

**ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO Y PROPANTES USADOS  
EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES**

**LUIS EDUARDO ATUESTA RODRÍGUEZ;  
CRISTIAN JOAQUÍN NOVA GÓMEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

**ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO Y PROPANTES USADOS  
EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES**

**LUIS EDUARDO ATUESTA RODRÍGUEZ;  
CRISTIAN JOAQUÍN NOVA GÓMEZ**

**Proyecto de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

**Directora  
ZULY HIMELDA CALDERÓN CARRILLO  
Ingeniera de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

## DEDICATORIA

*A Dios y la Virgen que siempre me dieron la fortaleza para seguir adelante en cada obstáculo que se presentaba para lograr este sueño de ser Ingeniero.*

*A mis padres porque siempre estuvieron a mi lado brindándome ese brazo de apoyo en el transcurso de la carrera y cumpliendo esa difícil labor de orientarme y guiarme por el mejor camino.*

*A mi hermana y colega por sus consejos cuando más lo necesitaba.*

*A Yiya por ser esa personita especial y ser como una segunda hermana que siempre estaba presente cuando la necesitaba para escucharme y brindarme su apoyo.*

*A toda mi familia que ha estado pendiente en el desarrollo de esta meta y que han aportado su granito de arena para ayudarme a salir adelante, este es un triunfo de todos.*

*A todos los docentes de la Universidad Industrial de Santander que contribuyeron en el mejoramiento de mi aprendizaje para que me formara como un gran profesional.*

*A todas las personas cercanas a la familia y amigos por sus palabras de aliento y compañía en el transcurso de este proceso, de ustedes me llevo los mejores recuerdos y experiencias, cada momento que compartí con ustedes dejo una huella en mí.*

*Caminante no hay camino se hace camino al andar.*

**Luis Eduardo Atuesta Rodríguez**

## **DEDICATORIA**

*A DIOS y la Virgencita quienes me dieron la fortaleza en los momentos más difíciles, donde no se observaba salidas y ellos convirtieron esa oscuridad en el camino a las oportunidades.*

*A mis queridos padres Juaquin y Olinda quienes son las personas más importantes de mi vida, mi orgullo y los mejores ejemplos como seres humanos.*

*A mis queridas hermanas Blanca y Estela quienes además de ser mis cómplices, son el mejor apoyo y me ofrecen los mejores consejos.*

*A todos mis familiares que han estado a mi lado durante el recorrido de este camino hacia mi meta académica.*

*A todos los profesores de la Universidad Industrial de Santander e ingenieros ajenos al claustro quienes de diferentes formas fortalecieron mis conocimientos para ser un buen profesional.*

*A todas las personas cercanas a nuestra familia y que con ayudas anímicas o económicas han contribuido para que lograra mi sueño, a ellos quiero referirme de forma especial ya que son muchos y al nombrarlos quedarían algunos por fuera, pero quiero que sepan que a pesar de todo siempre seré la misma persona a la que un día ayudaron a mantener en pie de lucha para finalizar los objetivos que se propuso y hoy muestro los buenos resultados de su confianza.*

**Cristian Joaquin Nova Gómez**

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar gracias a DIOS por guiarnos durante este camino lleno de retos que hoy culmina con los mejores resultados.

Gracias a nuestras familias que estuvieron pendientes de satisfacer gustosamente nuestras necesidades y de darnos su apoyo incondicional.

Gracias a la doctora Zuly Calderon por permitirnos trabajar a su lado y compartir sus conocimientos y experiencias con nosotros.

Gracias al ingeniero José Carlos Cárdenas por su orientación y apoyo que sirvieron de guía para sacar adelante este proyecto.

Gracias al ingeniero Fernando Portela quien fue importante a la hora de definir aspectos relevantes del enfoque de nuestro proyecto.

Gracias a los ingenieros de campo Juan Fernando Velasquez y Cesar Gil quienes aportaron experiencias a la teoría plasmada en este trabajo.

Por ultimo gracias a todas aquellas personas tanto del ámbito universitario como del laboral y personal que de una u otra forma aportaron su grano de arena para hacer realidad este proyecto que un día fue un sueño.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	18
1. PROBLEMA	19
2. JUSTIFICACIÓN	20
3. GENERALIDADES	21
3.1 YACIMIENTOS CONVENCIONALES	21
3.2 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	22
3.3 CLASIFICACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	23
3.3.1 Shale Gas	23
3.3.2 Shale oil	23
3.3.3 Tight Gas	23
3.3.4 Tight Oil	24
3.4 RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE COLOMBIA.	26
4. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	28
4.1 DEFINICIÓN DE LA TÉCNICA	28
4.2 HISTORIA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	30
4.3 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS Y COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	32
4.4 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS PROPANTES	37

5. CURVA DE APRENDIZAJE DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y PROPANTES	42
5.1 CURVA DE APRENDIZAJE DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	42
5.1.1 Evolución de los fluidos de fracturamiento hidráulico	43
5.1.2 Tipos de fluido de fracturamiento hidráulico	45
5.1.2.1 Fluidos base aceite	46
5.1.2.2 Fluidos base agua	46
5.1.2.3 Fluidos espumados	47
5.1.2.4 Fluidos emulsionados	47
5.1.2.5 Geles reticulados	48
5.2. CURVA DE APRENDIZAJE DE LOS PROPANTES	49
5.2.1 Evolución de los propantes	50
5.2.2 Tipos de propantes	51
5.2.2.1 Arenas	51
5.2.2.2 Cascara de nuez	52
5.2.2.3 Arenas cubiertas con resina	53
5.2.2.4 Bauxita	53
5.2.2.5 Esferas de aluminio	54
5.2.2.6 Cristales de vidrio	54
5.2.2.7 Cerámicos	54
5.2.2.8 Propantes livianos y ultralivianos	55
5.3 VOLUMEN DE PROPANTE USADO EN YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES	55

6. PRINCIPALES IMPACTOS AMBIENTALES ASOCIADOS A LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO Y PROPANTES UTILIZADOS	60
6.1 DAÑO A LA FORMACIÓN	60
6.2 CONTAMINACIÓN DE ACUÍFEROS	60
6.3 CONTAMINACIÓN POR PRODUCTOS QUÍMICOS Y RADIOACTIVOS	61
6.4 CONTAMINACIÓN POR ELEMENTOS Y COMPONENTES QUÍMICOS ASOCIADOS A LA FORMACIÓN.	61
6.5 FLUIDOS DE FLOWBACK	62
6.6. EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMVBIENTALES ASOCIADOS AL USO DE LA TECNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	64
7. FORMACIÓN EAGLE FORD VS FORMACIÓN LA LUNA	76
7.1 CARACTERÍSTICAS FORMACIÓN LA LUNA	76
7.2 CARACTERÍSTICAS FORMACIÓN EAGLE FORD	78
7.3 RELACIÓN ENTRE LA FORMACIÓN LA LUNA Y LA FORMACIÓN EAGLE FORD	79
8. TECNOLOGÍAS USADAS EN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO QUE MEJORAN LA RELACIÓN COSTO/BENEFICIO	82
8.1 TECNOLOGÍA SMA (SURFACE MODIFYNING AGENT)	82
8.2 PROPANTES NATURALES REEMPLAZANDO PROPANTES MANUFACTURADOS EN TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	84
8.3 TÉCNICA HIWAY	86
8.4 TÉCNICA FRACTURAMIENTO MULTIETAPAS	90
8.5 TÉCNICA FRACTURAMIENTO MULTILATERAL	95
8.6 SIMUL-FRAC	98
8.7 ZIPPER FRAC	100

8.8 FRACTURAMIENTO CON UNIDADES HIBRIDAS DE COILED TUBING	103
8.9 EMPRESAS PROVEEDORAS DE PROPANTES Y ADITIVOS	105
8.9.1 Jingang nuevos materiales Co; Ltd	106
8.9.2 Xinmi wanli industry development Co.,Ltd	107
8.9.3 Gold Blue Resources S.A	107
9. SIMULACIÓN RELACIÓN COSTO/ BENEFICIO DEL USO DE PROPANTES	109
9.1 MODELAMIENTO MATEMÁTICO	109
9.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS	112
10. CONCLUSIONES	115
11. RECOMENDACIONES	117
BIBLIOGRAFÍA	118

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Proceso migración de hidrocarburos en yacimientos convencionales	21
Figura 2. Proceso almacenamiento de hidrocarburos en yacimientos no convencionales	22
Figura 3. Ubicación hidrocarburos asociados a yacimientos no convencionales	25
Figura 4. Características gas convencional vs gas no convencional	25
Figura 5. Características petróleo convencional vs petróleo no convencional	26
Figura 6. Factores Críticos para una simulación de fracturamiento óptima.	30
Figura 7. Composición de un fluido de fractura	32
Figura 8. Resumen evolución fluidos de fracturamiento	45
Figura 9. Ilustración física de la arena Brady (Izquierda) y la arena Ottawa (Derecha).	52
Figura 10. Ilustración física de arena cubierta con resina.	53
Figura 11. Ilustración física de las bolas de aluminio.	54
Figura 12. Empaques de propanes continuos y discontinuos	87
Figura 13. Ilustración esferas selladoras	92
Figura 14. Herramienta PERF & PLUG	94
Figura 15. Fracturas longitudinales y transversales	95

## LISTA DE GRÁFICAS

	<b>Pág.</b>
Gráfica 1. Gráfica conductividad generada en pruebas de laboratorio	38
Gráfica 2 Esfuerzo vs conductividad a condiciones de yacimiento.	39
Gráfica 3. Línea base de conductividad para propantes malla 40/80	40
Gráfica 4. Línea base de conductividad para propantes malla 40/70	40
Gráfica 5. Número de dureza importantes formaciones de Estados Unidos y la formación la Luna	80
Gráfica 6. Consumo de propantes en los últimos años	81
Gráfica 7. Producción acumulada de gas después de implementar Hiway	89
Gráfica 8. Producción acumulada de petróleo después de implementar Hiway	90
Gráfica 9. Resultados de producción acumulada campo Remolino	97
Gráfica 10. Producción promedio para pozos utilizando técnica Simulfrac y para pozos sin uso de la técnica.	100
Gráfica 11. Producción diaria de gas después de aplicada la técnica de Zipperfrac.	102
Gráfica 12. Producción inicial de la aplicación de la tecnología HJAF respecto a 10 pozos offset	105
Gráfica 13. Rangos masa de propante a utilizar	112
Gráfica 14. Resultados Valor Presente Neto Software	113
Gráfica 15. Resultados VPN vs Masa de Propante	114

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Tipos de aditivos y su aplicación	37
Tabla 2. Fluidos de Fractura y su respectiva aplicación	48
Tabla 3. Volúmenes utilizados por etapa en el campo Santa Clara	56
Tabla 4. Volúmenes utilizados por etapa en el campo Chichimene	56
Tabla 5. Volúmenes utilizados por etapa en el campo Suria	57
Tabla 6. Resumen Volúmenes utilizados de propante en los tres pozos	58
Tabla 7. Resumen Volúmenes utilizados de propante en la formación Eagle Ford.	58
Tabla 8. Puntuación para la variable de Momento	65
Tabla 9. Puntuación para la variable persistencia	66
Tabla 10. Puntuación de la variable Intensidad.	66
Tabla 11. Puntuación de la variable Snergia.	66
Tabla 12. Puntuación de la variable Reversibilidad.	67
Tabla 13. Puntuación de la variable Periodicidad.	67
Tabla 14. Puntuación de la variable Recuperabilidad.	68
Tabla 15. Rangos de acuerdo al resultado del I.I.A. obtenido.	69
Tabla 16. Matriz de Evaluación de impactos ambientales para un proyecto de fracturamiento hidráulico parte A.	70
Tabla 17. Matriz de Evaluación de impactos ambientales para un proyecto de fracturamiento hidráulico parte B.	72
Tabla 18. Matriz de Evaluación de impactos ambientales para un proyecto de fracturamiento hidráulico parte C.	73
Tabla 19. Características formación la Luna	77
Tabla 20. Características formación Eagle Ford	78
Tabla 21. Multietapas	91

Tabla 22. Muestra valores promedios para el diseño de fracturamiento con técnica multilateral.	96
Tabla 23. Resultados fracturamiento multilateral	97
Tabla 24. Parámetros de diseño Simulfrac	98
Tabla 25. Diseño de fracturamiento para el primer proyecto de Simulfrac que se realizó en el campo Woodford	99
Tabla 26. ZipperFrac	101
Tabla 27. Parámetros de Diseño en la fractura	102
Tabla 28. Unidades híbridas de CT	104
Tabla 29. Propiedades Shale Bakken	104
Tabla 30. Parámetros Económicos	110
Tabla 31. Producción acumulada petróleo para 3 años	111
Tabla 32. Rentabilidad de los Propantes	111

## RESUMEN

**TÍTULO:** “ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO Y PROPANTE USADOS EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES”\*

**AUTORES:** LUIS EDUARDO ATUESTA RODRÍGUEZ;  
CRISTIAN JOAQUIN NOVA GÓMEZ\*\*

**PALABRAS CLAVES:** FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO, PROPANTES, YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

**DESCRIPCIÓN:** El Fracturamiento Hidráulico es una técnica que se ha venido usando en Colombia con el propósito de mejorar la producción de los pozos, especialmente para atravesar zonas con daño y garantizar la conexión entre el pozo y el yacimiento. A nivel mundial el Fracturamiento Hidráulico se ha extendido rápidamente a la extracción de hidrocarburos de difícil acceso, lo que se conoce con el nombre de Yacimientos No Convencionales, este gran avance ha permitido aumentar los recursos técnicamente recuperables y disminuir la importación de hidrocarburos de algunos países, como es el caso de los Estados Unidos. Colombia es un país que cuenta con reservas de yacimientos convencionales aproximadamente para siete años, ubicándolo en un punto donde debe explorar para aumentar sus reservas, si no quiere entrar a hacer parte del grupo de países no productores.

El potencial de recursos técnicamente recuperables en yacimientos no convencionales de Colombia es apreciable, lo cual justifica el contenido de este escrito para realizar un análisis de la evolución de los fluidos de fracturamiento y propantes, queriendo entender el estado de maduración de esta técnica, por ello es bueno contar con las empresas que prestan este servicio y conocer características de sus productos, también involucrar los posibles impactos ambientales del uso del fracturamiento, todo esto con el objetivo de establecer técnicas que posibiliten la explotación de estos hidrocarburos presentes en formaciones como La Luna en Colombia, basándose en trabajos de gran éxito como los realizados en la formación Eagle Ford de Estados Unidos.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director Zuly Himelda Calderón Carrillo

## ABSTRACT

**TITLE:** ANALYSIS OF THE FRACTURING FLUIDS AND PROPPANTS USED IN UNCONVENTIONAL RESERVOIRS\*

**AUTHORS:** LUIS EDUARDO ATUESTA RODRÍGUEZ;  
CRISTIAN JOAQUIN NOVA GÓMEZ\*\*

**KEYWORDS:** Hydraulic fracturing, fracturing fluids, proppant, unconventional reservoirs.

**DESCRIPTION:** The hydraulic fracturing is a technique that has been used in Colombia for the purpose of increasing production from Wells, especially through áreas with damage and ensure the connection between the well and reservoir. Worldwide Hydraulic fracturing has spread quickly to the extraction of hydrocarbons from difficult access, located in unconventional reservoirs, this development results in increased technically recoverable resources reducing oil imports from some countries, such as the case of the United States. Colombia is a country that has oil reserves for seven years, which requires the exploitation of unconventional reservoirs, not to join the group of non-oil producing countries.

The potential for technically recoverable resources in unconventional reservoirs for Colombia is high, which justifies the development of this work for analysis of fracturing fluids and proppants , analyzing the maturation of this technique , companies that perform this process , characteristics fluids and identify potential environmental impacts of hydraulic fracturing, to establish the best mechanisms for the extraction of unconventional hydrocarbons present in the formation Luna in Colombia , with reference to the experience gained in the Eagle Ford Shale establish the best mechanisms for the extraction of unconventional hydrocarbons present in the formation Luna in Colombia , with reference to the experience gained in the Eagle Ford Shale .

---

\* Project of grade

\*\* Faculty of physicochemical Ingenierias School of Petroleum Engineering, Director Zuly Himelda Calderón Carrillo

## INTRODUCCIÓN

El querer aumentar las reservas de petróleo de forma fácil y con bajos costos es mínimo o casi nulo, no obstante, los países que actualmente son productores no pueden darse la opción de convertirse en importadores, lo cual los ha impulsado para buscar el petróleo en lugares donde antes ni siquiera se pensaba de su existencia o veían proyectos poco rentables, dentro de estos nuevos horizontes se encuentran los yacimientos no convencionales y una vez comprobada la existencia de hidrocarburos recuperables entonces viene el método para explotarlos, es aquí donde entra la técnica de estudio de este trabajo, el Fracturamiento Hidráulico.

