióxido carbono que en gran parte ha dejado la industria petrolera a su paso en las últimas décadas.

Figura 36 Promedio de agua usada por pozo en Estados Unidos al año.

Nota: Adaptada de (Alharith et al., 2020).

Ya que uno de los grandes desafíos de la industria del petróleo y gas es buscar nuevas alternativas que permitan disminuir la elevada demanda de agua como elemento fundamental en la técnica de fracturamiento hidráulico, según una investigación realizada por la Universidad de Duke (2018) en 12.000 pozos del país “la cantidad de agua utilizada por pozo en las principales regiones productoras de gas y petróleo de EEUU ha aumentado hasta un 770% entre 2011 y 2016”, sin haber tenido en cuenta los valores de los años 2017 y 2018, los cuales comprueban el incremento exponencial de las cantidades de agua usadas por pozo debido a la recuperación de los precios del petróleo que resultó en nuevas estrategias para el desarrollo de campos, con prácticas como el refracturamiento que pudieran sostener la producción. Entonces, las investigaciones en curso y técnicas que hoy por hoy son potencialmente atractivas en reemplazo del uso de agua fresca serán descritas a continuación.

Tabla 23 Tecnologías emergentes waterless para el fracturamiento hidráulico

Técnica	Descripción
Tecnología Láser a Alta Potencia	- Penetra en todos los tipos de rocas independientemente de su resistencia a la compresión y dureza. - Se puede usar como fuente de calor para reducir las propiedades mecánicas de la formación.
Reacción Exotérmica In Situ	- Desencadena una reacción exotérmica con químicos específicos in situ que genera calor, gas y presión suficiente para crear fracturas en el área cercana al pozo.
Fracturamiento Plasma	- El pulso de plasma es un proceso electrohidráulico que puede crear simultáneamente fracturas en diferentes direcciones - Utiliza una descarga eléctrica para generar un plasma en el fluido del pozo, que crea una onda de choque que se propaga hacia afuera, en una dirección normal a la superficie del plasma. - Las ondas de choque se propagan a través de la formación y causan fatiga o daño directo a la roca.
Fractura de Gas (de alta energía, de pulso controlado, de pulso a medida)	- Utiliza la pólvora o el propulsor como fuente de energía para crear la fractura en el pozo. - La inflamación de la pólvora genera un pulso de gas a alta presión, que hace que la roca produzca múltiples fracturas. - El bajo del nivel de energía de entrada crea fracturas cortas y, por lo tanto, resulta en un rango de estimulación pequeño en el pozo.
Fracturamiento con Gas Licuado de Petróleo	- La composición del GLP es principalmente propano (mínimo 90%), propileno (máximo 5%), butano (máximo 2%), isobutano (máximo 1,5%) y metano (máximo 1,5%). - Tiene menos tensión superficial en comparación con el agua. - Reduce el líquido atrapado, bloqueando la garganta de los poros de la formación, alcanzando una longitud de fractura más larga, un flujo de retorno más corto y una mayor recuperación.

Nota: Adaptado de (Alharith et al., 2020).

Dichos tratamientos atraen el interés de los investigadores debido a su alcance, los bajos costos, la simplicidad de su operatividad y el menor daño que causa a la formación y al medio ambiente. La técnica de fracturamiento láser a alta potencia, por ejemplo, ofrece muy buenos valores en el incremento de la permeabilidad y porosidad a escala de laboratorio. Sin embargo, se requieren más investigaciones que puedan aumentar la precisión, el control, la confiabilidad y establecer un diseño preliminar antes de su aplicación en campo. Por otra parte, están las tecnologías que

muestran buenos resultados en el yacimiento, como alternativa para futuras aplicaciones con enfoque de estimulación “waterless”.

Como se había mencionado, el uso de polímeros para formar el gel base de la fase líquida puede ocasionar problemas después de realizada la fractura debido a los residuos que quedan atrapados en ella. Así que, una propuesta clave va inclinada a un fluido de fractura que aplique una mayor cantidad de espuma y reemplace considerablemente la carga polimérica para que el daño por residuos, resultará ser mucho menor.

Tal es el caso en el uso de los fluidos espumados, donde “el proceso de limpieza es más rápido y tiene menor pérdida por fricción, a su vez, tiene una mejor respuesta en formaciones compactas y shales” (Alharith et al., 2020). Su operación es menos nociva y la hace ampliamente usada para reducir el impacto en los trabajos de fracturamiento hidráulico. Al mismo tiempo, “cuando se usa un fluido con un aditivo de gas, el contenido de agua en el fluido de fracturamiento se reduce, lo que significa la reducción de los resultados negativos del hinchamiento de los minerales arcillosos” (Wilk, 2019).

Ahora bien, en los fluidos bifásicos líquido/gas, conocidos como espumas, se puede apreciar su clasificación de acuerdo con el tipo de gas: (I) nitrógeno y (II) dióxido de carbono, que bien se pueden usar separados o como una mezcla dentro de la fase líquida, generalmente un gel polimérico base agua. A su vez, la proporción de gas que se agrega al fluido diferencia los fluidos espumados de los fluidos energizados.

Según Blanco & Vivas (2015) “los fluidos energizados constan de una calidad de espuma menor del 52%, su utilidad se da como energizante de tratamientos de estimulación para retornar los fluidos utilizados a la superficie, eliminando la necesidad del uso de algún método de

levantamiento artificial”. Son característicamente menos viscosos, por tanto, se requiere de reticulantes que mejoren la propiedad y permita el adecuado transporte de los propantes.

La selección del componente de la fase gaseosa es determinante en vista de que gases como el aire o el Xenón, no pueden ser aplicados debido a sus altos costos y escasa disponibilidad. Por otra parte, el nitrógeno y el dióxido de carbono (CO₂) posibilitan la implementación de este tratamiento de acuerdo con su afinidad con el medio ambiente, están presentes en la atmosfera y no presentan algún peligro en su manipulación.

Hay consideraciones que se deben tener en cuenta al momento de seleccionar un fluido de fractura espumoso o energizado, tales como logística, compatibilidad con la formación y los fluidos de formación, disponibilidad de equipos, materiales y factores económicos.

- Nitrógeno

Es el criógeno más utilizado por su versatilidad, disponibilidad, es amigable con el medio ambiente, no es inflamable, es seguro y económico. Es un elemento químicamente inerte y estable, que “es entregado en locación en forma líquida, a condiciones estándar (-200°C y 20 psia)” (Blanco & Vivas, 2015). También puede ser creado en campo disminuyendo el costo de transporte. Luego “cuando se inyecta nitrógeno líquido en el pozo, se transferirá rápidamente a una fase gaseosa, lo que dará como resultado un enfriamiento y contracción rápida de la formación, la fractura puede exceder su extensión debido a la presión masiva causada por el nitrógeno” (Alharith et al., 2020). Al finalizar el fracturamiento, no habrá flowback puesto que el nitrógeno es insoluble en los fluidos del yacimiento.