Un tratamiento de fracturamiento en un pozo tiene muchos aspectos a tener en cuenta; el diseño tanto de los fluidos de fracturamiento como de los propantes a utilizar es de vital importancia a la hora de calificar la viabilidad técnica y económica del proyecto, por eso se va a hacer énfasis en los criterios de selección de los fluidos de fractura y propantes teniendo en cuenta su evolución.

El contenido de este trabajo quiere mostrar los avances tanto para fluidos como para propantes buscando asociar sus características y ventajas a formaciones de yacimientos no convencionales, para ello se tomará como caso base los buenos resultados que se obtuvieron del desarrollo de la formación Eagle Ford de Estados Unidos, con objeto de asociarlo a la formación La Luna de Colombia. Para este estudio se tendrá en cuenta los productos ofrecidos por las compañías de servicios en cuestión de fracturamiento hidráulico y las técnicas que se han utilizado y han generado buenos resultados para que hoy se pueda pensar en explotar este tipo de yacimientos y ver en ellos la oportunidad de mitigar carencia de nuevas reservas en Colombia.

## 1. PROBLEMA

El fracturamiento hidráulico es una técnica relativamente nueva para el desarrollo de los yacimientos en Colombia, que causa gran controversia a nivel mundial principalmente por desconocimiento del procedimiento, los fluidos de fracturamiento y los materiales usados como propantes, lo que conlleva su mal uso trayendo consecuencias ambientales que afectan a comunidades y con ello el rechazo a la aplicación de esta técnica para la explotación de los yacimientos.

Colombia no es un país donde la técnica de fracturamiento hidráulico se haya aplicado a gran escala, apenas se ha utilizado como método de estimulación de pozos. Por tal motivo antes de entrar a ejecutar la técnica para la extracción de hidrocarburos no convencionales es necesario llenar esos vacíos de conocimiento acerca del uso. Tomar como referencia casos mundiales de aplicación de la técnica donde se han obtenido resultados exitosos para entender la evolución tanto de los fluidos de fracturamiento como del material propante, involucrando un recorrido por las principales empresas prestadoras del servicio de fracturamiento y las empresas que comercializan con propantes, sumado a esto conocer los impactos ambientales que se pueden generar si los aditivos o propantes utilizados no tuvieron un análisis que justifique su selección. Todo lo anterior con objeto de garantizar la seguridad y demostrar que el fracturamiento hidráulico tiene más aspectos positivos que negativos.

## 2. JUSTIFICACIÓN

El auge que viven las técnicas y procesos de fracturamiento hidráulico en Colombia y el mundo generan la necesidad de desarrollar un conocimiento previo frente al uso de fluidos de fracturamiento y propantes, en donde se ayude al desarrollo de las curvas de aprendizaje y se estudie la viabilidad técnica y económica al aplicar estos procesos en formaciones de yacimientos no convencionales. Extender las habilidades en el uso y manejo de fluidos de fracturamiento y propantes sirve para realizar operaciones que mejoren las tasas de producción y poder recuperar hidrocarburos de difícil extracción aumentando la cantidad de reservas del país.

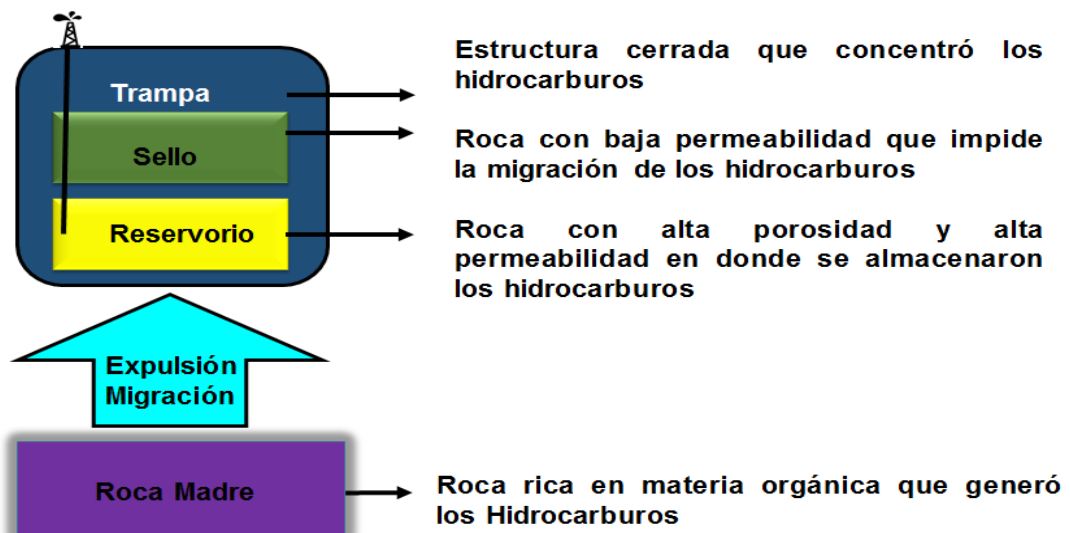
El estudio de las características de compatibilidad entre el fluido de fractura con la formación y los fluidos, así como las propiedades del material utilizado como propante para mantener abierta la fractura sirven como herramienta para evaluar la factibilidad de un proyecto de fracturamiento, debido a los grandes volúmenes de fluido y propantes que se requieren durante la ejecución y ayudando a mitigar el riesgo ambiental que se tiene cuando se realizan este tipo de tratamientos.

### 3. GENERALIDADES

#### 3.1 YACIMIENTOS CONVENCIONALES

En este tipo de yacimientos el hidrocarburo que se encontraba almacenado en la roca generadora se desplazó hacia reservorios o trampas, lugar donde se almacenó sin poder alcanzar la superficie. Gracias a los valores significativos de porosidad y permeabilidad que tienen los yacimientos convencionales se implementan técnicas tradicionales como la perforación de pozos verticales para la producción y explotación de los hidrocarburos. A continuación en la figura 1 se muestra una ilustración del proceso de migración de los hidrocarburos asociados a los yacimientos convencionales.

**Figura 1. Proceso migración de hidrocarburos en yacimientos convencionales**

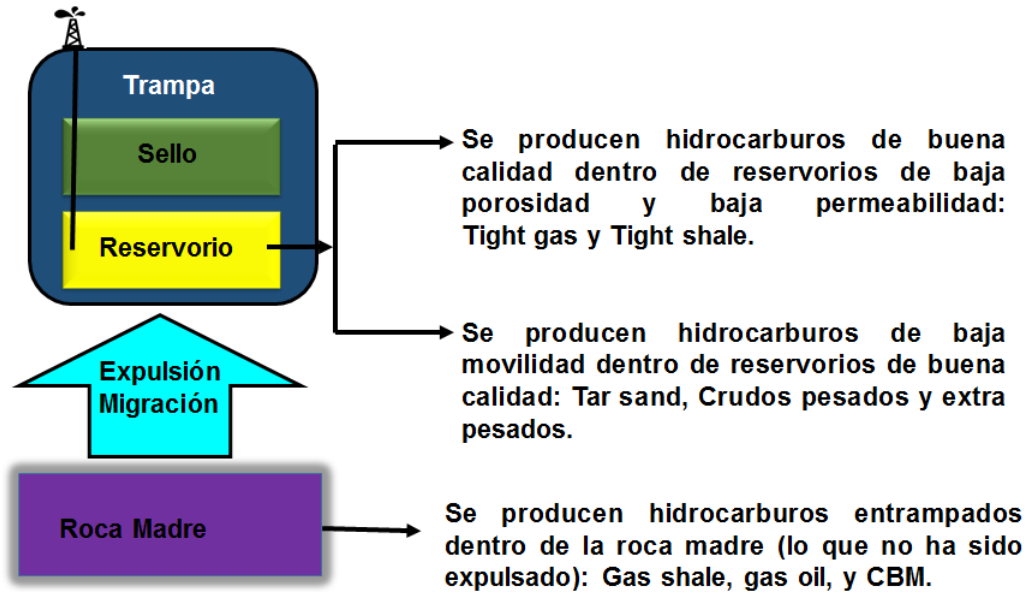


Fuente: Modificada de SCHNEIDER, F. Yacimientos no convencionales. Seminario. Diciembre de 2014.

### 3.2 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Los yacimientos no convencionales contienen volúmenes significativos de hidrocarburos que se encuentran almacenados en la roca generadora en donde las condiciones de flujo son mínimas debido a los bajos valores de permeabilidad y conductividad. Los hidrocarburos asociados a yacimientos no convencionales presentan características similares a los convencionales por ser recursos no renovables, la diferencia está en que la acumulación no corresponde a un sistema tradicional, razón por la cual para la explotación y producción de estos yacimientos requiere el uso de técnicas especializadas como el fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal. En la figura 2 se muestra el proceso de almacenamiento de los hidrocarburos en los yacimientos no convencionales.<sup>1</sup>

**Figura 2. Proceso almacenamiento de hidrocarburos en yacimientos no convencionales**



Fuente: Modificada de SCHNEIDER, F. Yacimientos no convencionales. Seminario. Diciembre de 2014.

<sup>1</sup> ÁLVAREZ, B. Fracturamiento Hidráulico Multietapas. Trabajo de grado (ingeniería de Petróleos). Mexico D. F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. 2009.

### **3.3 CLASIFICACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES**

**3.3.1 Shale Gas** La composición del gas proveniente de las lutitas está conformada principalmente por metano, este tipo de rocas proporcionan un medio óptimo para atrapar el gas cubriendo grandes áreas geológicas. El Shale gas se encuentra almacenado en forma de capas en lugar de campos, pero es el mismo gas que se obtiene de los yacimientos convencionales, lo único que los hace diferentes como se mencionaba anteriormente es en la facilidad de extracción, la cual presenta más grado de dificultad en los reservorios no convencionales.

**3.3.2 Shale oil** Se encuentra almacenado en las lutitas al igual que el Shale gas, es decir, su extracción y producción requiere de técnicas como la perforación direccional y el fracturamiento hidráulico. La mayoría de reservorios no convencionales en donde se encuentra almacenado el Shale oil están ubicados a poca profundidad lo que hace más económico las operaciones de perforación y producción, logrando que se convierta este tipo de hidrocarburos en un centro de atracción para que sea una fuente de energía a largo plazo<sup>2</sup>.

**3.3.3 Tight Gas** Este tipo de gas se encuentra almacenado en areniscas en forma de pequeñas cavidades, mal conectadas y con valores de permeabilidad que oscilan entre 0.1 y 1 milidarcies. Los costos de inversión para la explotación y producción de los yacimientos no convencionales que contienen Tight gas son mayores en comparación con los costos asociados al gas atrapado en las lutitas. Debido a la gran incertidumbre que se presenta para realizar el cálculo de los recursos técnicamente recuperables de Tight gas, se deben identificar los puntos dulces o zonas en donde se encuentra una cantidad accesible de gas.

---

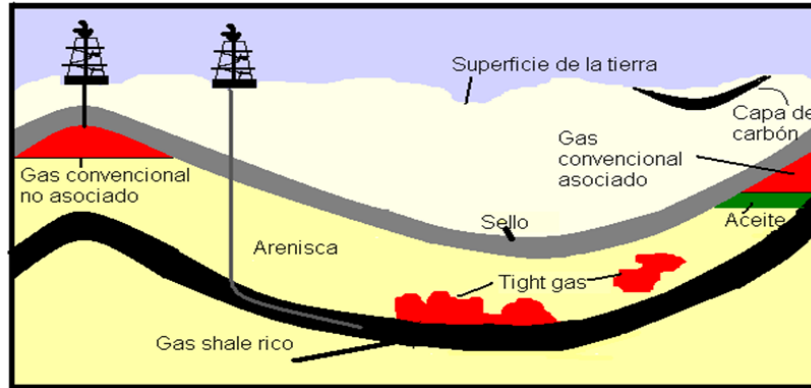
<sup>2</sup> Ibíd.

**3.3.4 Tight Oil** El petróleo que se encuentra almacenado en los reservorios que contienen Tight oil es el mismo petróleo convencional, pero que no puede migrar debido a la baja permeabilidad que presenta este tipo de areniscas. El hidrocarburo se encuentra almacenado en los poros de la roca pero al no existir un medio o canales que mejoren la conductividad de las fracturas naturales para lograr su extracción genera la necesidad del uso del fracturamiento hidráulico. La calidad del crudo que presenta el Tight oil hace referencia a un aceite ligero con un bajo valor de viscosidad, que en superficie no requiere los mismos tratamientos de purificación y limpieza de los aceites convencionales, aspecto que lo hace económicamente viable<sup>3</sup>. Con el fin de obtener una idea de la ubicación de estos tipos de hidrocarburos asociados a los reservorios no convencionales (Shale gas, Shale oil, Tight gas, Tight oil) se hace una representación gráfica en la figura 3. Para realizar una comparación entre el petróleo y gas que se produce en los yacimientos convencionales y los no convencionales en las figuras 4 y 5 se realiza el análisis de aspectos como calidad del hidrocarburo, costos asociados a su producción, la ubicación en el yacimiento y los volúmenes que se pueden obtener dependiendo del tipo de hidrocarburo y el yacimiento al que este asociado.

---

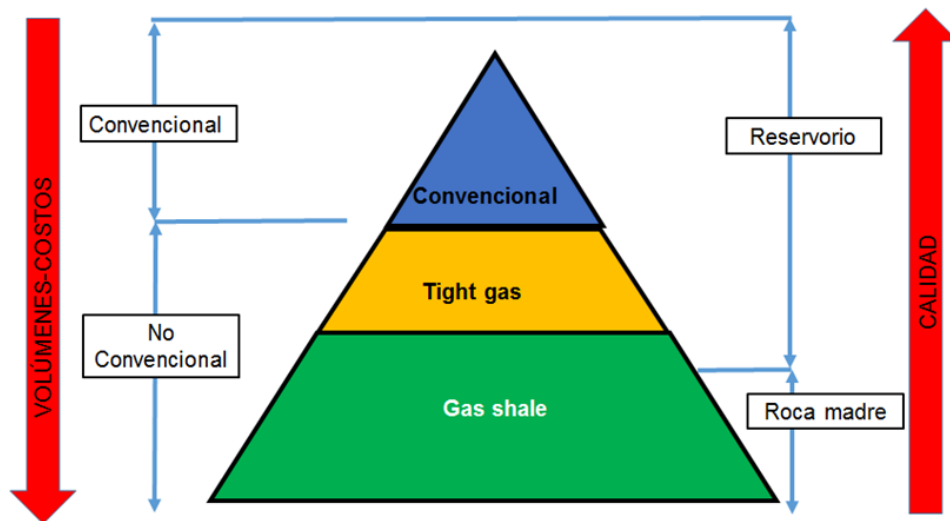
<sup>3</sup> LÓPEZ S. Manual de buenas prácticas de la industria petrolera para la exploración y explotación de Shale Gas y Shale Oil. Trabajo de grado (ingeniería de Petróleos). Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2015.

**Figura 3. Ubicación hidrocarburos asociados a yacimientos no convencionales**



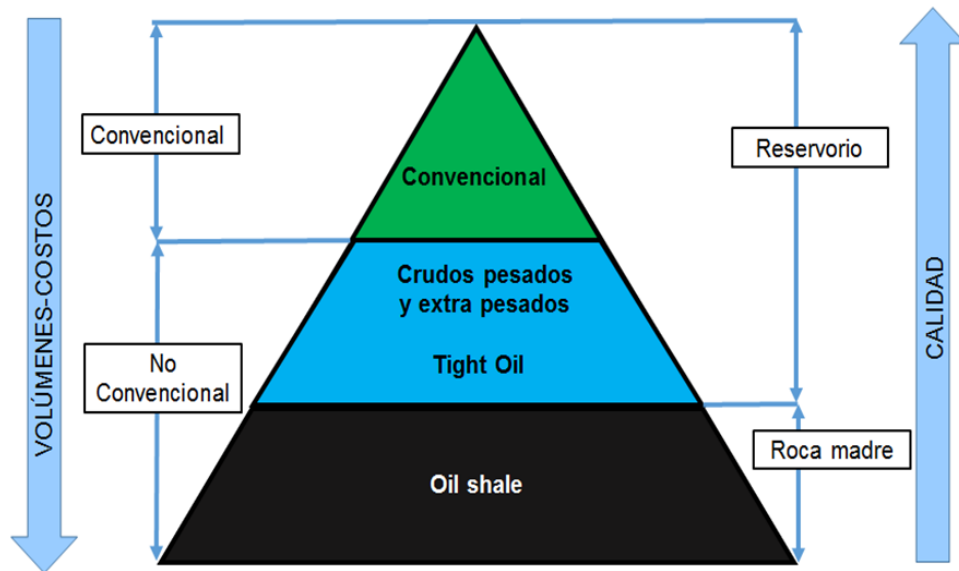
Fuente: Modificada de EIA "Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. U.S. Energy Information Administration", Junio 2013.

**Figura 4. Características gas convencional vs gas no convencional**



Fuente: Modificada de SCHNEIDER, F. Yacimientos no convencionales. Seminario. Diciembre de 2014.

**Figura 5. Características petróleo convencional vs petróleo no convencional**



Fuente: Modificada de SCHNEIDER, F. Yacimientos no convencionales. Seminario. Diciembre de 2014.

### **3.4 RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE COLOMBIA.**

Para Colombia según lo establecido en el Decreto 3004 de 2013 define los yacimientos no convencionales a la formación rocosa con baja permeabilidad primaria a la que se le debe realizar estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos. Los yacimientos no convencionales incluyen gas y petróleo en arenas y carbonatos apretados, gas metano asociado a mantos de carbón (CBM), gas y petróleo de lutitas (SHALE), hidratos de metano y arenas bituminosas<sup>4</sup>

<sup>4</sup> ECOPETROL S.A. Yacimientos No Convencionales, Desafíos & Restos para Colombia. Seminario. Marzo 6 de 2014.

En Colombia se estima la presencia de hidrocarburos asociados a yacimientos no convencionales en las cuencas sedimentarias, Valle Medio del Magdalena, Catatumbo, Cesar Ranchería y Caguan –Putumayo. Se hace una aproximación de los recursos técnicamente recuperables de 6.8 MMM de barriles de Shale oil y 55 Tscf de Shale gas, de los cuales la gran mayoría de estos recursos se encuentran ubicados en la cuenca del Valle Medio del Magdalena distribuidos en la formación la Luna y Tablazo, razón por la cual la cuenca del Valle Medio es el principal prospecto de interés de la exploración y explotación de los recursos no convencionales en Colombia.<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> EIA “Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. U.S. Energy Information Administration”, Junio 2013.

## 4. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El Fracturamiento Hidráulico o comúnmente conocido como “Fracking” ha hecho una contribución significativa a la industria del petróleo y el gas, significando el incremento en la producción de los pozos y aumentar reservas al facilitar el ingreso a yacimientos de baja permeabilidad, donde gran cantidad de fluidos estaban quedando en el olvido. Sin embargo, el auge de esta técnica no ha sido fácil y las críticas por alterar los esfuerzos al interior de la roca no se han hecho esperar.

### 4.1 DEFINICIÓN DE LA TÉCNICA

El fracturamiento hidráulico consiste en el bombeo de un fluido utilizando equipos especiales garantizando que la presión ejercida sobre la formación se incremente hasta que ésta se fracture. Este bombeo continuo hace que la fractura se propague lejos del pozo, lo cual incrementa la superficie de la formación desde la que los hidrocarburos pueden fluir hacia el interior del pozo<sup>6</sup>.

Durante un proceso de fracturamiento se bombean dos sustancias principales al interior del pozo: Fluidos de fracturamiento y propantes. Los propantes son partículas que mantienen abiertas las fracturas y preservan los trayectos recién formados para generar conductividad y facilitar la producción de hidrocarburos.

---

<sup>6</sup> D'HUTEAU, E; GILLARD, M; MILLER, M; PEÑA, A; JOHNSON, J; TURNER, M; MEDVEDEV, O; RHEIN, T. Fracturamiento con Canales de flujo abiertos: Una vía rápida para la producción. En Oilfield Review Schlumberger, Septiembre, 2011. 1 p [En línea] [Fecha de consulta:14 de marzo de 2015]

Estos propantes cuentan con ciertas propiedades que los hacen ser más efectivos y que permitan la conexión entre el yacimiento y el pozo<sup>7</sup>.

El Fracturamiento Hidráulico consta de dos partes, una en la que se bombea fluido de fracturamiento sin material propante, con el objetivo de abrir la fractura y en la otra etapa el fluido lleva el material propante para que este se quede en la fractura manteniéndola abierta después de detener el bombeo y el comienzo del retorno de los fluidos (*flowback*) y la posterior extracción de hidrocarburos. El fluido de fracturamiento debe ser lo suficientemente viscoso para propagar la fractura y transportar el material propante hasta el interior de la fractura, luego debe reducir su viscosidad para facilitar el retorno de fluido y dejar la fractura y el material propante libre de cualquier residuo que llegue a desfavorecer el flujo de hidrocarburos hacia el pozo.

El fracturamiento Hidráulico tiene muchas ventajas tanto para pozos de gas como para pozos de petróleo y su aplicabilidad abarca pozos perforados en yacimientos convencionales y no convencionales, esta operación evita el daño a la formación en cercanías a la cara de pozo, establece una mejor conectividad entre el yacimiento y el pozo para llegar a áreas con mayor presión de poro, lograr mayor extensión lateral de las fracturas por el ingreso del fluido y fracturas verticales y reorientación de fracturas a lo largo de un azimut diferente, llevando la producción a regímenes más altos y aumentar reservas<sup>8</sup>.

Todas las oportunidades que trae consigo la técnica de fracturamiento hidráulico deben evaluarse y analizar si son económicamente viables, por eso un buen diseño y simulación del trabajo de fracturamiento juega un papel importante a la hora de resaltar los beneficios de su aplicación, como se observa en la figura 6,

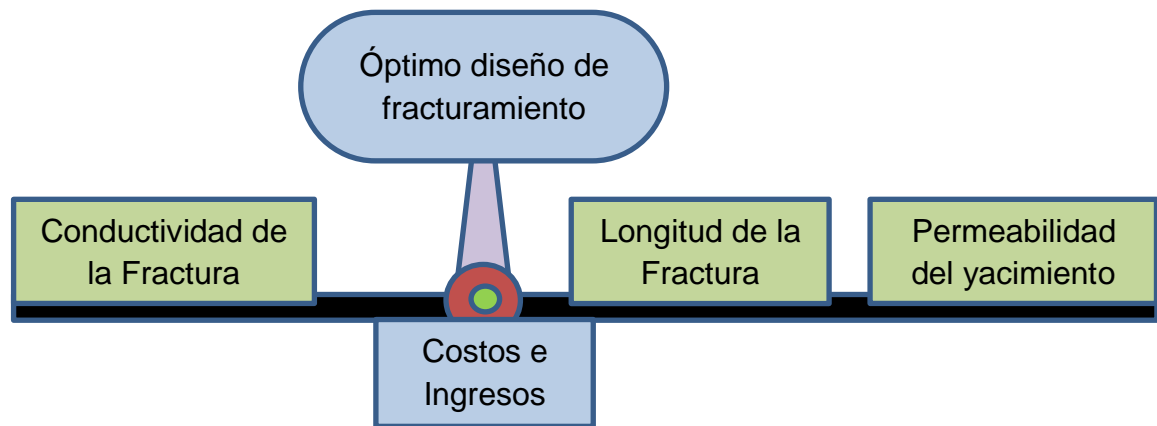
---

<sup>7</sup> *Ibíd.* p. 2

<sup>8</sup> DOZIER, G; ELBEL, J; FIELDER, E; HOOVER, R; LEMP, S; REEVES, S; SIEBRITS, E; WISLER, D; WOLHART, S. Operaciones de Refracturamiento Hidráulico. En Oilfield Review Schlumberger. Diciembre-Enero, 2003-2004. [En Línea][Fecha de consulta: 15 de abril de 2015]

los resultados son objeto de un proceso donde se ponen sobre la balanza diferentes consideraciones (Conductividad de la fractura, longitud de la fractura y permeabilidad del yacimiento) para alcanzar el máximo de beneficios (óptimo diseño de fracturamiento, costos e ingresos) .Cabe resaltar que cada tratamiento o diseño para cierta área no aplica para todas, cada zona está sujeta a cambios de acuerdo a las características de su entorno.

**Figura 6. Factores Críticos para una simulación de fracturamiento óptima.**



Fuente: Modificado de: NSI Technologies, Inc.1997

## 4.2 HISTORIA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Los primeros indicios de fracturamiento se remontan al año de 1890, cuando la nitroglicerina líquida fue utilizada para estimular pozos de roca dura en yacimientos de Pensilvania, Nueva York, Kentucky y Virginia<sup>9</sup>. El objetivo era aumentar tanto la producción inicial del pozo como el máximo de recobro final mediante los disparos en el pozo. Sin embargo, no fue hasta el año de 1930, cuando se originó la idea de inyectar un ácido a la formación para atravesar el daño e incrementar la producción, el fenómeno de fracturamiento fue reconocido entonces al considerar que las operaciones de acidificación generaban una

<sup>9</sup> BLASTER'S HANDBOOK (du Pont). Quincuagésima Edición. 49 & 443 p.

fractura y posteriormente fue confirmado durante la inyección de agua en operaciones de cementación (*Squeeze*)<sup>10</sup>.

Con el fin de entender la relación entre el desempeño del pozo y la manipulación de las presiones *Floyd Farris de la Stanolind Oil and Gas Corporation* (Amoco) llevó a cabo un estudio<sup>11</sup>, que conllevó a la idea de fracturamiento hidráulico para mejorar la producción de los pozos de gas y petróleo. El primer tratamiento llevado a cabo con intención de realizar un fracturamiento fue el “**HydraFrac**”, que se realizó en un pozo en el campo de gas del campo *Hugoton* en *Grant County*, Kansas, en 1947 por la Stanolind; un total de 1,000 galones de gasolina espesa Napalm fueron inyectados en una formación de caliza a 1,400 pies de profundidad, la respuesta del pozo no fue apreciable, no obstante, *HydraFrac* fue introducido en la industria mediante un artículo escrito por J. B. Clark de la Stanolind en 1948 y patentado en 1949<sup>12</sup>. Halliburton Company tomó la exclusividad de la licencia de este nuevo proceso.

Los primeros proyectos comerciales de fracturamiento hidráulico fueron desarrollados en Stephens Country, Oklahoma y en Archer Country, Texas en marzo 17 de 1949, usando aceite o una mezcla entre crudo y gasolina y un aproximado de 100 a 150 libras de arena. Los dos pozos respondieron de forma sobresaliente, generando que la aplicación de los procesos de fracturamiento se incrementara rápidamente, aumentando el suministro de aceite en los Estados Unidos<sup>13</sup>. Un promedio de 3,000 pozos fueron probados por mes durante mediados de 1950. En Octubre de 1968 se llegó al medio millón de procesos de fracturamiento en todo el mundo, realizados por la Pan American Petroleum Corporation. Hoy, los procesos de fracturamiento se desarrollan regularmente en

---

<sup>10</sup> TORREY, P.D. “Progress in Squeeze Cementing Application and Technique” *Oil Weekly* (Julio 29 de 1940)

<sup>11</sup> FARRIS, R.F. Unpublished report Pan American Petroleum Corp. Tulsa, Okla. 1946

<sup>12</sup> CLARK, J.B. A Hydraulic process for increasing the Productivity of Wells” AIME 1949 186p.

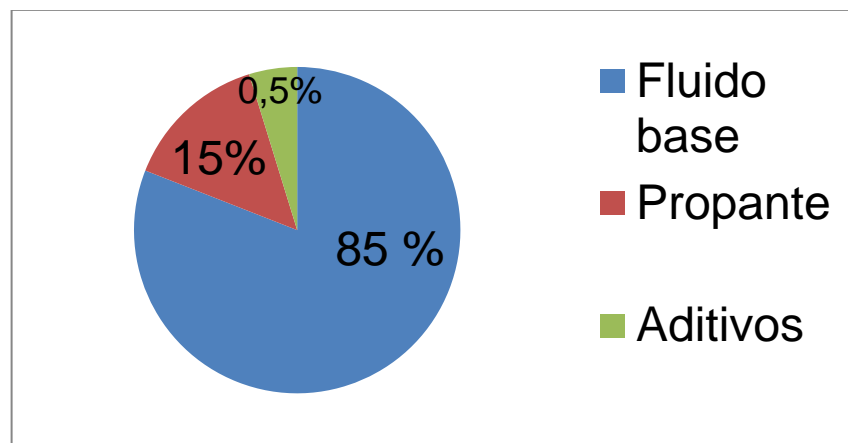
<sup>13</sup> MALY, J. W. MORTON, T. E. “Selection and Evaluation of Wells for Hydrafrac Treatment”. *Oil and Gas Jour.* 3 de mayo de 1951. 126p.

todos los países productores, ha sido tanta su acogida a pesar de los posibles impactos ambientales que genera el uso en de esta técnica que en ocasiones no se considera los mínimos aspectos para que se pueda ejecutar, lo cierto es que en Estados Unidos los resultados han sido favorables, tanto que se atribuye al menos el 30% del petróleo recuperado proviene del uso del fracturamiento Hidráulico.

#### 4.3 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS Y COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Un fluido de fractura se compone principalmente de una gran cantidad de galones de agua mezclados con material propante y una serie de aditivos químicos, del 100% de la composición del fluido de fractura se estima que el porcentaje de agua en el volumen está en un rango del 84-90 % y el del material propante de 9-15%, dejando un pequeño porcentaje que oscila entre 0.5-0.8% para los aditivos como se muestra en la figura 7. La composición depende de la formación que se vaya a fracturar, las condiciones en el fondo de presión y temperatura, la disposición de sus componentes y el tipo de material propante que vaya a transportar.

**Figura 7. Composición de un fluido de fractura**



Los fluidos utilizados para procesos de fracturamiento son diseñados para romper la formación y llevar el agente propante hasta el fondo de la fractura generada, un adecuado diseño del fluido es un factor influyente en la eficiencia y desarrollo del canal que se quiere formar y por supuesto en los costos del proyecto. La viscosidad del fluido es el mayor parámetro en el diseño de fractura. Sin embargo, la viscosidad que se requiere a menudo es sobreestimada, y una viscosidad excesiva incrementa los costos, eleva los controles de presión y puede ocasionar un incremento no deseado en el peso del fluido, lo anterior trae como consecuencia reducción en la conductividad de la fractura debido a que los químicos utilizados pueden dejar residuos dañando el propante.

En general la viscosidad de los fluidos juega dos papeles de gran importancia durante el proceso de fracturamiento hidráulico, el primero generar el suficiente ancho de fractura para asegurar la entrada del propante adentro de la fractura, y la segunda, tener la capacidad de transportar el material propante desde la cara de pozo hasta la punta de la fractura. Normalmente el ancho de la fractura no es el factor primordial a la hora de considerar la viscosidad, el principal requerimiento es el transporte de los propantes en el fluido. Un fluido de laboratorio con una viscosidad entre 30 y 100 cP (centipoise) es suficiente para generar un adecuado transporte de los propantes. Sin embargo, hay que tener en cuenta aspectos como la temperatura y el tiempo que afectan la viscosidad del fluido durante el proceso, haciendo más difícil encontrar la viscosidad ideal del fluido.

Por consiguiente, la consecución del fluido más apropiado para un proyecto de fracturamiento hidráulico requiere muchas pruebas para alcanzar condiciones deseables. El sistema de fluido seleccionado y los aditivos que se propone adicionar deben cumplir con el objetivo de conseguir el perfil de viscosidad deseado. La selección del fluido es una de las tareas más importantes para el ingeniero en el diseño de un tratamiento de fractura en particular. El sistema de fluido ideal debe tener baja fricción de bombeo para minimizar los requerimientos

de presión en superficie y los costos por mayor potencia hidráulica. La viscosidad del fluido debe ser estable para reducir la necesidad del uso de varios aditivos queriendo lograr determinado valor de viscosidad según la longitud de fractura que se busca.

Mantener el propante en suspensión hasta que la fractura cierre también es relevante para poder decir que el fluido es eficiente. Por último, el fluido debe tener un tiempo de rompimiento corto para reducir el tiempo de cierre, en el cual el fluido disminuye su viscosidad y puede fluir de nuevo a superficie, con la cualidad de dejar el menor residuo posible en la fractura y en el material propante. Además de las anteriores propiedades de bombeo el fluido debe ser seguro y económico, no obstante, ningún fluido cumple con todas las especificaciones mencionadas, pero lo deseado es que cumplan la mayoría de requerimientos, de ahí el uso masivo de fluidos a base de agua y fluidos con polímero Cross Linked, resaltando que el uso excesivo de polímeros causa viscosidades indeseadas. Otros aspectos importantes a la hora de definir las características deseadas en un fluido de fracturamiento hidráulico son: cualquier fuente potencial de daño hacia el fluido o los propantes, lo cual incrementa requerimientos de presión de bombeo, la interacción con los fluidos de la formación y el efecto de la presión de poro también son factores a tener en cuenta.