- Dióxido de carbono

Igualmente, este componente es un elemento inerte, estable y “es también entregado como líquido en condiciones estándar (-30°C y 300 psia)” (Blanco & Vivas, 2015). La aplicación de este fluido permite una fácil recuperación, se ajusta a los yacimientos hidrofóbicos, reduce el daño de la formación y conjuntamente mejora la recuperación de hidrocarburos en comparación a las técnicas convencionales. “La eliminación de agua en esta tecnología puede acortar el tiempo de limpieza del pozo, minimiza la necesidad de reciclado o eliminación de agua producida por el pozo, y puede disminuir los riesgos potenciales de contaminación al medio ambiente. La baja viscosidad del CO₂ líquido es un desafío en esta tecnología al momento de transportar y bombear propantes” (Alharith et al., 2020).

Los fluidos de fractura anteriormente descritos demuestran que mediante tecnologías emergentes es posible optimizar una operación de fracturamiento hidráulico luego de haber sintetizado todas las consideraciones que ya se mencionaron, de modo que pueda satisfacer los pilares (ecológico, social y económico) fundamentales para un desarrollo sostenible, que intentan lograr de manera equilibrada un desarrollo económico y social sin descuidar el medio ambiente.

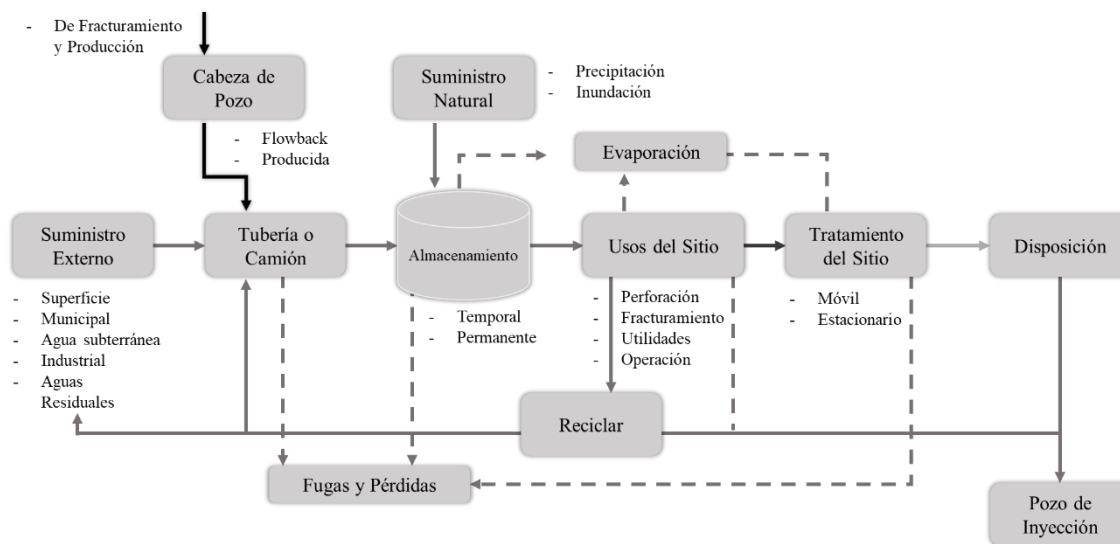
Otro de los propósitos en la actualidad, es generar propuestas que promuevan la reducción de emisiones de CO₂, como el caso de la economía circular del carbono, la cual está enfocada en sus cuatro pilares: reducir, reciclar, reutilizar y eliminar. En ese orden de ideas, un ejemplo clave en la transición de la industria petrolera a un desarrollo sostenible se ve reflejado en el tratamiento y uso dado al dióxido de carbono presente en la atmósfera, en las operaciones de fracturamiento hidráulico.

Las pautas generales obtenidas pueden promover la sostenibilidad del uso del proceso de fracturamiento hidráulico para producir más petróleo y gas a partir de lecciones aprendidas implementadas en futuros trabajos de estimulación hidráulica

Otra alternativa, no menos importante para tener en cuenta en la mitigación del impacto ambiental y la reducción de los riesgos asociados es el manejo del agua de producción como parte de los fluidos de fractura sobre las formaciones, en vista de que a medida que transcurre el tiempo, la disponibilidad del agua fresca habrá disminuido junto con el incremento de los costos, impactando la salud humana, la agricultura, la ganadería y la fauna silvestre. Según las predicciones “en diez años, se generarán 212 mil millones de galones de flowback y agua producida; los críticos afirman que los materiales usados contaminarán los recursos de agua subterránea y las emisiones atmosféricas tóxicas” (Chen et al., 2019).

La reutilización del agua de retorno y agua producida puede ser una solución para minimizar el uso de agua dulce para las operaciones de fracturamiento hidráulico y sus respectivos impactos ambientales. Vale la pena aclarar que esta agua puede ser reutilizada siempre y cuando cumpla con ciertos criterios de calidad, es decir, se necesita que el agua que será reutilizada sea compatible con las características del yacimiento que se quiere explotar. Según Trombetta, “entre las características que se deben evaluar para el reúso o reciclaje del agua producida o flowback son: (I) la salinidad, (II) la concentración de hidrocarburos, (III) sólidos suspendidos, (IV) sustancias orgánicas solubles, hierro, calcio, magnesio, trazas de benceno, boro y silicatos” (Trombetta, 2012).

Figura 37 Proceso del uso de agua en una operación de fracturamiento



Nota: Adaptado de Olsen et al., (2013).

Ahora bien, para un desarrollo sustentable en las actividades de la industria, también será recomendable implementar el concepto de LIT (tecnologías de bajo impacto) como el conjunto de prácticas, tecnologías o procedimientos que pueden ser utilizados en la realización de una actividad de manera que contrarreste las afectaciones en el medio ambiente y las comunidades.

Un ejemplo de ello se encuentra en la propuesta para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, según (Sáchica et al., 2020) es “el manejo de un ciclo cerrado del agua entre el agua producida por yacimientos no convencionales y el agua requerida para el fracturamiento multietapa en pozos horizontales dirigidos al shale. Es un gran desafío construir fluidos de fractura a través del agua de producción para reducir el uso de agua dulce y luego cerrar el ciclo usando el flowback dentro de los fluidos de recuperación”. Después, se hizo la aclaración que el recurso hídrico a usar del área es el agua de producción de los yacimientos convencionales con una gran cantidad de iones en su composición.

A pesar de eso, es posible contar con el uso de tecnologías y métodos que permitan reducir las concentraciones de salinidad y demás iones con el fin de mejorar las condiciones del agua de producción y pueda ser aplicada en trabajos de fracturamiento hidráulico futuros. También es válido mencionar la posibilidad de realizar ajustes para que el ciclo cerrado pueda ser implementado no solo en fracturamiento hidráulico para yacimientos no convencionales sino también como técnica de estimulación en convencionales, de manera que sea posible compartir estrategias de optimización en sus procesos.