Para ayudar a cumplir las propiedades deseadas del fluido de fractura aparece el uso de los aditivos, los cuales hacen parte en una pequeña proporción de la composición fluido de fractura pero que logran darle estabilidad, a continuación se explican los principales aditivos con sus funciones y el efecto que logran en el fluido:

- **Bactericidas:** En los fluidos base agua se presenta una degradación de los polímeros debido a que las bacterias se alimentan de ellos, la finalidad de los bactericidas es detener la reproducción de bacterias anaeróbicas en la

formación, cuando se produce crudo amargo se debe al crecimiento de la bacteria *Desulfovibrio* la cual genera ácido sulfhídrico afectando las propiedades de la formación. El bactericida es agregado al fluido de fractura para mantener la estabilidad del gel en superficie y proteger la formación de un crecimiento de bacterias<sup>14</sup>.

- **Rompedores:** es un aditivo el cual permite que un fluido de fractura altamente viscoso sea degradado de forma controlada por un fluido ligero fuera de la fractura, se utiliza para reducir la viscosidad de los polímeros. Los sistemas rompedores son a base de enzimas y rompedores oxidantes catalizados aplicados para bajas temperaturas (70 a 130°F), la mayoría de enzimas funcionan solamente para un pH en un rango entre 3 y 8. Los fluidos de fractura base aceite utilizan rompedores como bicarbonatos, soluciones acuosas de aminas y ácidos débiles.
- **Polímeros:** es un aditivo que se utiliza para reducir la fricción, uno de los polímeros naturales más usados en la industria es la goma de guar, la celulosa de los polímeros modificados ya que no requieren tratamiento para permitir su solubilidad en el agua o aceite.
- **Buffers:** se usan para controlar el pH y la hidratación en los polímeros, entre los aditivos buffers más comunes está el bicarbonato de sodio, ácido fumárico, acetato de sodio y la mezcla de estos compuestos químicos. La solución buffer debe garantizar que el fluido de fractura se encuentre en los rangos de operación de los rompedores.

---

<sup>14</sup> CASTILLO, K y CASTRO, M. Propuesta de aplicación de fluido de fracturamiento base aceite para pozos petroleros de la zona Chicontepec Veracruz. Poza Rica, 2011. Trabajo de grado (ingeniería de Química). Universidad Veracruzana. Facultad de ciencias químicas.

- **Surfactantes:** son compuestos orgánicos que permiten reducir las tensiones superficiales e interfaciales y facilitar la recuperación del fluido dentro de la fractura. Está conformado por dos partes: uno afín al agua y otro al aceite, la parte soluble al agua puede ser iónicamente positiva, negativa o mezclada.
- **Estabilizadores de Arcillas:** El hinchamiento y desplazamiento de arcillas es uno de los principales problemas operacionales que se presentan en las formaciones, la introducción de los fluidos de fractura o cambios en la presión y temperatura pueden ocasionar estos inconvenientes, motivo por el cual en el momento de realizar el diseño del gel de fractura se debe realizar un análisis de los siguientes aspectos:
  - ✓ Contenido de arcilla.
  - ✓ Tipo de arcilla.
  - ✓ Distribución de la Arcilla.
  - ✓ Tamaño del poro y distribución del tamaño del grano.

El control se realiza mediante el uso de arcillas estabilizadoras evitando el daño a la formación en contacto con el fluido de fractura, previniendo el hinchamiento y desplazamiento de arcillas dentro de la formación, las arcillas estabilizadoras más comunes son: Cloruro de Potasio, cloruro de amonio, cloruro de calcio, poliamidas modificadas.

Con el fin de complementar la lista de aditivos a continuación en la tabla 1 se muestra un resumen de los aditivos más usados en los tratamientos de fracturamiento hidráulico, su nombre más comercial y la función que ejercen en el fluido de fractura.

**Tabla 1. Tipos de aditivos y su aplicación**

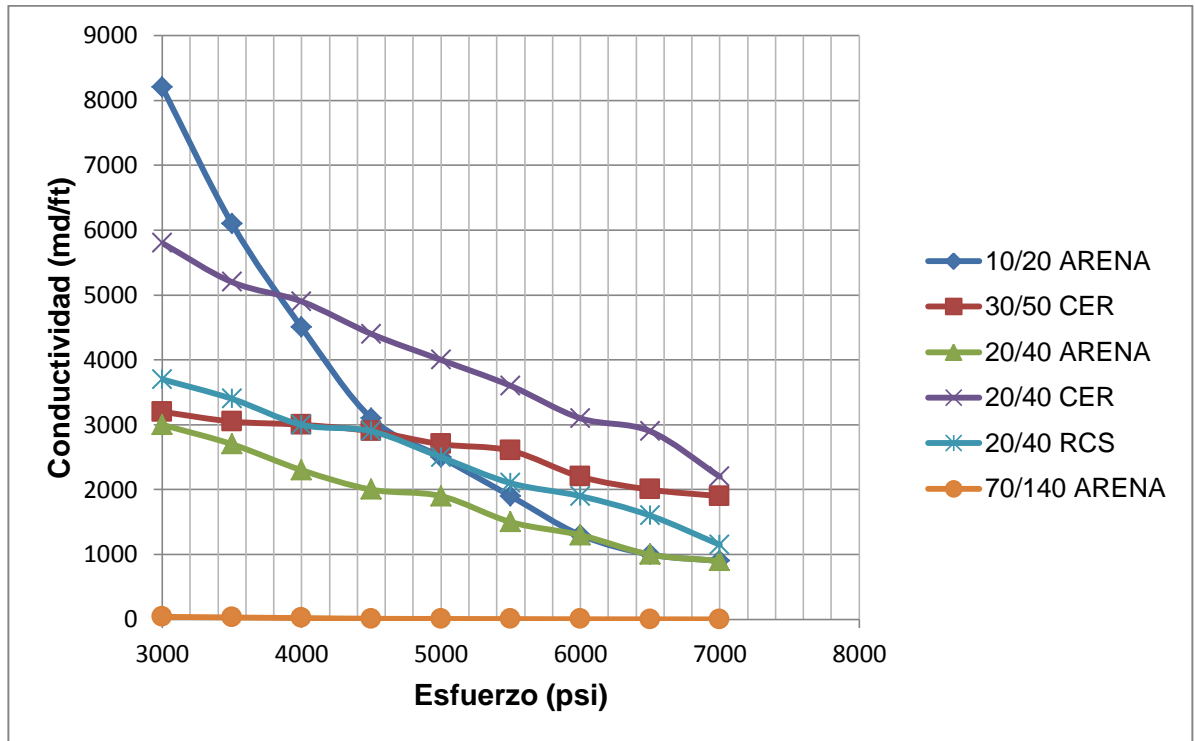
<b>ADITIVOS</b>	<b>FUNCIÓN</b>	<b>NOMBRE COMERCIAL</b>
<b>Polímeros</b>	Aumentar la viscosidad del fluido base para convertirlo en un gel lineal.	GUAR, HPG, CMHPG, CMG, CMC, CMHEC
<b>Reticulantes</b>	Aumentar la viscosidad del fluido base para convertirlo a un gel complejo	Compuestos de Boro, Zirconio, Aluminio, Titanio
<b>Rompedores</b>	Degradar un fluido altamente viscoso de forma controlada fuera de la fractura	Enzimas y agentes oxidantes
<b>Bactericidas</b>	Evitar que las bacterias de la formación degraden el polímero	Ultramil 500
<b>Surfactantes</b>	Reducir las tensiones superficiales e interfaciales y facilitar la recuperación de fluido al interior de la fractura	Sulfatos, Fosfatos, Sulfonatos, Cloruros
<b>Estabilizadores de arcillas</b>	Evitar que el fluido de fracture genere el hinchamiento de las arcillas presentes en la formación	Aminas, Compuestos de Aluminio, Zirconio
<b>Buffers</b>	Regular el PH y evitar la hidratación de los polímeros	Bicarbonato de sodio, Acetato de Sodio

#### **4.4 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS PROPANTES**

El reto más relevante del fracturamiento hidráulico es crear alta conductividad y ello se consigue apuntalando la fractura con propante para mejorar la conexión entre la formación y la cara de pozo, enfocados en dicho reto, La selección del tipo de propante juega un papel importante en el mejoramiento de la conductividad de la fractura, en un comienzo los valores esperados de conductividad en el diseño

son alentadores y generan grandes expectativas como lo muestra la gráfica 1, en donde se puede observar la conductividad generada por diferentes tipos de propantes cuando se someten a diferentes esfuerzos.

**Gráfica 1. Gráfica conductividad generada en pruebas de laboratorio**

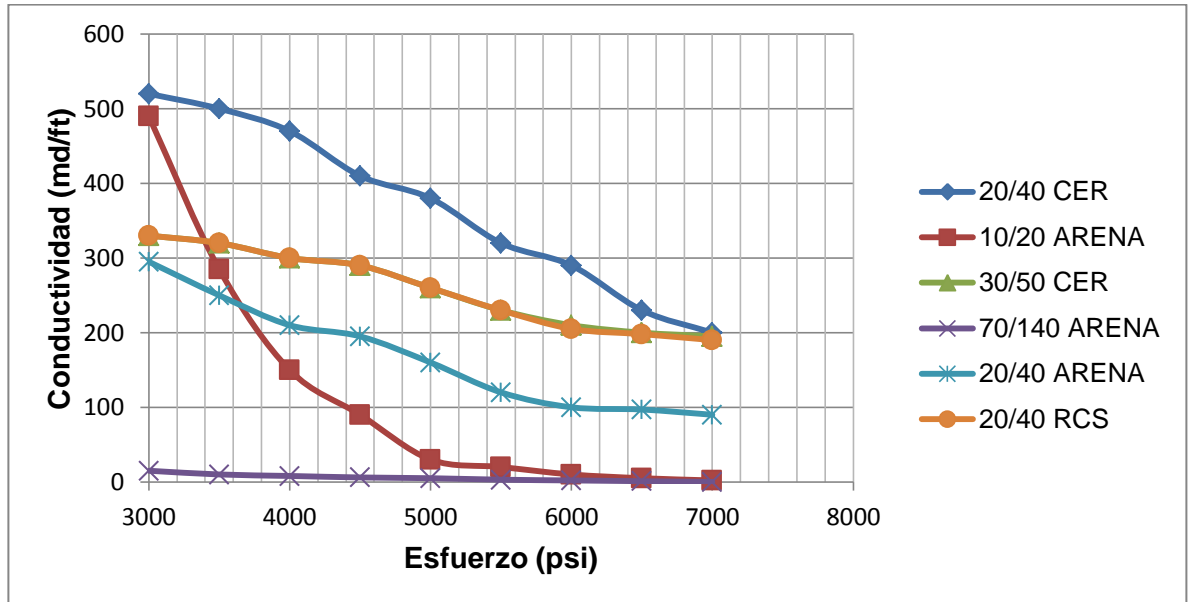


Fuente: LESHCHYSHYN T.T; VINCENT M. C; RIGHTMIRE C. M; Field results: Efecto of Proppant Selection on Well Productivity – Cardium Formation. En SPE, Society of Petroleum Engineers. Septiembre, 2005.

Desafortunadamente la realidad es otra, debido a las extremas condiciones que se presentan en el yacimiento, tales como altas presiones y temperaturas, el estado o integridad del material propante se ven afectadas, impidiendo que cumpla su función de generar una mayor conductividad en la fractura generada para extraer el hidrocarburo. Los grandes esfuerzos de cierre que debe soportar el material apuntalante genera que se presenten alteraciones en la superficie del mismo, presentándose problemas de migración de finos y empotramiento que pueden

llegar a reducir los valores de conductividad hasta en un 90% como lo muestra gráfica 2.

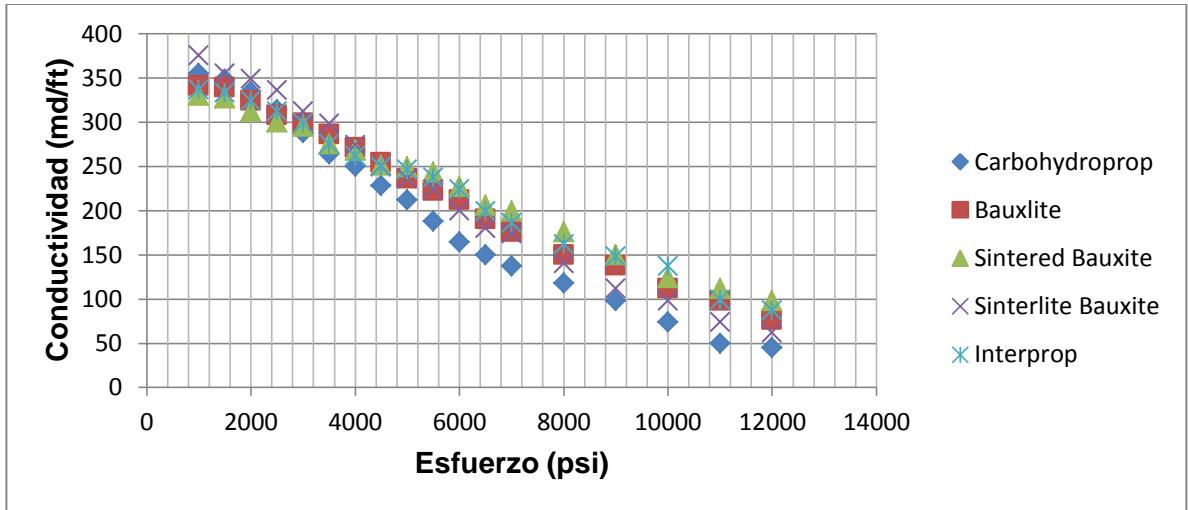
**Gráfica 2 Esfuerzo vs conductividad a condiciones de yacimiento.**



Fuente: LESHCHYSHYN T.T; VINCENT M. C; RIGHTMIRE C. M; Field results: Efecto of Proppant Selection on Well Productivity – Cardium Formation. En SPE, Society of Petroleum Engineers. Septiembre, 2005.

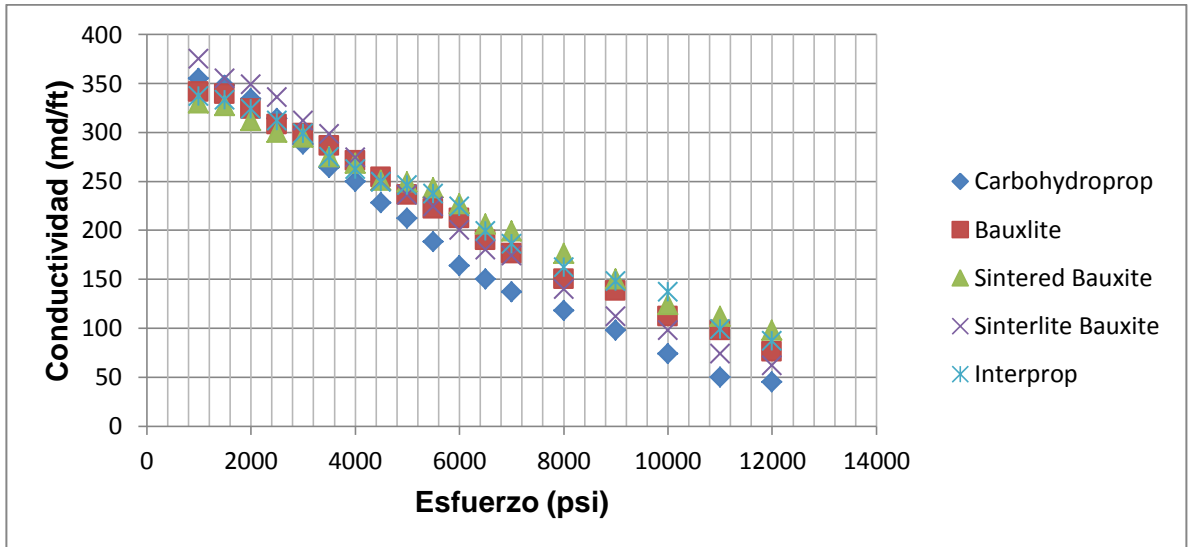
Se debe tener un indicador de la cantidad de hidrocarburo que puede transitar a través de los canales generados en la fractura, es por eso que se habla de una conductividad efectiva y una de referencia, la cual va a permitir hacer estimaciones o predicciones de acuerdo a la conductividad generada del volumen de hidrocarburo que se va a lograr extraer. Buscando aumentar la producción del yacimiento después de la fractura debe existir un equilibrio entre el proppante y la permeabilidad de la formación, por eso a continuación en las gráficas 3 y 4, se muestra una comparación de los valores de conductividad a diferentes esfuerzos entre los propantes de malla 40/80,40/70 y 30/50, los cuales son unos de los más comerciales y usados con el fin de hacer la mejor elección dependiendo de los requerimientos.