Otro recurso hídrico que puede ser adecuado como un sustituto del agua potable sobre las operaciones de estimulación hidráulica es el “brackish groundwater” o agua salobre, la cual cuenta con más sales disueltas que el agua dulce, pero menos que el agua de mar, por tanto, su proceso de desalinización será menos tedioso y antieconómico. De esta manera se menciona el caso del Estado de Texas en Estados Unidos con el Plan Estatal del Agua en 2017 en el cual “recomendaron la desalinización del agua subterránea como estrategia de gestión del agua. Si se implementan estas estrategias, la desalinización del agua subterránea producirá aproximadamente 111,000 acres-pies por año de suministro de agua adicional para la década de 2070. Esto constituye aproximadamente el 1.3 por ciento de todas las estrategias de manejo del agua recomendadas en el plan estatal de agua” (TWDB, 2019). En Colombia, se deben analizar a profundidad el uso de aguas salobres y salinas, ya que tecnológicamente no han sido valorados dichos recursos, los cuales podrían ser útiles principalmente para sectores industriales.

Esta propuesta puede ser evaluada para futuros trabajos de estimulación en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena teniendo en cuenta que la interpretación de registros eléctricos hay indicios de que a partir de los 300 a 500 metros de profundidad comienzan los acuíferos de aguas salobres. Esa prueba no implica la total decisión por optar a este tipo de alternativa, puesto que será

indispensable una evaluación detallada de los recursos de agua subterránea salobre en el agua, partiendo de datos de pozos, pruebas de acuíferos, caracterización de acuíferos, datos de calidad de agua, análisis isotrópicos, análisis de tratamientos y análisis económicos para su gestión.

6. Propuesta de una Metodología Generalizada para el Fracturamiento Hidráulico

Con base en las metodologías empleadas, la evaluación de los trabajos de fracturamiento hidráulico estudiados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, las lecciones aprendidas y la información obtenida de otras cuencas, se realizó una metodología adaptada y modificada con actividades ya existentes para la ejecución de la estimulación hidráulica, de manera que se pueda mejorar considerablemente la calidad de los resultados, enfocado en el cumplimiento secuencial de diez parámetros que abarcan el cumplimiento ideal de todos los aspectos al momento de fracturar.

Figura 38 Representación gráfica del ciclo para la estimulación hidráulica



Nota: Autor.

Ahora bien, es posible asumir que al manejar una *check list* adicional al procedimiento estándar e introducirlo dentro de la metodología propuesta, puede determinar con mayor precisión el cumplimiento de ciertos parámetros en cada una de las intervenciones antes de estimular mediante la adquisición de información de producción, yacimientos, registros eléctricos, registros de cementación e integridad del casing, historias producción e información de presiones y de esta manera, realizar una mejor selección de pozos candidatos al fracturamiento hidráulico que a su vez, aumente las posibilidades de conseguir un trabajo económicamente viable y exitoso.

Figura 39 Check list para la selección de pozos candidatos a fracturar

Check list
para la selección de pozos
candidatos a fracturamiento hidraulico

Proyecto:
Pozo:
Campo:
Fecha:

0	Puntos Logrados	Puntaje Posible	100%
	0% - 60% puntos 60% - 80% puntos 80% - 100% puntos		

0	Integridad de Pozo	Puntos posibles: 16%
	Estado actual del pozo	
	Estado mecánico del pozo	
	Antecedentes del completamiento del pozo	
	Agresividad de corrosión del fluido de yacimiento	
	Estado de válvulas de superficie	
	Presión máxima del diseño de pozo	
	Calidad del cemento	
	Estado y calidad del revestimiento	
	Cercanía a fallas	
	Caracterización de fallas	

0	Evaluación Técnica	Puntos posibles: 27%
	Interpretación detallada de registros	
	Evaluación petrofísica	
	Propiedades de los fluidos de yacimiento	
	Composición del fluido de yacimiento	
	Análisis PVT	
	Análisis SARA	
	Historial de producción de crudo	
	Historial de producción de agua	
	Cálculo de las reservas	
	Factor de recobro	
	Realizar pruebas de presión	
	Analizar datos de presión y tasas de flujo	
	Daño de formación	
	Presión inicial del yacimiento	
	Presión actual del yacimiento	
	Realizar predicciones de rendimiento	
	Diagnóstico de los SLA	

0	Evaluación de Fractura	Puntos posibles: 22%
	Interpretación temprana de registros geofísicos	
	Calibración de datos con valores de núcleos	
	Perfil estratigráfico	
	Evaluación de mineralogía y petrografía	
	Perfil litológico	
	Análisis sedimentológico	
	Historial de arenamiento	
	Interpretación del ambiente de formación	
	Definir trampas estructurales y estratigráficas	
	Análisis entre propiedades geomecánicas y esfuerzos	
	Evaluar datos para modelos geológicos	
	Comprender modelos geológicos	
	Geometría de la fractura	
	Determinación de presiones y gradiente de fractura	

0	Operatividad	Puntos posibles: 22%
	Modelamiento (simulación) operacional	
	Limpieza de tubería	
	Tratamiento orgánico	
	Minifrac	
	Recomendar intervalo de disparos	
	Determinación de fluido de fractura	
	Perfil reológico	
	Comportamiento de la tensión interfacial	
	Disponibilidad de equipos	
	Programa de bombeo	
	Volumen de fluidos	
	Análisis de calidad del fluido	
	Análisis de calidad del agua	
	Recomendaciones HSE	

0	Factibilidad económica	Puntos posibles: 14%
	Valor presente neto	
	Tasa interna de retorno	
	Payback time	
	Relación beneficio costo	
	Tasa interna de oportunidad	
	Capex	
	Opex	
	Precio de venta del crudo	
	Regalías	

Resultados

Proyecto:

Pozo:

Campo:

	Máx.	Puntaje
Integridad de Pozo	16%	0
Evaluación Técnica	27%	0
Evaluación de Fractura	22%	0
Operatividad	22%	0
Factibilidad económica	14%	0
	100%	0

Nota: Autor.

Tabla 24 Indicadores para la selección de los pozos candidatos a fracturar

Color	Porcentaje	Indicador
Verde	Mayor a 80%	• Se puede ejecutar el trabajo. • Es necesario revisar el potencial del proyecto y evaluar la factibilidad económica. • La integridad del pozo debe cumplir en su totalidad.
Amarillo	Entre 60% y 80%	• No se debe ejecutar el trabajo. • La integridad del pozo cumple en su totalidad. • Es necesario identificar si las variables faltantes se pueden obtener y mejorar para la ejecución de la estimulación.
Naranja	Entre 60% y 80%	• No se puede ejecutar el trabajo. • La integridad del pozo no cumple en su totalidad. • Es necesario identificar si las variables faltantes se pueden obtener y mejorar para la ejecución de la estimulación.
Rojo	Menor a 60%	• No se puede ejecutar el trabajo. • Es necesario revisar las variables faltantes e identificar si pueden ser obtenidas y/o mejoradas.

Nota: Autor.

7. Conclusiones

- La información obtenida de los trabajos de fracturamiento en los últimos años en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena es escasa, en vista de la poca documentación que se ha realizado sobre los resultados de las estimulaciones hidráulicas en la cuenca y también en campos de toda Colombia.
- Al momento de integrar la información de trabajos de fracturamiento de la cuenca se pudo identificar que campos como Llanito y Yariguí – Cantagallo no han efectuado más procesos de fracturamiento hidráulico desde 2010 y 2008 respectivamente, debido a los altos costos de la estimulación y la caída de los precios del petróleo en el transcurso de la década.
- A partir de los 56 trabajos de fracturamiento hidráulico evaluados en la cuenca, la mayoría de los resultados no fueron exitosos debido a la falta de una metodología actualizada con las variables técnicas necesarias al momento de la ejecución, por tanto, se presentan trabajos con faltantes de información técnica o desconocimiento del estado del pozo.
- La metodología desarrollada por la empresa operadora se ha mantenido para los últimos trabajos de estimulación hidráulica realizados, dada la importancia de implementar modelos que evalúen todas las variables para considerar la viabilidad del fracturamiento hidráulico, ya que no se había aplicado una metodología con anterioridad.
- Se propuso la aplicación de nuevos avances tecnológicos que faciliten la obtención de datos y el diseño una metodología generalizada que mejore la toma de decisiones, que pueda realizar una estimulación efectiva, segura, sostenible y mejore el éxito del fracturamiento en términos técnicos y operativos.

8. Recomendaciones

- Se recomienda recopilar la información de todos los fracturamiento hidráulicos realizados a la actualidad de forma exhaustiva, de manera que se pueda realizar el estado del arte de los trabajos que aún no han sido documentados o publicados.
- Se sugiere obtener las mejores prácticas y lecciones aprendidas de trabajos de fracturamiento hidráulico en las demás cuencas del país, para que puedan ser aplicados en futuros trabajos.
- Realizar otras propuestas de una metodología para la selección de pozos candidatos a fracturamiento hidráulico que logre optimizar los trabajos de estimulación.
- Será de gran importancia realizar una evaluación integral sobre la presencia de acuíferos, partiendo de datos de pozos, pruebas de acuíferos, caracterización de acuíferos, datos de calidad de agua, etcétera., en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en trabajos futuros para convencionales y en roca generadora.
- Se debe considerar hacer un estudio de la composición de las aguas de producción y flowback para su reutilización en los fluidos de fractura y poder reducir los altos volúmenes empleados de agua fresca en las operaciones de fracturamiento.
- Evaluar las posibilidades del uso de fluidos de fractura energizados, especialmente con dióxido de carbono como alternativa en el fracturamiento hidráulico para reemplazar los fluidos crosslinkeados y que posibilite la transición de la industria a un desarrollo sostenible.
- En vista de los problemas técnicos y operacionales es clave considerar en la implementación de la estimulación hidráulica en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena el uso de una metodología optimizada que a su vez, cuente con nuevas tecnologías que den

paso a una actividad más segura, eficiente, flexible con el medio ambiente y menos intrusiva.

- Es indispensable contar con una adecuada gestión y control de la calidad de los datos, puesto que, a medida que la información es precisa y confiable, los resultados a trabajar dentro del modelo serán óptimos y afectarán positivamente en las decisiones sobre el desarrollo de los campos.
- Es preciso identificar dentro de varios métodos de estimulación si el fracturamiento es el más adecuado, ya que no todos los pozos son fracturables, a su vez, si cuenta con los recursos necesarios e información suficiente para un obtener un resultado confiable en realización del fracturamiento hidráulico.
- Para minimizar los altos costos de operación se recomienda unificar las campañas en un mismo proyecto y que a su vez, no sean muy extensas, para que se obtenga una mejor evaluación y se puedan aplicar las lecciones aprendidas en los próximos trabajos.
- Como las metodologías deben actualizarse constantemente se recomienda hacer una revisión y comparación con las metodologías que se están usando a nivel internacional para hacer las modificaciones respectivas cada cinco (5) años, con el fin de evitar fallas e inconsistencias en el transcurso de la estimulación.
- Al momento de desarrollar un trabajo de fracturamiento hidráulico se propone la utilización de una check list, que contenga los principales parámetros a tener en cuenta en la selección de los pozos candidatos a fracturar, la cual deberá ser actualizada en un lapso de cinco (5) años luego de su publicación.

Referencias

Aadnoy, B., Looyeh, R. (2011). Petroleum rock mechanics: Drilling Operations and Well Design.

Recuperado de:

<https://bibliotecavirtual.uis.edu.co/login?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=nlebk&AN=369932&lang=es&site=eds-live>

ACP. (2017). Fracturación hidráulica. ACP. Recuperado de: <https://acp.com.co/web2017/es/todo-sobre-el-fracking/967-fracturacion-hidraulica>

Alharith, A., Batarseh, S., Alerigi, D. S., Asiri, W. (2020). Overview of Recent Waterless Stimulation Technologies. Recuperado de: <https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/20ADIP/3-20ADIP/D031S091R002/452546>

Ali, S., Norman, D., Wagner, D., Ayoub, J., Desroches, J., Morales, H., Price, P., Shepherd, D., Toffanin, E., Troncoso, J., White, S. (2002). Método combinado de estimulación y control de la producción de arena. *Oilfield Review* 14. No. 2.

Aly, N., El-Banbi, A., Holditch, S., Wahdan, M., Salah, N., Boerrigter, P. (2001). Optimization of gas condensate reservoir development by coupling reservoir modeling and hydraulic fracturing design". SPE 68175.

ANH. Antecedentes históricos. Recuperado de:

<https://www.anh.gov.co/porta regionalizacion/Paginas/antecedentes-historicos.aspx>

API. (2009). API HF1, Hydraulic Fracturing Operations-Well Construction and Integrity Guidelines, First Edition/October 2009.

API. (2009). Hydraulic Fracturing Operations— Well Construction and Integrity Guidelines.

Recuperado de:

https://www.hollandhart.com/pdf/API_Guidance_Document_HF1_1st_Edition_October_2009.pdf

Ariza, E. (2011). De la caracterización de crudos que es clave para diagnosticar la precipitación de parafinas. Revista Fuentes: El Reventón Energético.

Avendaño, N., Gutierrez, L. F. (2020). Caracterización De Diferentes Sistemas De Hidrocarburos En Presencia De Contenidos Inusuales De CO2 Mediante La Generación De Modelos De Fluidos Para La Formación Caballos En La Cuenca Del Putumayo. (Tesis de pregrado).

Fundacion Universidad America. Bogotá D.C. Recuperado de:

<https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7811/1/6171137-2020-1-IP.pdf>

Barreda, D., Shahri, M. P., Wagner, R., King, G. (2018). Impact of Cyclic Pressure Loading on

Well Integrity in Multi-Stage Hydraulic Fracturing. Recuperado de:

<https://onepetro.org/URTECONF/proceedings-abstract/18URTC/2->

[18URTC/D023S049R002/156968](https://onepetro.org/URTECONF/proceedings-abstract/18URTC/2-18URTC/D023S049R002/156968)

Barree, R.D., Fisher, M.K., Woodroof, R.A. (2002). A Practical Guide to Hydraulic Fracture

Diagnostic Technologies. Recuperado de: [https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-77442-MS?sort=&start=0&q=A+Practical+Guide+to+Hydraulic+Fracture+Diagnostic+Technologies&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#)

[77442-](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-77442-MS?sort=&start=0&q=A+Practical+Guide+to+Hydraulic+Fracture+Diagnostic+Technologies&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#)

[MS?sort=&start=0&q=A+Practical+Guide+to+Hydraulic+Fracture+Diagnostic+Technolo](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-77442-MS?sort=&start=0&q=A+Practical+Guide+to+Hydraulic+Fracture+Diagnostic+Technologies&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#)