**Gráfica 3. Línea base de conductividad para propantes malla 40/80**



Fuente: Modificada de DUEÑAS, J Y QUIROGA E. Evaluación del impacto en la productividad de yacimientos de Shale gas asociado a la pérdida de la conductividad de la fractura por Crushing del propante a través de la simulación numérica.

**Gráfica 4. Línea base de conductividad para propantes malla 40/70**



Fuente: Modificada de DUEÑAS, J Y QUIROGA E. Evaluación del impacto en la productividad de yacimientos de Shale gas asociado a la pérdida de la conductividad de la fractura por Crushing del propante a través de la simulación numérica.

El propante es el componente más importante, ya que mientras el fluido se recupera después de realizado el tratamiento, el propante permanecerá en la fractura y gobernará la producción del pozo después de realizado el fracturamiento. Sin embargo, la calidad del propante es un aspecto que se pasa por alto para no incurrir en costos elevados sin recordar que los fluidos son costosos pero lo que realmente devuelven la inversión son los propantes. La fuente del propante, el tipo, tamaño, forma, resistencia al aplastamiento y concentración, varían según el tratamiento, este control de calidad se puede manipular. Varias propiedades físicas son tenidas en cuenta a la hora de crear una buena calidad de propante, las cuales están cubiertos bajo la norma API-RP 56. Estas propiedades incluyen:

## **5. CURVA DE APRENDIZAJE DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y PROPANTES**

Antes de entrar en el estudio de como explotar los yacimientos convencionales que posee Colombia, es necesario comprender la evolución y los avances tanto en los fluidos de fracturamiento hidráulico como en los propantes para asociarlos con las características y propiedades de la formación, por ello en este capítulo se busca informar sobre la historia y crecimiento de los fluidos y propantes gracias a las lecciones aprendidas y los retos que surgieron con el pasar de los años.

### **5.1 CURVA DE APRENDIZAJE DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

En el siguiente capítulo se va a realizar un estudio de la evolución de los fluidos de fracturamiento desde que se iniciaron las operaciones con el fracturamiento hidráulico hasta la actualidad, su compatibilidad con los diversos tipos de formación para desarrollar una curva de aprendizaje en la cual se pueda tener una base de guía cuando se empiecen a realizar los tratamientos con fracturamiento hidráulico a yacimientos no convencionales en Colombia. Cuando nosotros hablamos de curva de aprendizaje hacemos referencia a mostrar los avances y logros que se han obtenido en los fluidos de fracturamiento y propantes en los últimos años , muchos entienden el termino como si se fuese a mostrar una gráfica pero como tal su significado es mostrar el aprendizaje obtenido en un marco histórico a través de la experiencia obtenida en cada proyecto, como Colombia hasta la fecha no tiene un número significativo de proyectos en materia de los yacimientos no convencionales el estudio se basó en analizar los resultados en

varias formaciones de Shale a nivel mundial y así poder clasificar los fluidos de fractura y propantes de acuerdo a su uso y limitaciones.

**5.1.1 Evolución de los fluidos de fracturamiento hidráulico** El tipo y uso de los fluidos de fracturamiento han tenido una gran evolución en los últimos 60 años. En Estados Unidos se han utilizado fluidos de fracturamiento desde principios de 1930. Sin embargo, la literatura científica demuestra que los fluidos de fracturamiento hidráulico se convirtieron en un tema relevante para investigación a finales de los ochenta y principios de los noventa.

Los primeros fluidos utilizados accidentalmente fueron los *Blac Powder* o disparos de nitroglicerina (1932), cuyo uso era para la estimulación de pozos, sin embargo en experimentos realizados en formaciones sensibles a los ácidos se observó que al entrar en contacto la nitroglicerina con la formación generaba fracturas, aumentando la permeabilidad. A pesar de los beneficios que se obtenían al implementar como fluido de fractura a los *Blac Powder* su gran impacto ambiental y la limitación a solo formaciones que sean sensibles al ácido fue inhabilitando su uso.

El interés de los ingenieros por desarrollar una nueva técnica de estimulación de los yacimientos llevó a que hacia 1945 la Pan American *Petroleum Corp*, investigara el proceso de rompimiento e implemento del proceso de fracturamiento hidráulico llamado *HydraFrac*, el primer agente gelificante en utilizarse fue el Napalm. Para los primeros años de la década de 1950 se utilizó como fluido de fractura fluidos base agua con polímeros *guar* y para el final de la misma década se utilizaron fluidos base agua *crosslinked*. A medida que pasaba el tiempo el fracturamiento hidráulico iba tomando fuerza y se generó una carrera por profundizar en el tema y buscar avances, a finales de la década de 1950 es cuando se comienza a utilizar fluidos de fractura a base de hidrocarburos agregándoles geles con el fin de disminuir el daño a la formación, y a comienzos

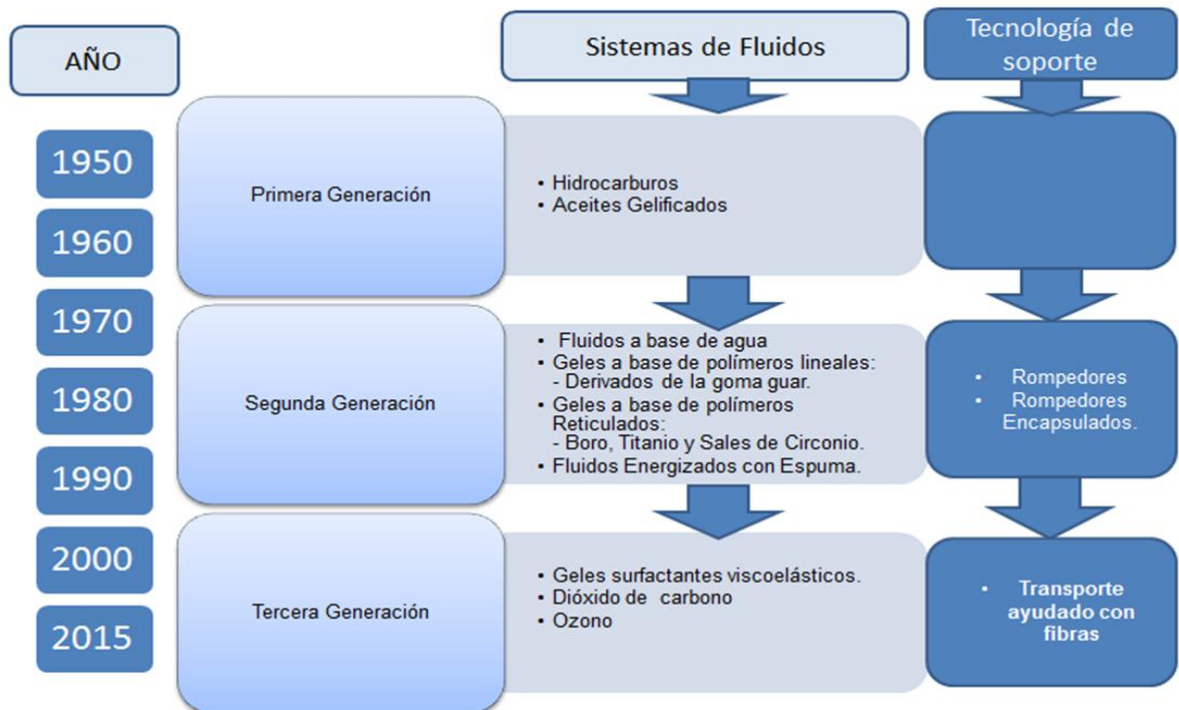
de la década de 1960 se introduce el uso de fluidos de fracturamiento a base de agua en forma de soluciones poliméricas, las cuales se siguen implementando en la actualidad.

A medida que se iba perforando un mayor número de pozos utilizando fracturamiento hidráulico, empezaron a surgir problemas operacionales como la estabilidad de los fluidos de fractura a altas profundidades, el control de la viscosidad, y es cuando aparece el uso de los aditivos para mitigar esta serie de inconvenientes, los primeros aditivos que se utilizaron fueron las sales metálicas para aumentar el peso molecular efectivo de los polímeros incrementando la viscosidad y la posibilidad de ser utilizados en formaciones que presenten altas temperaturas. Hacia la década de (1980) se implementó el uso de rompedores que permitieron el uso de mayores cantidades de sales metálicas y redujeron la cantidad de polímero que se quedaba en la formación. Hacia la década de (1990) la formación de fluidos de fracturamiento espumados permitió concentraciones más bajas de polímero, lo que mejoró en mayor medida la limpieza del propano. Posteriormente, la inclusión de fibras facilitó el transporte de los propanos en el fluido lo que permitió utilizar menores concentraciones de polímeros en los tratamientos con fracturamiento. Los fluidos de fractura más recientes emplean surfactantes viscoelásticos no poliméricos de bajo peso molecular y la viscosidad del fluido surge a partir de la formación de micelas con forma de barras, cuando el fluido entra en contacto con los hidrocarburos en el fondo, su viscosidad se reduce lo cual garantiza recuperación de los fluidos que acompañan el material propano.

Los problemas de impacto ambiental y el uso de grandes volúmenes de agua para realizar las fracturas ha generado la necesidad de buscar nuevos avances que lleven a mejorar el desempeño de los fluidos de fractura, actualmente la industria tiene dos grandes retos y es socializar el uso de dióxido de carbono y ozono en lugar de fluidos a base de agua. Gracias a estos dos nuevos fluidos se minimiza el consumo de agua para los tratamientos con fracturamiento hidráulico y se generan

nuevas expectativas para la explotación y producción de los yacimientos no convencionales. Hasta el momento el uso de estos dos nuevos tipos de fluido el ozono y dióxido de carbono está en pruebas piloto en Estados Unidos en la formación Marcellus, pero se espera que con este gran avance se logre cambiar el esquema que se tiene, que si se implementa el fracturamiento hidráulico se está destruyendo el medio ambiente. En la figura 8 se muestra un resumen de la evolución de los fluidos de fractura.

**Figura 8. Resumen evolución fluidos de fracturamiento**



**5.1.2 Tipos de fluido de fracturamiento hidráulico** A continuación se va a realizar la descripción de los fluidos de fracturamiento más usados, se va a hacer énfasis en su definición, sus aplicaciones y algunas limitaciones que presentan, todo esto con el fin de ayudar a construir una curva de aprendizaje la cual me lleve a una fácil elección del tipo de fluido que se requiere para fracturar, al final

en la tabla 2 se realiza un sumario de cada tipo de fluido y con su respectiva función.

**5.1.2.1 Fluidos base aceite** Son hidrocarburos de la misma formación productora u otro tipo de formación que presenta propiedades similares a los hidrocarburos de la formación que se va a fracturar, son necesarios cuando se requiere una mayor compatibilidad con los fluidos de la formación y gracias a su alta viscosidad permiten el transporte de material apuntalante con mayor eficiencia.<sup>15</sup> Entre los usos más comunes están en la fracturación de formaciones sensibles al agua, altas profundidades y presentan las siguientes características:

- Compatibles con la formación.
- Eficiente a altas temperaturas.
- Alta capacidad de arrastre.
- Fluido base se recupera con la producción del pozo.
- Inflamable.
- Requiere baja potencia hidráulica para fracturar.

**5.1.2.2 Fluidos base agua** Este tipo de fluidos es uno de los más usados para generar fracturas debido a la facilidad para modificar sus propiedades como la densidad, viscosidad, control de filtrado y también por la fácil disposición en las operaciones con fracturamiento. Es reconocido por presentar las siguientes características:

- Bajos costos.
- No presentan riesgo de fuego.
- El valor de viscosidad es fácil de controlar.
- Fácil disposición del fluido (Ríos, lagunas, quebradas).

---

<sup>15</sup> CRESPO, F. Evaluación Técnica de las metodologías utilizadas para la medición de la conductividad del material propante en laboratorio mediante el uso de la celda de conductividad API. Bucaramanga 2008. Trabajo de grado (ingeniería de Petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Los fluidos base agua se clasifican en reticulados o lineales, los fluidos lineales están conformados por polímeros que son solubles en agua y moléculas de alto peso molecular para obtener una solución viscosa. Los reticulados logran aumentar el peso molecular del polímero generando una viscosidad alta con una baja concentración de polímeros. El uso de los fluidos base agua es comúnmente para limpieza de la formación, bombear bajas concentraciones de propante a altas velocidades de bombeo, formaciones no propensas a formar emulsiones.

**5.1.2.3 Fluidos espumados** Son una emulsión de gas en líquido, donde el gas es la fase dispersa y el líquido la fase continúa, las burbujas de gas proveen una alta viscosidad y capacidad para transportar el material apuntalante.<sup>16</sup> La utilización de espumas disminuye la cantidad de líquido arrojado en la formación y permite un mejor factor de recobro del fluido de fractura debido a la energía inherente del gas. El volumen de líquido utilizado en sistemas espuma se reduce en un rango de 65 a 80% comparado con los tratamientos convencionales que involucran fluidos base agua y aceite. El uso más común que se les da es para fracturar formaciones sensibles al agua y de baja permeabilidad y para pozos poco profundos. Generalmente se caracterizan por presentar las siguientes propiedades:

- Buen control de pérdida de fluido.
- Viscosidad alta para el transporte del propante.
- Se usan base agua o base aceite.
- Propiedades reológicas similares a los base agua.

**5.1.2.4 Fluidos emulsionados** Consisten en una emulsión la cual puede ser una emulsión de agua externa o aceite externo. Las emulsiones de agua externa son un sistema de dos fases en la que el agua es la fase continua y el aceite la fase dispersa al contrario de las emulsiones de aceite externo, la fase continua es el

---

<sup>16</sup> VAZQUEZ, J. Mejoramiento de la conductividad en el fracturamiento hidráulico. Trabajo de grado (ingeniería de Petróleos). México D. F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. 2009

aceite y la dispersa el agua. Se usan para fracturar formaciones sensibles al agua y para mejorar la productividad de los yacimientos en donde la viscosidad de los fluidos de la formación es alta.<sup>17</sup> Son fluidos conocidos por presentar los siguientes aspectos:

- Buen control pérdida de fluido.
- Viscosidad alta para transporte del propante.
- Requiere altas presiones de bombeo.
- Altos costos.

**5.1.2.5 Geles reticulados** Son polímeros mezclados con productos químicos reticuladores, los cuales se caracterizan por tener una alta viscosidad que les permite transportar una mayor cantidad de material propante y mejorar la conductividad de la fractura. Su mayor uso es para aumentar la viscosidad y mejorar las condiciones de operación durante la fractura.

**Tabla 2. Fluidos de Fractura y su respectiva aplicación**

Base del fluido	Tipo del fluido	Composición Principal	Uso
Agua	Lineal	Guar, HPG, HEC, CMHPG	Fracturas cortas, Baja temperatura
	Crosslinked	Crosslinker + Guar, HPG, CMHPG o CMHEC	Fracturas largas, Altas temperaturas
	Micelar	Electrolito + Surfactante	Longitud de fractura moderada, Temperatura moderada
Espuma	Base Agua	Espumante + N <sub>2</sub> o CO <sub>2</sub>	Baja presión de formación
	Base Ácido	Espumante + N <sub>2</sub>	Baja presión de formación, Formaciones

<sup>17</sup> CASTILLO, K y CASTRO, M. Propuesta de aplicación de fluido de fracturamiento base aceite para pozos petroleros de la zona Chicontepec. Trabajo de grado (ingeniería de Química). Veracruz. Poza Rica: Universidad Veracruzana. Facultad de ciencias químicas. 2011

Base del fluido	Tipo del fluido	Composición Principal	Uso
			de carbonatos.
	Base Alcohol	Metanol + Espumante + N <sub>2</sub>	Baja presión de formación, formaciones sensibles al agua.
Aceite	Lineal	Agente Gelificante	Fracturas cortas, formaciones sensibles al agua
	Crosslinked	Agente gelificante + Crosslinker	Fracturas largas, formaciones sensibles al agua
	Emulsión en Agua	Agua + Aceite + Emulsificador	Longitud de fractura moderada, Buen control de pérdida de fluido
Ácido	Lineal	Guar o HPG	Fracturas cortas, Formaciones de Carbonatos
	Crosslinked	Crosslinker + Guar o HPG	Fracturas largas y amplias, formaciones de carbonatos
	Emulsión en aceite	Ácido + Aceite + Emulsificador	Longitud de fracturas moderadas, formaciones de carbonatos

## 5.2. CURVA DE APRENDIZAJE DE LOS PROPANTES

Una vez realizados los primeros proyectos de fracturamiento hidráulico se observó que el incremento en la producción se perdía en la medida que el pozo drenaba el yacimiento, de donde se concluyó que la fractura se estaba cerrando de nuevo, para mitigar esto apareció el material propante que actúa como sostén, evitando que la fractura se cierre. Desde entonces las tecnologías y criterios de diseño han evolucionado a pasos gigantes y ahora con la explotación de los yacimientos no convencionales los cambios son mayores. La composición de este material

propante varía desde simple cuarzo hasta materiales de alta resistencia, que modifican sus características y los hacen especiales para determinados trabajos, su crecimiento evolutivo ha crecido al mismo ritmo que las condiciones del pozo y de la roca donde van a permanecer, se han visto con nuevos retos (profundidad, dureza, arcilla, etc.).