[gies&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_y](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-77442-MS?sort=&start=0&q=A+Practical+Guide+to+Hydraulic+Fracture+Diagnostic+Technologies&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#)

[ear=&rows=25#](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-77442-MS?sort=&start=0&q=A+Practical+Guide+to+Hydraulic+Fracture+Diagnostic+Technologies&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#)

- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. A., & Martinez, J. F. (2007). Colombian Sedimentary Basins, Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. ANH. Recuperado de: https://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf
- Bateman, K., Molenaar, M. M., Brown, M. D. (2013). Lessons Learned from Shell's History of Casing Conveyed Fiber Optic Deployment. Society of Petroleum Engineers.
- Bayona Palacios, Z., Acosta Gomez, J. C. (2011). Desarrollo de una metodología que permita optimizar la interpretación de las pruebas SDT SRT y Minifrac en trabajos de fracturamiento hidráulico aplicado al campo Yariguí – Cantagallo. (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- BECKWITH, Robin. Hydraulic Fracturing: The Fuss, The Facts, The Future. Journal of Petroleum Technology. Volumen 62. Número 12. 2010. p. 34.
- Bernal, D., Gomez, J. F. (2020). Elaboración De Un Plan De Análisis, Prevención Y Control De Riesgos De Integridad En Los Pozos De Tres Campos Del Piedemonte Llanero. (Tesis de Pregrado). Fundación Universidad De América. Bogotá. Recuperado de: <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7825/1/5142029-2020-1-IP.pdf>
- Blanco, A. J., Vivas, J. (2015). Fracturas con espumas con nitrógeno. Metodología de diseño y consideraciones técnico-operativas.
- Bukov, O. V., Basov, A. V., Lazutkin, D. M., Kashapov, D. V., Ovchinnikov, K. N., Buyanov, A. V., Drobot, A. V., Novikov, I. L. (2020). Complex Using of Conventional Production Logging and Indicator Technologies in Tight Oil Reservoir Study. Recuperado de:

<https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/20RPTC/2-20RPTC/D023S009R002/450172>

Castañeda Monsalve, D. C. (2008). Determinación y análisis de un fluido de fractura optimo para los trabajos de fracturamiento hidráulico en el área de Yariguí – Cantagallo. (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

Chen, C., Li, X., Wu, B., Zhang, K., & Song, Q. (2019). Environmental Impact Study and Experience Sharing of Produced Water Reinjection from Unconventional Gas Development. International Petroleum Technology Conference. Recuperado de: <https://onepetro.org/IPTCONF/proceedings-abstract/19IPTC/3-19IPTC/D031S057R004/154068>

Cipolla, C. L., Wright, C. A. (2000). Diagnostic Techniques to Understand Hydraulic Fracturing: What? Why? and How? Society of Petroleum Engineers. Recuperado de: https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-59735-MS?sort=&start=0&q=Diagnostic+Techniques+to+Understand+Hydraulic+Fracturing%3A+&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#

Cohen Paternina, L. M. (2008). Determinación y análisis de un fluido de fractura optimo para los trabajos de fracturamiento hidráulico en el área de Llanito. (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

Cook, J. (2016). La Geomecánica. *Oilfield Review*. Recuperado de: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/la-geomecanica.ashx>

Córdoba, F., Rolón, L., Buchelli, F., Suarez, M. (2000). Provincia Petrolifera Del Valle Medio Del Magdalena, Colombia. Recuperado de:

<https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609-pdb.118.042esp>

Daneshy, A. (2010). Hydraulic Fracturing To Improve Production. Society of Petroleum Engineers. Recuperado de: https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-0310-014-TWA?sort=&start=0&q=hydraulic+fracturing+to+improve&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#

Del Castillo Rodriguez, L. A. (2010). Mejoras en el diseño del fracturamiento hidráulico utilizando analisis de riesgo en el noreste del Perú.

Dershowitz, W., Hosseinpour, H., Cottrell, M. (2019). A Geomechanical Approach for Evaluating Hydraulic Stimulation in Complex Stratigraphies. Recuperado: <https://onepetro.org/URTECONF/proceedings-abstract/19URTC/3-19URTC/D033S071R002/160358>

Diaz Barrera, J. A., Mesa Roa, N. D. (2009). Evaluación de los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en el campo Llanito

Economides, M.J., Nolte, Kenneth. (1989). Reservoir Stimulation. Recuperado de: <https://www.researchgate.net/file.PostFileLoader.html?id=591b038148954c7bac0eeb2d&assetKey=AS%3A494639238529025%401494942593011>

Ellafi, A., Jabbari, H., Tomomewo, O. S., Mann, M. D., Geri, M. B., Tang, C. (2020). Future of Hydraulic Fracturing Application in Terms of Water Management and Environmental Issues:

A Critical Review. Recuperado de: <https://onepetro.org/SPEURCC/proceedings-abstract/20URCC/5-20URCC/D053S011R001/452854>

Energía y Negocios. (2020). ¿Cómo quedará el mercado global del “Fracturamiento Hidráulico” con Biden al poder? *Revista Energía y Negocios*. Recuperado de: <https://revistaenergiaynegocios.com/2020/11/19/como-quedara-el-mercado-global-del-fracturamiento-hidraulico-con-biden-al-poder/>

Felix, J. M., Ellis, E. S., Schmidt, H. K. (2017). Aroximity Sensing: A Novel Approach to Reservoir Saturation Monitoring Using High Frequency Electromagnetic Pulses. Recuperado de: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/17ATCE/3-17ATCE/D031S044R001/193274>

Garaicochea, F. P. (1995). Apuntes de estimulación de pozos. Universidad Nacional Autónoma De Mexico. Facultad De Ingeniería. Recuperado de: <https://docplayer.es/70280139-Apuntes-de-estimulacion-de-pozos.html>

Garduza, V. M. (2019). Manual de Registros Geofísicos de Pozo y algunas Aplicaciones. Boletín De La Asociación Mexicana De Geólogos Petroleros, A.C. Recuperado: http://itpe.mx/wp-content/uploads/2020/06/Manual_de_Registros_Geofisicos-1.pdf

Gobierno de Australia Occidental. (2015). Hydraulic fracture stimulation. Recuperado de: <https://www.dmp.wa.gov.au/Petroleum/Hydraulic-fracture-stimulation-20018.aspx>

González, D., Marín, F. (2002). Teoría formal de elasticidad: método unificado para la solución de problemas de cuerpos deformables bajo la acción de cargas. Universidad Nacional de

Colombia. Recuperado de:
<https://revistas.unal.edu.co/index.php/momento/article/view/47430/48645>

Guerrero, T. (2018). Los pozos de 'fracking' de EEUU gastan hasta un 770% más de agua que en 2011. *El Mundo*. Recuperado de: <https://www.elmundo.es/ciencia-y-salud/ciencia/2018/08/15/5b73136f46163f6ea68b45ac.html>

Halliburton. (2011). Fracture Design and Stimulation – Monitoring. Well Construction & Operations technical workshop In support of the EPA Hydraulic Fracturing Study. Recuperado de:
<https://www.epa.gov/sites/production/files/documents/fracturedesignandstimulationmonitoring.pdf>

Halliburton. (2012). Fiber-Optic Sensing Technologies.

Han, G., Bartko, K., Mutlu, U. (2019). Geomechanical, Geological, and Engineering Controls of Hydraulic Fracturing. Recuperado de: <https://onepetro.org/URTECONF/proceedings-abstract/19URTC/1-19URTC/D013S014R005/162801>

Harris, P. C. (1988). Fracturing-Fluid Additives. Society of Petroleum Engineers. Recuperado de:
https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-17112-PA?sort=&start=0&q=Additives+fracturing+fluid&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#

Hernandez Marin, C. J., Soto Pabon, J. D. (2009). Evaluación del proceso de fracturamiento hidráulico aplicado a algunos pozos del campo Yariguí – Cantagallo. (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

Hernandez, E., Giraldo Gomez, A. F. (2013). Análisis integrado para la selección de pozos candidatos a trabajos de estimulación en el campo Llanito de Ecopetrol S.A. (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

Hveding, F., Bukhamsim, A. (2018). Distributed Fiber Optic Sensing – A Technology Review for Upstream Oil and Gas Applications. Recuperado de: <https://onepetro.org/SPESATS/proceedings-abstract/18SATS/All-18SATS/SPE-192323-MS/215682>

Iza, A. C. (2017). Análisis y Generación de Correlaciones PVT del Petróleo y su Aplicabilidad en el Ecuador. (Tesis de Pregrado). Escuela Politecnica Nacional. Quito. Recuperado de: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/17368/1/CD-7866.pdf>

Jennings, A. R. (1996). Fracturing Fluids - Then and Now. Society of Petroleum Engineers. Recuperado de: https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-36166-JPT?sort=&start=0&q=Fracturing+Fluids-Then+and+Now&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#

Kokal, S. (2020). Technology Focus: CO₂. Recuperado de: <https://onepetro.org/JPT/article-abstract/72/07/69/451953/Technology-Focus-CO2-July-2020?redirectedFrom=PDF>

Li, Q., Michi, O., Boskovic, D., Zhmodik, A., Faskhoodi, M., Ferrer, G., Ramanathan, V., Ogunyemi, T., Ameuri, R. (2020). Geomechanical Characterization and Modeling in the Montney for Hydraulic Fracturing Optimization. Recuperado de:

<https://onepetro.org/SPEURCC/proceedings-abstract/20URCC/3-20URCC/D033S003R006/448573>

Liew, M. S., Danyaro, K. U., Zawawi, N.A. (2020). A comprehensive guide to diferente fracturing technologies

Lobo Criado, E. A. (2010). Evaluación económica del desarrollo de fracturamientos hidráulicos realizados en el campo Cantagallo 2005 – 2008. (Tesis de posgrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

Macias, H. (2014). Esta es la historia detrás del fracking. Las dos orillas. Recuperado de: <https://www.las2orillas.co/como-inicio-el-fracking/>

Mader, D. (1989). Hydraulic Proppant Fracturing and Gravel Packing. Elsevier Science Publishers.

Magazine Campetrol. (2018). 100 Años de Petróleo en Colombia. *Campetrol*. Recuperado de: <https://campetrol.org/wp-content/uploads/2018/09/RevistaCampetrol3.pdf>

Meng, H. (1987). Design of propped fracture treatments, en Economides MJ y Nolte KG, Reservoir Stimulation. Servicios Educativos de Schlumberger. Houston.

Molenaar, M. M., Cox, B. E. (2013). Field Cases of Hydraulic Fracture Stimulation Diagnostics Using Fiber Optic Distributed Acoustic Sensing (DAS) Measurements and Analyses. Recuperado de: <https://onepetro.org/SPEUGM/proceedings-abstract/13UGM/All-13UGM/SPE-164030-MS/178860>

- Mondal, S., Ugueto, G., Huckabee, P., Wojtaszek, M., Daredia, T., Vitthal, S., Nasse, D., Todea, F. (2019). Uncertainties in Step-down Test Interpretation for Evaluating Completions Effectiveness and Near Wellbore Complexities. Recuperado de: <https://onepetro.org/URTECONF/proceedings-abstract/19URTC/2-19URTC/D023S038R005/160134>
- Montgomery, C. (2013). Fracturing Fluid: Components. International Society for Rock Mechanics and Rock Engineering. Recuperado de: https://www.onepetro.org/conference-paper/ISRM-ICHF-2013-034?sort=&start=0&q=fracturing+fluid&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#
- Montgomery, C. (2013). Fracturing Fluids. International Society for Rock Mechanics and Rock Engineering. Recuperado de: https://www.onepetro.org/conference-paper/ISRM-ICHF-2013-035?sort=&start=0&q=Fracturing+Fluids+montgomery&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#
- Montgomery, C. T., & Smith, M. B. (2010). Hydraulic Fracturing: History of an Enduring Technology. Society of Petroleum Engineers.
- Niño Peñaloza, A. (2009). Determinación y análisis de fluidos de fractura base agua y base aceite óptimos para los trabajos de fracturamiento hidráulico en el área Lisama. (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

- Nolen-Hoeksema, R. (2013). The Defining Series: Elements of Hydraulic Fracturing. *Oilfield Review*, 25 (2). Recuperado de: <https://www.slb.com/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-hydraulic-fracturing>
- Nunez, C. (2020). How Has Fracking Changed Our Future?. *National Geographic*. Recuperado de: <https://www.nationalgeographic.com/environment/energy/great-energy-challenge/big-energy-question/how-has-fracking-changed-our-future/>
- OE Staff. (2014). Proppant market forecast, 2014 – 2024. *Offshore Engineer*. Recuperado de: <https://www.oedigital.com/news/455632-proppant-market-forecast-2014-2024>
- Oilfiel Review. (1992). Cracking Rock: Progress in Fracture Treatment Design. *Schlumberger*.
Recuperado de: https://connect.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors92/1092/p04_17.pdf
- Oilfiel Review. (2006). La fuente para la caracterización de fracturas hidráulicas. *Schlumberger*.
Recuperado de: https://connect.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/spr06/composite.pdf
- Olsen, D. K., Weitner, M., Olson, D. C., Perino, J. O., Womack, D. M. (2013). Smart Water Management as part of Supply Chain Logistic for Source Rock Development. Recuperado de: <https://onepetro.org/SPEIOGS/proceedings-abstract/13IEME/2-13IEME/D021S005R002/178600>
- Ordúz, L. H. (1985). Fracturamiento hidráulico, consideraciones teóricas y operacionales. Universidad Industrial de Santander.