**5.2.1 Evolución de los propantes** Desde el primer tratamiento de fracturamiento a finales de la década 1940 y principios de la década de 1950, el propante utilizado ha sido la arena limpia de los lechos de los ríos. Sin embargo, rápidamente se dieron cuenta que una mejor cualidad de la arena y una mejor selección del tamaño de malla ofrece un comportamiento más predecible del desempeño del propante. Arena más fuerte y mejor procesada estuvo disponible a mediados de la década de 1950 gracias a la arenisca St. Peter. Esta formación cerca de Ottawa, Illinois, produce propante de alta calidad y se conoce con el nombre de la arena de fracturamiento Ottawa. Más tarde, la arena era proveniente de la formación de arenisca de Hickory, ubicada cerca de Texas en las minas cercanas a Brady.

En la década de 1960 una variedad de propantes manufacturados fueron introducidos a la industria entre los que se incluyen: cascara de nuez, bolas de aluminio, esferas de vidrio, balas de hierro y esferas de plástico, no obstante, las ventajas que ofrecían no compensaban los costos efectivos y todos ellos desaparecieron a principios de la década de 1970. Sin embargo, al ritmo que los pozos perforados llegaron a ser más profundos en la década de 1970, las deficiencias de la arena en ambientes de altos esfuerzos empezaron a surgir. Esto permitió la introducción de la bauxita como un propante altamente fuerte. El principal componente de este material es el Corindón, una forma de óxido de aluminio. Aunque es costoso, la Bauxita es el propante estándar respecto a los propantes actuales. Otros propantes altamente resistentes se introdujeron entre la década de 1970 y la de 1980: arena recubierta de resina, Zirconio y propantes de

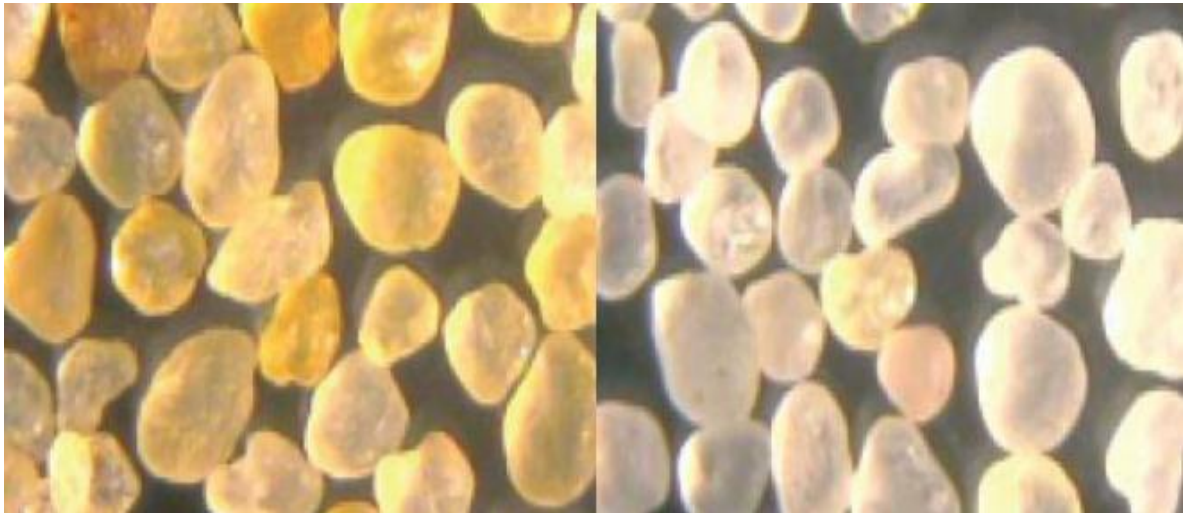
densidad intermedia. El último en llegar a la lista fue el propante cerámico que contiene Mullita (Otra forma de óxido de aluminio) y Corindón.

Actualmente, los propantes que más se utilizan para realizar un proyecto de fracturamiento hidráulico incluyen: arena de calidad API, arena recubierta con resina pre curado, propantes de densidad intermedia como el zirconio y la Bauxita. Cabe mencionar la existencia de propantes ultralivianos, que ofrecen gran facilidad de transporte gracias a su baja densidad (similar a la del agua), pero no resisten esfuerzos tan altos.

## **5.2.2 Tipos de propantes**

**5.2.2.1 Arenas** Es un material frágil que posee una gran capacidad de flujo cuando su diámetro es reducido, en Estados Unidos potencia en tratamientos de fracturamiento hidráulico se utilizan comúnmente por el buen desempeño y bajo costo, los dos tipos más utilizados son la arena Ottawa y la arena Brady. La arena Ottawa está conformada por cuarzo de color blanco y sus especificaciones son de gran redondez y esfericidad, tiene gran resistencia a altos esfuerzos. La arena Brady presenta angulosidad y contenido de feldespatos y normalmente se le denomina arena café por su color. La Figura 9 muestra una ilustración de la arena Ottawa y la arena Brady, las cuales están disponibles para profundidades de hasta 10,000 pies con una presión de confinamiento de 5,000 psi.

**Figura 9. Ilustración física de la arena Brady (Izquierda) y la arena Ottawa (Derecha).**



Fuente: YANG, M. Natural Proppants for Hydraulic Fracture Production Optimization in Eagle Ford Shale. En SPE, Society of Petroleum Engineers. Marzo, 2012.

Cuando la arena es sometida a grandes esfuerzos de confinamiento, su tamaño es reducido a partículas más diminutas que generan una mayor conductividad, la arena debe someterse a un proceso de limpieza antes de ser bombeada para evitar que contaminantes finos lleguen a la fractura disminuyendo la conductividad. Sin importar la procedencia de las arenas básicamente tienen la misma composición, la diferencia radica en el fabricante, pero por su fácil disposición y bajos costos son de gran uso a nivel mundial.

**5.2.2.2 Cascara de nuez** Son uno de los primeros materiales propantes usados en operaciones de fracturamiento hidráulico, permiten que se forme una sola capa de propante en el interior de la fractura, mejorando la capacidad de flujo.<sup>18</sup> Es un material de fácil disponibilidad y su bajo precio lo hacen atractivo para ser candidato como material propante para operaciones de fracturamiento.

---

<sup>18</sup> URIOSTEGUI, V. Fracturamiento Hidráulico en yacimientos de alta permeabilidad. Mexico D.F. 2011. Trabajo de grado (ingeniería de Petróleos). Universidad Nacional Autónoma de Mexico. Facultad de ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.

**5.2.2.3 Arenas cubiertas con resina** Se denominan propantes de resistencia intermedia, es decir, su resistencia y capacidad de flujo se garantiza para pozos entre 6,000 y 11,000 pies de profundidad y con un rango de confinamiento entre 3,000 y 8,000 psi. En el momento en que se ubican en la fractura las arenas cubiertas de resinas se conectan formando un medio poroso fijo y compacto. En la figura 10 se muestra una ilustración de las arenas cubiertas con resina.

**Figura 10. Ilustración física de arena cubierta con resina.**



Fuente: HUTEAU, E.; et al. Fracturamiento con canales de flujo abiertos: Una vía rápida para la producción. En Oilfield review. Otoño 2013. [En línea] [Fecha de consulta 20 de mayo 2015] [http://www.slb.com/~media/files/resources/oilfield\\_review/spanish11/aut11/01\\_fracturamiento.pdf](http://www.slb.com/~media/files/resources/oilfield_review/spanish11/aut11/01_fracturamiento.pdf)

**5.2.2.4 Bauxita** Es un material el cual soporta altos esfuerzos de cierre, de acuerdo al esfuerzo que pueda soportar se clasifica en Bauxita de alta resistencia a esfuerzos de cierre y Bauxita de resistencia intermedia a esfuerzos de cierre, la diferencia está en la pureza del mineral, es decir, la de alta resistencia es fabricada con un mineral más puro que la de resistencia intermedia. Es uno de los propantes más usados debido a que proporciona valores altos en la conductividad de la fractura. Aplica para formaciones de permeabilidad baja e intermedia, pero por los altos costos se debe efectuar un buen análisis para decidir la viabilidad de su uso. Soportan presiones de cierre hasta de 12,000 psi y profundidades de 12,000 pies.

**5.2.2.5 Esferas de aluminio** Son propantes que se utilizan a profundidades superiores a los 6,000 pies, son económicos y mejoran la conductividad de la fractura, la limitación de este material está en la corrosión que sufren al exponerse a altas temperaturas en presencia de agua salada. Su uso fue reemplazado por los propantes cerámicos debido a los mejores resultados en el mejoramiento de la conductividad de la fractura. La figura 11 muestra la ilustración de este tipo de propante.

**Figura 11. Ilustración física de las bolas de aluminio.**



Fuente: <http://ww.asia.ru/Catalog> [Fechas de consulta: 05 de mayo de 2015]<sup>19</sup>

**5.2.2.6 Cristales de vidrio** Son propantes que se utilizan en formaciones duras que están expuestas a una alta presión de confinamiento, la ventaja de este material es que cuando se desintegra debido a los esfuerzos de cierre de la fractura forma una capa de polvo y no genera partículas finas que puedan llegar a obstruir la conductividad de la fractura.

**5.2.2.7 Cerámicos** Es un material orgánico, no metálico, que es formado a través de un proceso a altas temperaturas; la composición es a base de Mullita

---

<sup>19</sup> <http://ww.asia.ru/Catalog> [Fechas de consulta: 05 de mayo de 2015]

(compuesto de aluminio con alto contenido de sílice). Por su composición mineralógica lo convierte en un producto más denso que la arena lo cual lo hace más resistente<sup>20</sup>.

**5.2.2.8 Propantes livianos y ultralivianos** Son propantes de baja densidad, ventaja que les permite ser puesto con facilidad en la fractura al ser transportados por fluidos de baja viscosidad que permiten lograr una distribución uniforme de las partículas. Estos propantes son también resistentes a interacciones químicas con los fluidos del yacimiento permitiendo buenos valores de conductividad por un tiempo prolongado.

### **5.3 VOLUMEN DE PROPANTE USADO EN YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES**

En general cuando hablamos de los propantes usados en yacimientos convencionales y los no convencionales hacemos referencia al mismo tipo de propantes, es decir, la misma arena que se utiliza para mejorar la conductividad del yacimiento convencional es la que se utiliza en los no convencionales, la diferencia radica en los volúmenes y etapas que se requieren para fracturar debido a las condiciones de cada reservorio. Cabe resaltar que el volumen en galones de fluido de fractura y de libras de material apuntalante es mayor cuando se realizan tratamientos con fracturamiento hidráulico en reservorios no convencionales. Para realizar una comparación de la diferencia en los volúmenes y poder tener un indicador se va a mostrar los resultados del volumen que se utilizó en yacimientos convencionales y no convencionales.

---

<sup>20</sup> CRESPO F. Evaluación técnica de las metodologías utilizadas para la medición de la conductividad del material propante en laboratorio mediante el uso de la celda de conductividad API. Trabajo de grado (ingeniería de Petróleos). Bucaramanga Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2008

Para los yacimientos convencionales se va mostrar resultados de un pozo del campo Chichimene, Suria y Santa Clara, como la información que se va a suministrar a continuación es confidencial, se omite el nombre de las empresas que realizaron el procedimiento. El primer pozo está ubicado en el campo Santa Clara (Neiva), la formación de interés presenta una profundidad aproximada de 3000 ft, está expuesta a una temperatura de 119 °F y una presión de 1215 psi, en la tabla 3 se muestra el resultado por etapa y el volumen total utilizado para este pozo.

**Tabla 3. Volúmenes utilizados por etapa en el campo Santa Clara**

N° de Etapa	Concentración Max. Lb/gal	Tiempo (min)	Arena acumulada (lb)	Volumen acumulado (gal)
Colchón	0	14.6	0	7,380
1	1.5	17.7	1564	8,348
2	2.5	24.8	8,084	12,034
3	3.5	35.59	2,231	16,908
4	4.5		45,000	22,500
<b>TOTAL</b>			56,879	47,170

El segundo proyecto hace referencia a un pozo del campo Chichimene , el cual se encuentra expuesto a valores de presión y temperatura de 2300 psi y 185 °F respectivamente, en donde se realizó el tratamiento con fracturamiento hidráulico mediante 9 etapas como se muestra en la tabla 4.

**Tabla 4. Volúmenes utilizados por etapa en el campo Chichimene**

Etapa N°	Volumen de Fluido (gal)	Concentración de propante (lbs/gal)	Cantidad de Propante (lbs)
1	10500	0	0
2	9200	0.3	2760
3	3000	1	3000
4	3500	2	7000

<b>Etapa N°</b>	<b>Volumen de Fluido (gal)</b>	<b>Concentración de propante (lbs/gal)</b>	<b>Cantidad de Propante (lbs)</b>
<b>5</b>	5500	3	16500
<b>6</b>	5200	4	20800
<b>7</b>	3150	6	18900
<b>8</b>	3000	8	21000
<b>9</b>	3049	0	0
<b>TOTAL</b>	46099		89960

En el tercer proyecto se muestra los volúmenes de fluido de fractura y propantes usados en un pozo del campo Suria en Villavicencio el cual se encuentra expuesto a una presión de 2300 psi y una temperatura de 219 °F, el fracturamiento se realizó en 4 etapas arrojando los siguientes resultados presentes en la tabla 5.

**Tabla 5 Volúmenes utilizados por etapa en el campo Suria**

<b>Etapa N°</b>	<b>Volumen de Fluido (bls)</b>	<b>Concentración de propante (lbs/gal)</b>	<b>Cantidad de Propante (lbs)</b>
	301	0.1	1260
<b>1</b>	49.6	1	2016
<b>2</b>	267.4	6	35280
<b>3</b>	36.8	8	8820
<b>4</b>	37.8	8	10080
<b>FLUSH</b>	100		
<b>FLUSH</b>	42		
<b>TOTAL</b>	834.6		57455

Tomando como referencia los casos de ejemplo mencionados anteriormente se puede establecer un promedio de la cantidad de fluido y propante que se requiere para una operación de fracturamiento hidráulico en un yacimiento convencional como lo refleja la tabla 6, pero hay excepciones y experimentos que han llegado a alcanzar valores de hasta 260,000 lbs de material apuntalante para este tipo de

yacimientos como es el caso de algunos proyectos de fracturamiento en el piedemonte llanero.

**Tabla 6. Resumen Volúmenes utilizados de propante en los tres pozos**

	<b>Volumen de fluido de fracturamiento (bbls)</b>	<b>Cantidad de Propante (lbs)</b>
<b>Santa Clara</b>	47,160	47,170
<b>Chichimene</b>	46,099	89,960
<b>Suria</b>	35,053	57,455
<b>PROMEDIO</b>	42,770	64,861

Para tener un valor de referencia de la cantidad de libras de propante que se utilizan en un fracturamiento hidráulico en un yacimiento no convencional se va a mostrar a continuación en la tabla 7 los resultados obtenidos en experimentos realizados en la formación Eagle Ford a diferentes pozos, se elige esta formación por la similitud que existe en sus características con la formación la Luna, principal prospecto de los yacimientos no convencionales en Colombia.

**Tabla 7. Resumen Volúmenes utilizados de propante en la formación Eagle Ford.**

<b>Pozo</b>	<b>Etapas</b>	<b>Longitud Lateral (ft)</b>	<b>Propante (lbs)</b>
<b>Offset A</b>	14	4.200	3.984.474
<b>Offset B</b>	16	5.020	3.640.000
<b>Offset C</b>	16	4.817	2.664.000
<b>Offset D</b>	20	6.000	2.664.000
		<b>PROMEDIO</b>	3.238.118

A manera de Observación se puede resaltar que los volúmenes de propante que se utilizan en un yacimiento convencional pueden estar en un rango desde las 50,000 a 300,000 libras en un tratamiento de fracturamiento hidráulico y en los no convencionales superan los dos millones de libras alcanzando valores de hasta

cinco millones de libras, razón por la cual hace más costoso y complejo la perforación y la estimulación de los yacimientos no convencionales.