- Prasad, U., Franquet, J. A., Curry, D. A. (2014). QA/QC on Physical and Mechanical Rock Properties Relevant for Geomechanical Analysis. Recuperado de: <https://onepetro.org/ISRMEUROCK/proceedings-abstract/EUROCK14/All-EUROCK14/ISRM-EUROCK-2014-219/40323>
- Promigas. (2019). Informe del Sector Gas Natural 2019. *Promigas*. Recuperado de: <http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/tematicas/01.aspx>
- Rahim, Z. (2019). Technology Focus: Hydraulic Fracturing. Recuperado de: <https://onepetro.org/JPT/article-abstract/71/06/66/208365/Technology-Focus-Hydraulic-Fracturing-June-2019?redirectedFrom=PDF>
- Rahim, Z. (2020). Technology Focus: Hydraulic Fracturing. Recuperado de: <https://onepetro.org/JPT/article-abstract/72/06/62/447900/Technology-Focus-Hydraulic-Fracturing-June-2020?redirectedFrom=PDF>
- Rico Serrano, N. Y. (2012). Estudio de prefactibilidad para la implementación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible con cavidades progresivas (ESPCP) de un campo de Ecopetrol S.A. (Tesis de Pregrado). Universidad Industrial de Santander. Recuperado de: <http://www.oilproduction.net/files/espcp-colombia.pdf>
- Rodríguez, M. F., & Suárez, C. A. (2018). Análisis técnico y ambiental de los sistemas de recobro para campos de crudo pesado y extrapesado con mayor aplicabilidad en Colombia. Bucaramanga.

- Rueda, J., Mejía, C., Pereira, L. C. (2020). Effect of Frictional Natural Fractures on the Hydraulic Fracture Propagation. Recuperado de: <https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings-abstract/ARMA20/All-ARMA20/ARMA-2020-1552/447633>
- Rueda, M. J. (2006). Análisis y evaluación de la optimización de la producción en el campo Cantagallo, SRI, Ecopetrol S.A. mediante la ejecución de un piloto de fracturamiento hidráulico en las arenas B, C y CG. (Tesis de pregrado). Universidad industrial de Santander, Bucaramanga.
- Sáchica Ávila, J. A., Amaya Perez, R. F. (2010). Análisis técnico – económico de los fracturamientos hidráulicos realizados en los campos Llanito, Gala y Galán de Ecopetrol S.A. (Tesis de especialidad). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- Sachica, J. A., Martinez, S. L., Cadena, E. M., Martinez, J. M., Usuriaga, J. M. (2020). Conventional Reservoir And Unconventional Resources Development Synergy Optimization For Fewer Environmental Issues.
- Sáchica, J. A., Martínez, S. L., Cadena, E. M., Martínez, J. M., Usuriaga, J. M. (2020). Conventional Reservoir and Unconventional Resources Development Synergy Optimization for fewer Environmental Issues.
- Servicio Geológico Colombiano. (2014). ANEXO N: Compilación de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Recuperado de: <http://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251114000.pdf>

- Soto, C., et al. (2008). Modelamiento Para Optimizar El Factor De Recobro En Campos De Petroleo Maduros De Las Cuencas Del Valle Medio De Magdalena. Informe Técnico De Proyectos. Ecopetrol S.A.
- Trombetta, J. C. (2012). El agua en la explotación de yacimientos no convencionales. Recuperado de: http://www.petrotecnica.com.ar/agosto12/sin_publicidad/ElAgua.pdf
- TWDB. (2019). Desalination: Brackish Groundwater. Recuperado de: https://www.twdb.texas.gov/publications/shells/Desal_Brackish.pdf
- UPME. (2018). Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Unión temporal prospección UPME 2018.
- Vasquez C., H. (2012). La historia del petróleo en Colombia. *Revista Universidad EAFIT*, 30(93), 99-109. Recuperado de: <https://publicaciones.eafit.edu.co/index.php/revista-universidad-eafit/article/view/1418>
- Velásquez, J. C., Gutiérrez, J., Ham, E., Castro, A. (2004). High Pressure Fracturing in Colombia: A Quantum Leap. Recuperado de: <https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/20977992>
- Villamil Novoa, F. A. (2011). Impacto en la producción de hidrocarburos debido al daño a la formación ocasionado por los fluidos usados en las operaciones de fracturamiento. (Tesis de especialidad). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

- Wang, J., Wu, Y. (2019). Wellbore integrity investigation using time-domain reflectometry. Recuperado de: <https://onepetro.org/SEGAM/proceedings-abstract/SEG19/4-SEG19/D043S097R006/105435>
- Wilk, K. (2019). Experimental and Simulation Studies of Energized Fracturing Fluid Efficiency in Tight Gas Formations.
- Williams, M., Le Calvez, J., Wilson, C., Rodríguez, A. (2019). Integrated Geomechanical Interpretation of Hydraulic Stimulation Operations Using Distributed Vibration Sensing.
- Withers, N. (2019). A brief history of fracking. *Fircroft*. Recuperado de: <https://www.fircroft.com/blogs/a-brief-history-of-fracking-92123114698>
- Yang, Y., Robart, C. J., & Ruegamer, M. (2013). Analysis of U.S. Hydraulic Fracturing Design Trends. Society of Petroleum Engineers.
- Yew, C.H., Weng, X. (2015). Mechanics of Hydraulic Fracturing, Second Edition. Elsevier.
- Zborowski, M. (2019). Exploring the Innovative Evolution of Hydraulic Fracturing. Recuperado de: <https://onepetro.org/JPT/article-abstract/71/07/39/207673/Exploring-the-Innovative-Evolution-of-Hydraulic?redirectedFrom=PDF>
- Zhang, Z., Fang, Z., Stefani, J., DiSiena, J., Bevc, D., Ning, I. L., Hughes, K., Tan, Y. (2020). Fiber Optic Strain Monitoring of Hydraulic Stimulation: Geomechanical Modeling and Sensitivity Analysis. Recuperado de: <https://onepetro.org/URTECONF/proceedings-abstract/20URTC/2-20URTC/D023S033R001/447959>

Apéndices

Apéndice A.

Metodología de empresa operadora para la selección de pozos candidatos a estimular.

Partiendo con la idea de implementar estimulaciones en los pozos pertenecientes al activo Llanito, con el principal objetivo de incrementar la producción de petróleo y acelerar la recuperación de reservas, se llevó a cabo la selección de 23 candidatos a ser fracturados hidráulicamente. Estos pozos fueron seleccionados mediante la aplicación de una metodología (Figura 8) desarrollada por una empresa operadora la cual, está basada en la integración de información del modelo geológico y petrofísico, bases de datos de producción, yacimientos, registros eléctricos, registros de cementación e integridad del casing, historias producción, información de presiones con MDT entre otros (Sáchica & Amaya, 2010).

Figura 34 Metodología corporativa.



Nota: (Sáchica & Amaya, 2010).

Apéndice B.**Parámetros utilizados para la selección de pozos a fracturar hidráulicamente.**

1. Selección de inicial de pozos

Se tiene en cuenta el riesgo de producción de agua después del fracturamiento hidráulico. • Se toman los pozos que presentaban muy bajo de riesgo de producción de agua.	- Por lo tanto, se revisan todos los pozos y se seleccionaron los que tengan un BSW < 10%
Se seleccionaron los pozos con un gradiente de presión mayor a 0.2 psi/ft o menores	- Las arenas B y C presentan un gradiente de presión relativamente más alto que las arenas Cantagallo, las cuales han producido más.
Pozos que se encontraran activos	- Los pozos inactivos no se tuvieron en cuenta

Adaptado de: (Hernández & Soto, 2009).

2. Integridad de Pozos

Se estudió el completamiento y la integridad de los pozos.	- Se excluyeron los pozos completados con liner ranurados o empaquetados. - Con problemas mecánicos tales como: colapsos, pescados, u otro problema que pudiera perjudicar la ejecución del FH.
Se revisaron los registros de cementación de cada uno de los pozos.	• Pozos con mala cementación no fueron seleccionados como pozos primarios a fracturar. • En algunos pozos que presentaban mala cementación en algunas zonas inferiores, se analizó la posibilidad de sentar el empaque en una zona superior con buen cemento que permitiera hacer el fracturamiento sin riesgo de colapsar la tubería por encima del empaque.
Se revisaron las presiones de estallido y colapso de la tubería de los pozos	

Adaptado de: (Hernández & Soto, 2009).

3. Geometría del Pozo

La geometría de los pozos es otro parámetro fundamental en la selección de los pozos candidatos al fracturamiento.

- Los pozos de alta inclinación con respecto al estrato a fracturar podrían presentar problemas de tortuosidad y fracturas múltiples durante el fracturamiento. Estos problemas están asociados a altas presiones y arenamiento prematuros.

Se analizaron los pozos con el fin de conocer el verdadero ángulo de inclinación con respecto al estrato que se desea fracturar	• No fue tan determinante al momento de escoger los pozos candidatos (Se debe convivir con las inclinaciones observadas).
---	---

Adaptado de: (Hernández & Soto, 2009).

Esta información fue usada para realizar las respectivas recomendaciones que se deben tener en cuenta en el intervalo a fracturar y el procedimiento que se debe seguir en los casos en que se presenten estas estructuras.

4. Registros y petrofísica

Útiles en el proceso de selección de los pozos

Registros	• Determinar si existían o no barreras cercanas a las arenas que se deseaban fracturar. • La presencia de estas barreras podría contener la fractura y evitar la comunicación con posibles zonas de agua. • Determinante ya que en el campo hay muchos pozos con zonas de agua produciendo o cercanas a las zonas productoras.
-----------	--

Adaptado de: (Hernández & Soto, 2009).

5. Historia de Arenamiento

Fue estudiada con el objetivo de analizar si el pozo era o no candidato para realizar

“Screenless completion” ó-	Completamiento sin “screen”.
----------------------------	------------------------------

Adaptado de: (Hernández & Soto, 2009).

Una vez seleccionado los pozos a fracturar, se analizaron y seleccionaron cuales de ellos requerían el tipo de completamiento “screenless”.

6. Mecánica de rocas

Factores importantes para el diseño del fracturamiento hidráulico para arenas como para shales.

Las principales propiedades que se requiere analizar son:

- Módulo de Young, relación de Poisson y los esfuerzos de las arenas y las posibles barreras.

7. Ajuste de producción y pronóstico del pozo fracturado

Determinar la permeabilidad de las arenas productoras y calibrar el modelo de producción	- se realizó un ajuste de producción en los 25 pozos iniciales - se realizó un pronóstico de producción utilizando un modelo de pozo fracturado
Se realizó una sensibilidad de longitud de fractura para determinar la longitud óptima de fractura.	- Se observó que con las permeabilidades obtenidas del ajuste de producción, se puede considerar como optima una longitud de 50 pies.

Adaptado de: (Hernández & Soto, 2009).

8. Análisis económico

Durante el estudio de factibilidad se requiere elaborar un análisis económico para la determinación de los pozos, a los cuales es conveniente realizar el fracturamiento hidráulico y al mismo tiempo para hacer el ranqueo de los pozos a fracturar.

9. Diseño del Fracturamiento Hidráulico

Tener en cuenta la reducción del riesgo en que se presente comunicación entre las zonas fracturadas y las zonas de agua mediante el manejo de los volúmenes inyectados en el PAD.

10. Realización del programa operacional del fracturamiento hidráulico

Se realiza en conjunto entre la empresa de servicios y la empresa operadora.		- Se define la zona de interés y las operaciones que se deben desarrollar de acuerdo a los procedimientos que estipule la empresa operadora.
--	---	--

Adaptado de: (Hernández & Soto, 2009).

11. Evaluación del fracturamiento hidráulico (operacional y producción)

Después de la realización de todo fracturamiento hidráulico:

Se realiza una evaluación del trabajo realizado y además se realiza seguimiento de producción a cada uno de los pozos estimulados		- Con el fin de analizar los aspectos que se deben cambiar para las próximas operaciones y evitar cometer los mismos errores en futuras aplicaciones.
---	--	---

Adaptado de: (Hernández & Soto, 2009).

Apéndice C.**Selección, evaluación técnica, diseño y factibilidad económica de los trabajos de Fracturamiento Hidráulico para los pozos de la Superintendencia de Activos del Río.****1. Objetivos del proyecto a evaluar**

El proyecto tuvo como objetivo principal:

- La selección,
- evaluación técnica,
- diseño y
- factibilidad económica.

2. Objetivos específicos**Fase 1**

- Consecución, análisis y evaluación de la información
- Elaborar modelo geomecánico de Cantagallo
- Realizar Pruebas de laboratorio: Selección de fluidos y agentes de soporte.
- Pruebas de campo: PBU, sonolog, muestreo fluidos.
- Selección de pozos y zonas candidatas a fracturar Valoración factibilidad técnica y operacional
- Valoración económica de los candidatos con base en las curvas básica e incremental.
- Realización diseños de fracturamiento hidráulico

Fase 2

- Seguimiento ejecución tratamientos de fracturamiento hidráulico.
- Seguimiento, monitoreo y valoración de resultados.

3. Alcance del proyecto a evaluar

FH Fase 1

- Revisión y selección de pozos candidatos a trabajos de fracturamiento hidráulico en los pozos de la SOR (Y - CG).
- Revisión integridad pozos candidatos. (casing, Liners, Colapsos, Cementación, Presiones de los tubulares).
- Estudio de mecánica de rocas
- Ajuste de producción y propiedades petrofísicas, definición curva básica del pozo a 5 años, cálculo de aceite acumulado.
- Pronósticos de producción con fractura a 2 años, cálculo de aceite acumulado.
- Definir viabilidad económica de FH en los pozos seleccionados

FH Fase 2

- Ejecución de tratamientos de fracturamiento hidráulico
- Seguimiento, monitoreo y valoración de resultados
- Integración de experiencias.
- Extensión de la tecnología a los pozos del campo Tibú.

Adaptado de (Criado, 2010).

Apéndice D.

Diagrama – Algoritmo de la fase de experimentación.

Teniendo en cuenta la metodología ya empleada en otros análisis realizados, se hicieron unas pequeñas modificaciones a la metodología de pruebas ya existente, esta modificación fue de tipo organizacional, es decir, se modificó el orden que se utilizaba anteriormente para realizar las pruebas con el fin de optimizar recursos sin afectar la calidad de los resultados, se desarrolló un algoritmo de procedimiento para la fase de experimentación representado en la figura 2, teniendo en cuenta los costos de las pruebas, la disponibilidad de las muestras y el objetivo principal del presente trabajo (Cohen, 2008).

Figura 35 Diagrama - Algoritmo de la fase de experimentación