## **6. PRINCIPALES IMPACTOS AMBIENTALES ASOCIADOS A LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO Y PROPANTES UTILIZADOS**

La elección de un fluido de fractura óptimo y del material propante se debe realizar con el propósito de evitar daños irreversibles en la formación y la contaminación del medio y Ecosistemas, a continuación se dan a conocer consecuencias del mal uso de fluidos de fractura y un apartado para hacer una buena disposición de los fluidos de retorno (*flowback*).

### **6.1 DAÑO A LA FORMACIÓN**

La interacción de los fluidos de formación con el fluido de fractura debe ser equilibrada y compatible, cada fluido tiene sus especificaciones, para que tipo de formación aplica y los resultados que se obtienen. Un ejemplo de ello son las formaciones con alto contenido de arcillas, el hinchamiento de estas arcillas genera que estas se dispersen en forma de pequeñas partículas sólidas acumulándose en los poros de la roca y causando la obstrucción del flujo a través de los poros.

### **6.2 CONTAMINACIÓN DE ACUÍFEROS**

Los tratamientos con fracturamiento hidráulico requieren el uso de grandes volúmenes de fluidos para generar las fracturas, y en el momento de optimizar y elegir el tipo de fluido de fractura se debe tener en cuenta la fácil extracción de la formación al pozo, estudios realizados en Estados Unidos por el Centro Tyndall demuestran que por malos diseños solo un 80% del volumen de fluido inyectado

se recupera, y el 20% restante a través de filtración se queda en la tierra por medio de las fracturas producidas puede llegar a grandes acuíferos y reservas de agua potable.

### **6.3 CONTAMINACIÓN POR PRODUCTOS QUÍMICOS Y RADIOACTIVOS**

El porcentaje de aditivos presente en la composición del fluido de fractura debe estar en un rango menor al 10%, pero en lo posible su uso debe reducirse. El efecto de estas sustancias en la salud de las personas y la contaminación del suelo significa grandes riesgos ambientales, sirviendo como argumento para generar polémica sobre la implementación del fracturamiento hidráulico. Se debe tener en cuenta la profundidad a la que se encuentra el yacimiento y definir la cercanía de acuíferos para minimizar el riesgo de que estos productos químicos lleguen a contaminar fuentes de agua potable para las poblaciones.

### **6.4 CONTAMINACIÓN POR ELEMENTOS Y COMPONENTES QUÍMICOS ASOCIADOS A LA FORMACIÓN.**

La contaminación del agua inyectada y de los acuíferos cercanos al yacimiento por aditivos o propantes no compatibles con la formación, no son los únicos aspectos a tener en cuenta, los elementos y componentes químicos asociados a la formación son aquellos que se formaron durante la diagénesis y catagénesis de la materia orgánica hasta su transformación. Los componentes y elementos químicos se clasifican en orgánicos (componentes de gas natural) e inorgánicos (elementos metálicos).

Los elementos químicos inorgánicos están presentes en la materia orgánica vinculada a la formación que desea ser fracturada, pueden presentar disolución en

el fluido de fractura o en el agua residual que queda en la formación. Entre los elementos químicos asociados a la materia inorgánica los más comunes se encuentran el Uranio, el Radio, el Molibdeno, el Cobalto, el Níquel, el Mercurio, el Cobre, entre muchos más que están presentes en los diferentes estratos de la formación. La presencia de estos elementos químicos en el agua de la formación o de retorno requiere de un análisis y control durante la ejecución del proyecto debido a la toxicidad y los niveles de concentración permitidos por la normatividad ambiental. Por su parte los elementos orgánicos son hidrocarburos alifáticos y aromáticos que están presentes de manera residual en la formación, la composición de estos varía de un yacimiento a otro pero al contener CO<sub>2</sub> genera la necesidad de controlar sus niveles y el contenido presente en el agua.

## **6.5 FLUIDOS DE FLOWBACK**

Después de una operación de fracturamiento hidráulico se genera una reducción en la presión de fondo, este diferencial de presión entre la formación y el fondo del pozo (siendo mayor la presión de formación) generando un fluido en reversa que contiene el fluido de fractura y fluido provenientes de la interacción con la roca, esto se conoce como *flowback*, el flujo durante este período puede durar varias semanas, y requiere un manejo adecuado hasta que este fluido no sea más que agua de producción. Otro factor a tener en cuenta para determinar la duración del período de *flowback* es el contenido de sólidos por litro de fluido de *flowback*, entre mayor sea, mayor tiempo demorará la limpieza del pozo y dependiendo de la cantidad de contaminantes y la concentración de los mismo se establece el tipo de tratamiento y la intensidad del mismo.

Antes de aplicar cualquier tecnología de tratamiento de aguas se debe tener en cuenta aspectos como: la calidad del agua en los tanques de almacenamiento, el estado de la industria en cuanto a investigación, la eficiencia de la recuperación, el

uso de la energía, el tiempo de vida de los componentes principales del fluido de fracturamiento hidráulico, las consideraciones de las facilidades a construir, las consideraciones de operación y mantenimiento, los costos y el manejo de los residuos desprendidos.

Inicialmente los fluidos de *flowback* deben almacenarse en tanques durante la explotación del yacimiento antes de llegar a su destino final, uno de estos destinos muy efectivo y beneficioso es utilizarlo como fluido de inyección en otros pozos. Sin embargo, esto puede convertirse en un problema en cuanto mayor sea la complejidad de transporte y capacidad del sitio en el que se quiere llevar a cabo el proyecto de fracturamiento. Anteriormente se mencionó que el uso final de los fluidos de *flowback* y agua producida durante la explotación de yacimientos de lutitas, está sujeto a la cantidad y concentración de los químicos y contaminantes con los que llegue a superficie, siendo esto un factor crítico y en ocasiones permite que los fluidos de *flowback* se puedan utilizar para el desarrollo de algunos procesos industriales.

Otra buena práctica para el manejo de los fluidos de fractura es la reutilización para lo cual se reciclan los fluidos provenientes del *flowback* mediante la instalación de facilidades en la locación que permitan su respectivo tratamiento. En otros casos este tratamiento va mucho más allá, hasta el punto que el agua tratada sirve para uso en riegos de cultivos o para el consumo del ganado, gracias a una unidad de tratamiento de agua liviana que se rige bajo la ley de Stokes y se apoya en la definición de los términos de coalescencia y separación para minimizar la cantidad de contaminantes. Finalmente, uno de los destinos que tienen menor prioridad a la hora de seleccionar el futuro de los fluidos provenientes de *flowback* es el vertimiento en corrientes fluviales y otros tipos de afluentes de agua, si bien existen legislaciones donde se citan los parámetros para poder realizar estos vertimientos, pero en muchos casos se evidencia que

estás reglas son incompletas y contribuyen a la destrucción de nuestra fuente de vida.

## **6.6. EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES ASOCIADOS AL USO DE LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.**

Establecer el rango de criticidad de un impacto ambiental es un aspecto relevante a la hora de diseñar un proyecto de fracturamiento hidráulico, para ello se usa una metodología cualitativa para cuantificar la importancia ambiental de cada uno de los impactos. Esta metodología es subjetiva ya que requiere la experiencia de personas que se hayan visto involucradas en tratamientos de fracturamiento hidráulico para poder asignarle un valor a las distintas variables a evaluar.

Basados en la metodología CONESA<sup>21</sup>, donde muestra una guía con diferentes criterios para evaluar un impacto ambiental, se realizó una evaluación de los impactos asociados al proceso de fracturamiento en la etapa operacional, es decir, durante la creación de las fracturas.

El objetivo principal es calcular el “**Índice de impacto ambiental**” para convertir una opinión subjetiva y empírica en un número cuya interpretación permite establecer el grado de importancia del impacto. Los parámetros que se tuvieron en cuenta para realizar la respectiva evaluación y su calificación:

- **Carácter (Ca):** Define si el impacto es benéfico, asignándole un valor positivo (+1) o perjudicial al entorno, asignándole un valor negativo (-1).
- **Efecto (EF):** Relaciona si el impacto actúa de forma directa o indirecta, es decir, si el impacto inicial conlleva a desencadenar más eventos. Si el efecto es

---

<sup>21</sup> CONESA, V. Guía Metodológica para la evaluación de impacto ambiental. Madrid, España. 1997

directo se califica con una puntuación de (4) y si es indirecto con una calificación de (1).

- **Acumulación (Ac):** Si el efecto persiste o se mantiene se dice que es acumulativo y recibe una calificación de (4), cuando el impacto no produce estos efectos acumulativos se dice que es simple y recibe una calificación de (1).
- **Extensión (EX):** Se refiere al entorno socio-ambiental sobre el que tendrá efecto el impacto ambiental. Si la extensión es a nivel de “well pad” se dice que es puntual y se califica con una puntuación de (1). Si la afectación se extiende por fuera del área delimitada para la localización de los trabajos, se dice que es **local** y se califica con (4) se da cuando los impactos traspasan la localización del pozo y las áreas aledañas a este, extendiéndose por los pueblos vecinos y hasta niveles departamentales. Para este caso se dice que es **regional** y se califica con (8) puntos.
- **Momento (Mo):** Hace alusión al tiempo en que demoran las consecuencias del impacto en aparecer o en gestarse la afectación completamente. La puntuación está dada por la tabla 8.

**Tabla 8. Puntuación para la variable de Momento**

	<b>Rango</b>	<b>Calificación</b>
<b>Inmediato</b>	Tiempo nulo a 2 meses	4
<b>Rápido</b>	Entre 3 y 6 meses	3
<b>Medio</b>	Entre 7 y 12 meses	2
<b>Largo Plazo</b>	Mayor a 1 año	1

Fuente: CONESA, V. Guía Metodológica para la evaluación de impacto ambiental. Madrid, España. 1997

- **Persistencia (Pe):** Califica el período de existencia del impacto y sus consecuencias, independiente de las actividades que se realicen en busca de mitigar o corregir. La calificación está dada por la tabla 9.

**Tabla 9. Puntuación para la variable persistencia**

	<b>Rango</b>	<b>Calificación</b>
<b>Permanente</b>	Mayor a 3 años	4
<b>Media</b>	Entre 1 y 3 meses	3
<b>Corta</b>	Entre 3 y 12 meses	2
<b>Fugaz</b>	Menor a 3 meses	1

- **Intensidad (I):** Es el grado de incidencia o destrucción del impacto sobre el ambiente que actúa. Varía de 1 a 12 siendo 12 un grado de destrucción total. Los puntajes de calificación se dan en la tabla 10.

**Tabla 10. Puntuación de la variable Intensidad.**

<b>Rango</b>	<b>Calificación</b>
<b>Crítica</b>	12
<b>Muy Alta</b>	8
<b>Alta</b>	6
<b>Medio</b>	4
<b>Bajo</b>	1

- **Sinergia (Si):** Es cuando actúan dos o más efectos simples y en conjunto generan una incidencia mayor, es decir, las acciones de los impactos actúan en el mismo tiempo. Los rangos de calificación se muestran en la tabla 11.

**Tabla 11. Puntuación de la variable Sinergia.**

<b>Rango</b>	<b>Calificación</b>
<b>Muy Sinérgico</b>	4
<b>Sinérgico</b>	2
<b>No Sinérgico</b>	1

- **Reversibilidad (Rs):** Hace referencia cuando el medio socio-ambiental tiene la capacidad de responder y de auto recuperarse a la incidencia del impacto generado durante las actividades del fracturamiento hidráulico. Los puntajes de calificación están dados por la tabla 12.

**Tabla 12. Puntuación de la variable Reversibilidad.**

	<b>Rango</b>	<b>Calificación</b>
<b>Irreversible</b>	Mayor a 5 años	4
<b>Mediano Plazo</b>	Entre 3 y 5 meses	3
<b>Corto Plazo</b>	Entre 3 y 23 meses	2
<b>Inmediato</b>	Menor a 3 meses	1

- **Periodicidad (Pr):** Es la regularidad con que se manifiesta el efecto del impacto a evaluar, puede ser cíclica o recurrente, también puede presentarse de forma impredecible en el tiempo o constante en el tiempo. El rango de puntuación se muestra en la tabla 13.

**Tabla 13. Puntuación de la variable Periodicidad.**

<b>Rango</b>	<b>Calificación</b>
<b>Permanente</b>	4
<b>Frecuente</b>	2
<b>Discontinuo</b>	1

- **Recuperabilidad (Re):** Hace referencia a la posibilidad de reconstruir el área afectada por el impacto ya sea total o parcial, haciendo uso de la intervención humana, es decir, implementando medidas de manejo ambiental. La calificación para esta variable se muestra en la tabla 14.

**Tabla 14. Puntuación de la variable Recuperabilidad.**

	<b>Rango</b>	<b>Calificación</b>
<b>Irrecuperable</b>	Mayor a 11 años	8
<b>Mitigable</b>	Entre 4 y 10 años	4
<b>Mediano Plazo</b>	Entre 1 y 3 años	2
<b>Recuperable de manera inmediata</b>	Menor a 1 año	1

**Índice de Importancia Ambiental (I.I.A.):** Finalmente al obtener la puntuación de estas variables con ayuda de personas que tengan experiencia en los proyectos de fracturamiento hidráulico, se puede hacer uso de la ecuación 1.

$$\text{I.I.A.} = \text{Ca} (3 \cdot \text{I} + 2 \cdot \text{EX} + \text{EF} + \text{Ac} + \text{Mo} + \text{Pe} + \text{Si} + \text{Rs} + \text{Pr} + \text{Re}) \quad (1)$$

Dónde:

**Ca = Carácter**

**I = Intensidad**

**EX = Extensión**

**EF = Efecto**

**Ac = Acumulación**

**Mo = Momento**

**Pe = Persistencia**

**Si = Sinergia**

**Rs = Reversibilidad**

**Pr = Periodicidad**

**Re = Recuperabilidad**

El resultado calculado para el **I.I.A.** sirve para categorizar el impacto, de acuerdo al valor obtenido y con la ayuda de la tabla 15 se puede establecer el rango de criticidad del impacto evaluado, asignándole un color y conocer cuáles son los impactos más relevantes a tener en cuenta a la hora de diseñar el proyecto de fracturamiento hidráulico.

**Tabla 15. Rangos de acuerdo al resultado del I.I.A. obtenido.**

Rango	Calificación	Color
<b>Carácter Negativo</b>		
Crítico	> (-75)	
Severo	(-51) a (-75)	
Moderado	(-25) a (-50)	
Irrelevante	<(-25)	
<b>Carácter Positivo</b>		
Muy Importante	>( +50)	
Importante	(+25) a (+50)	
Poco Importante	<( +25)	

Al aplicar esta metodología de impacto ambiental para evaluar los principales impactos ambientales que tienen lugar durante la parte operacional de un proyecto de fracturamiento hidráulico, se tuvo en cuenta la opinión de ingenieros de campo con conocimiento y experiencia en trabajos de fracturamiento de yacimientos no convencionales del piedemonte llanero, estos datos se ajustaron para yacimientos no convencionales de acuerdo a las características de los departamentos donde se encuentra ubicado el depósito de hidrocarburos no convencionales.

Para realizar la matriz se tuvo en cuenta la actividad principal del fracturamiento hidráulico que es la creación de la red de fracturas, partiendo de esto se establecen las diferentes categorías o elementos ambientales que van a entrar dentro del estudio, como lo son: el clima, la atmósfera, la geología, la hidrología, la hidrogeología, el terreno, la fauna, el paisaje, el sector productivo de la región, la infraestructura viaria, los procesos, las actividades y relaciones económicas del entorno y por último el bienestar natural, cada una de estas categorías con sus impactos ambientales correspondientes, obteniendo los resultados que se muestran en la matriz que aparece en la tabla 16, 17 y 18.

Tabla 16. Matriz de Evaluación de impactos ambientales para un proyecto de fracturamiento hidráulico parte A.

Etapa	Actividad	Elemento Ambiental	Impacto	Carácter	Efecto	Acumulación	Extensión	Momento	Persistencia	Intensidad	Sinergia	Reversibilidad	Periodicidad	Recuperabilidad	Indicador Importancia Ambiental	Rango
				Ca	EF	Ac	EX	Mo	Pe	I	Si	Rs	Pr	Re	I.I.A.	
Fracturamiento Hidráulico	Creación de la red de fracturas	Clima	Incremento de gases de combustión.	-1	1	1	1	4	3	6	2	4	1	2	-38	Moderado
		Atmósfera	Incremento de partículas en el aire.	-1	1	4	1	4	3	6	2	3	1	4	-42	Moderado
			Incremento de los niveles de ruido.	-1	1	1	1	3	2	1	1	2	2	2	-19	Irrelevante
		Geología	Modificación de la geomorfología.	-1	4	4	1	1	4	8	2	2	1	2	-46	Moderado
			Compactación del suelo.	-1	4	4	1	3	4	8	2	2	1	2	-48	Moderado
		Hidrología	Contaminación del agua superficial.	-1	4	4	8	1	3	4	2	3	2	2	-49	Moderado
			Modificación en la disponibilidad o consumo del agua.	-1	4	1	8	1	4	6	1	1	1	1	-48	Moderado

Etapa	Actividad	Elemento Ambiental	Impacto	Carácter	Efecto	Acumulación	Extensión	Momento	Persistencia	Intensidad	Sinergia	Reversibilidad	Periodicidad	Recuperabilidad	Indicador Importancia Ambiental	Rango
				Ca	EF	Ac	EX	Mo	Pe	I	Si	Rs	Pr	Re	I.I.A.	
			Contaminación de aguas subterráneas.	-1	4	1	4	1	4	8	1	4	1	2	-50	Moderado
		Hidrogeología	Deterioro de acuíferos.	-1	4	1	1	1	3	6	1	3	1	4	-38	Moderado

Tabla 17. Matriz de Evaluación de impactos ambientales para un proyecto de fracturamiento hidráulico parte B.

Etapa	Actividad	Elemento Ambiental	Impacto	Carácter	Efecto	Acumulación	Extensión	Momento	Persistencia	Intensidad	Sinergia	Reversibilidad	Periodicidad	Recuperabilidad	Indicador Importancia Ambiental	Rango
				Ca	EF	Ac	EX	Mo	Pe	I	Si	Rs	Pr	Re	I.I.A.	
Fracturamiento Hidráulico	Creación de la red de fracturas	Terreno	Riesgo de producción de sismos.	-1	4	8	1	3	6	4	2	2	4	4	-47	Moderado
			Aumento de la inestabilidad de terrenos.	-1	1	1	1	3	4	6	4	4	2	4	-43	Moderado
		Fauna	Eliminación de hábitats	-1	1	1	1	4	3	4	2	2	1	2	-30	Moderado
			Alteración en el comportamiento de las especies.	-1	1	1	1	3	4	1	2	4	1	2	-23	Irrelevante
		Paisaje	Alteración visual del paisaje natural.	-1	4	1	4	3	4	4	2	2	1	2	-39	Moderado
		Productivo	Cambio de uso productivo del suelo.	-1	1	4	1	3	4	6	1	4	4	4	-45	Moderado

Tabla 18. Matriz de Evaluación de impactos ambientales para un proyecto de fracturamiento hidráulico parte C.

Etapa	Actividad	Elemento Ambiental	Impacto	Carácter	Efecto	Acumulación	Extensión	Momento	Persistencia	Intensidad	Sinergia	Reversibilidad	Periodicidad	Recuperabilidad	Indicador Importancia Ambiental	Rango
				Ca	EF	Ac	EX	Mo	Pe	I	Si	Rs	Pr	Re	I.I.A.	
Fracturamiento Hidráulico	Creación de la red de fracturas	Infraestructura Viaria	Alteración de vías rurales	-1	4	1	4	3	4	4	2	2	1	4	-41	Moderado
			Mejoramiento de accesibilidad a la zona	1	4	4	1	3	4	4	2	4	2	2	39	Importante
			Incremento de tráfico.	-1	4	1	4	3	4	6	2	2	1	2	-45	Moderado
	Procesos		Contaminación del suelo y subsuelo por uso de químicos.	-1	1	3	1	3	3	4	2	4	4	2	-36	Moderado
			Generación de aguas residuales y fluidos de flowback	-1	4	4	4	1	4	6	2	4	1	4	-50	Moderado
	Actividades y Relaciones		Generación de empleo.	1	4	1	8	3	2	4	2	2	2	2	46	Importante

Etapa	Actividad	Elemento Ambiental	Impacto	Carácter	Efecto	Acumulación	Extensión	Momento	Persistencia	Intensidad	Sinergia	Reversibilidad	Periodicidad	Recuperabilidad	Indicador Importancia Ambiental	Rango
				Ca	EF	Ac	EX	Mo	Pe	I	Si	Rs	Pr	Re	I.I.A.	
			Cambio en la demanda de servicios en la zona.	-1	4	1	2	3	2	1	2	2	1	1	-21	Irrelevante
		Bienestar poblacional	Oposición Social.	-1	1	4	8	3	2	8	2	2	4	2	-60	Severo
			Alteraciones a la salud de la población.	-1	4	4	1	3	4	4	8	2	2	4	4	-53

Entrando en el análisis de los resultados obtenidos se tiene que los impactos más severos de carácter negativo están en la categoría de Bienestar Poblacional con los impactos de Oposición Social y Alteraciones a la salud de la población. El impacto más irrelevante está en la categoría de Actividades y relaciones socio-económicas, se denomina Cambio en la demanda de servicios en la zona. Dentro de los impactos de carácter positivo cuya calificación es de gran importancia tenemos el mejoramiento de accesibilidad a las zonas rurales en la categoría de infraestructura viaria y el otro impacto de gran importancia está en la categoría de actividades y relaciones y corresponde a la generación de nuevos empleos. Cabe resaltar impactos que son tema de controversia en los proyectos de fracturamiento hidráulico y tienen que ver con estabilidad de los terrenos y la generación de sismos, cuyas calificaciones estuvieron dentro del rango de impactos moderados, sin embargo, fueron muy altas por tanto se recomienda profundizar en esta clase de impactos a la hora de diseñar un proyecto de fracturamiento hidrá

## **7. FORMACIÓN EAGLE FORD VS FORMACIÓN LA LUNA**

Colombia se encuentra en la lista de los 32 países a nivel mundial que cuentan con un significativo potencial en materia de reservas de yacimientos no convencionales, pero como tal la implementación a estos recursos ha sido mínima, se espera que en el año 2016 habiendo definido toda la normatividad ambiental que se requiere para la explotación de este tipo de reservorios se despierte el interés de diversas compañías, las cuales le apuesten a invertir parte de sus recursos en la implementación de esta nueva técnica (fracturamiento hidráulico) y logren prolongar las reservas como lo muestran los resultados en el marco histórico a nivel mundial. Buscando la forma de tener un parámetro de guía para los proyectos con fracturamiento que se vayan a realizar en el país en este capítulo se realiza la comparación y similitud de la formación la Luna con la formación Eagle Ford.

### **7.1 CARACTERÍSTICAS FORMACIÓN LA LUNA**

La cuenca del Valle Medio del Magdalena hace parte de las cuencas más importantes de Colombia por los grandes volúmenes de hidrocarburos que se encuentran presentes en esta zona de interés. En ella se encuentra la formación la Luna perteneciente a la edad del cretácico superior, principal prospecto de los yacimientos no convencionales en el país<sup>22</sup>.

---

<sup>22</sup> EIA “Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. U.S. Energy Information Administration”, Junio 2013.

La formación la Luna ha despertado un interés en los últimos años debido a la planeación en el desarrollo de proyectos orientados hacia la explotación de los yacimientos no convencionales y su alto contenido total orgánico (TOC), está conformada por los miembros Galembó, Salada y Pujumana. Se encuentra caracterizada por la presencia de lutitas negras en forma de capas delgadas y laminadas, también presenta intercalaciones delgadas de calizas de grano fino y en algunas zonas contiene Pirita. Se decide basar el estudio en la formación la Luna debido a que la cuenca del Valle Medio del Magdalena cuenta con un volumen de 4.76 Billones de barriles técnicamente recuperables de Shale oil y 18.2 Tcf de Shale gas, encontrándose la mayor cantidad de estos recursos ubicados en la formación la Luna. A continuación en la tabla 19 se muestran las principales características de la formación la Luna.

**Tabla 19. Características formación la Luna**

<b>Formación</b>	<b>La Luna</b>
Edad	Cretácico
Área (acres)	1'529.600
Cuenca	VMM
Porosidad (%)	8,3
Permeabilidad (ud)	17
Espesor (ft)	650-900
TOC (%)	2-7
Profundidad	4.200-14.400
Gradiente Presión (psi/pie)	0,55-0,8
Tipo hidrocarburo	Crudo pesado y gas húmedo
TRR	14,1 Tcf y 4,58 MMM Bls
Coefficiente de Poisson	0,120 -0,375
Tipo de Kerógeno	II
Ro( %)	0,7 -1
Temperatura Formación (°F)	180 - 190

Fuente: Modificada de EIA "Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. U.S. Energy Information Administration", Junio 2013.

## 7.2 CARACTERÍSTICAS FORMACIÓN EAGLE FORD

La formación Eagle Ford es uno de los más recientes yacimientos descubiertos en Estados Unidos, producto de los grandes avances tecnológicos en materia de fracturamiento hidráulico y perforación direccional. Su producción inicio en el año 2009 logrando aportar en el aumento de los recursos técnicamente recuperables de Estados Unidos. Debido a la gran extensión del área cubierta por la formación, la producción varía de acuerdo a la zona y profundidad, pero se caracteriza por la producción de petróleo, gas y condensados. En la tabla 20 se dan a conocer las principales características que son representativas de la formación Eagle Ford.

**Tabla 20. Características formación Eagle Ford**

<b>Formación</b>	<b>Eagle Ford</b>
Edad	Cretácico
Área (acres)	3'000.000
Cuenca	Appalachian
Permeabilidad (ud)	1 - 1,5
Espesor (ft)	100 - 330
Profundidad	5.500- 14.400
Gradiente Presión (psi/pie)	0.4 -0.65
Tipo hidrocarburo	Gas Húmedo, Gas Seco y Petróleo con API( 33 -50)
TRR	21 Tcf y 3.355 MMM Bls
Coefficiente de Poisson	0,120 -0,375
Tipo de Kerógeno	II
Ro( %)	0,68 -1,5
Temperatura Formación (°F)	170 - 231

Fuente: Modificada de EIA “Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. U.S. Energy Information Administration”, Junio 2013.

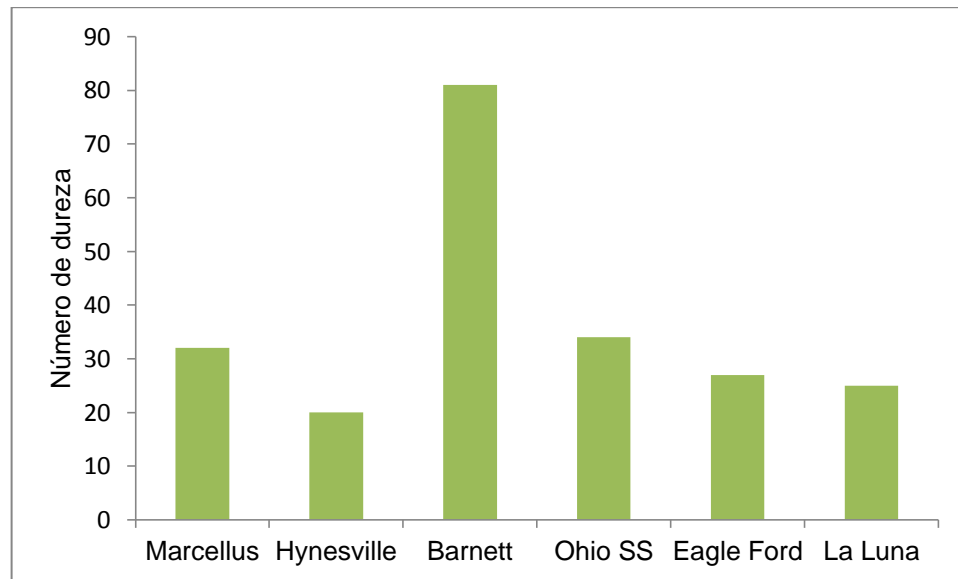
### **7.3 RELACIÓN ENTRE LA FORMACIÓN LA LUNA Y LA FORMACIÓN EAGLE FORD**

Es necesario tomar como referencia cada experiencia y lección aprendida de la formación Eagle Ford cuando se vayan a realizar tratamientos con fracturamiento hidráulico en Colombia, se buscó la manera de relacionar estas dos formaciones para estudiar la posibilidad de aplicar procedimientos similares en la formación la Luna para garantizar la seguridad y rendimiento del fracturamiento hidráulico. Los parámetros que se tuvieron en cuenta y los cuales nos permiten establecer una similitud entre las dos formaciones son los siguientes:

- Profundidad promedio.
- Contenido Total orgánico.
- Espesor neto.
- Permeabilidad promedio.
- Porosidad promedio.
- Tipo de Kerógeno.

Pero un parámetro clave y que se debe analizar detalladamente para elegir el tipo de fluido de fractura y material apuntalante es la dureza de la formación, gracias al valor que presenten las rocas del yacimiento se puede definir el tamaño de la malla del material propante, el tipo de propante, la cantidad y el fluido de fractura base que se va a implementar. En la gráfica 5 se realiza una comparación del número de dureza de importantes formaciones de Estados Unidos y se incluye un valor aproximado de la dureza de la formación la Luna.

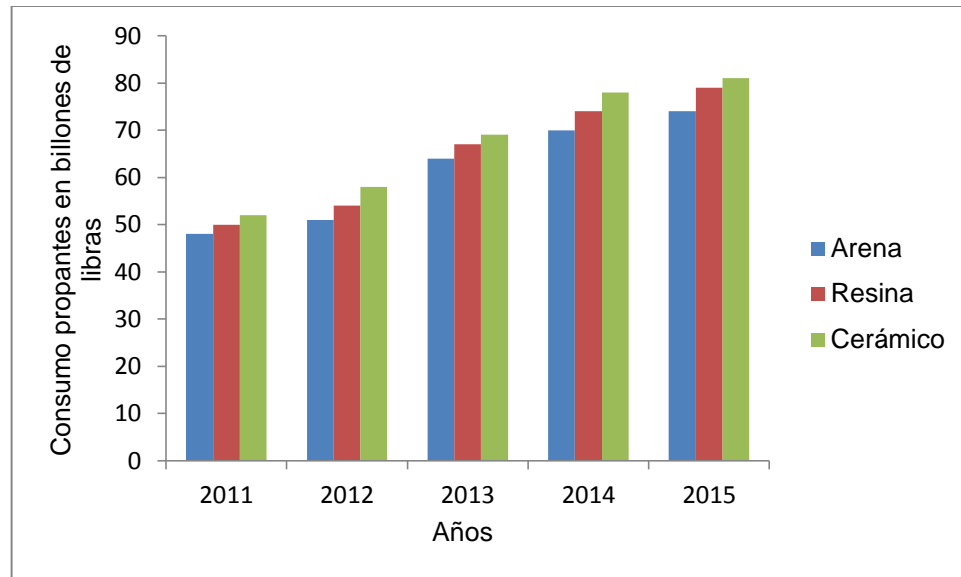
**Gráfica 5. Número de dureza importantes formaciones de Estados Unidos y la formación la Luna**



Fuente: Modificado de GUO, Q; JI, L; RAJABOV, V; FRIEDHEIM, J. Marcellus and Haynesville Drilling Data: Analysis and Lessons Learned. En SPE, Society of Petroleum Engineers. Octubre, 2012.

Después de realizar la comparación y establecer la posible similitud de la formación la Luna con la Formación Eagle Ford, queda como lección aprendida que en Colombia cuando se vayan a realizar tratamientos con fracturamiento hidráulico en el diseño de los fluidos de fractura se debe inclinar por el uso de fluidos a base de polímeros y materiales apuntalantes naturales. En la gráfica 6 se muestra la cantidad de cada tipo de propante que se ha utilizado en un período de tiempo y se muestra que con el paso del tiempo la cantidad de propantes requerida a nivel mundial es mayor, por lo tanto Colombia debe generar planes de contingencia los cuales le ayuden a mitigar la escasez de materiales apuntalantes en el momento de ejecutar los proyectos con fracturamiento hidráulico.

**Gráfica 6. Consumo de propantes en los últimos años**



Fuente: LLANG, F. SAYED, M. AL-MUNTASHERI, G. y CHANG, F. Overview of Existing Proppant Technologies and Challenges. En Society of Petroleum Engineers. SPE 172763 MS. 2015

## **8. TECNOLOGÍAS USADAS EN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO QUE MEJORAN LA RELACIÓN COSTO/BENEFICIO**

Basados en un marco histórico mundial y buscando obtener el mejor ámbito en cuanto a costos durante el tratamiento y los beneficios que se reciben posteriores al fracturamiento, se muestra a continuación experimentos aplicados a diversas formaciones de yacimientos no convencionales, los cuales contribuyen al éxito de los tratamientos y que pueden servir como modelo para aplicarse en el momento de diseñar un proyecto de fracturamiento en Colombia.

### **8.1 TECNOLOGÍA SMA (SURFACE MODIFYING AGENT)<sup>23</sup>**

La oferta y demanda de propantes requerida por la industria del petróleo debido a la gran cantidad de proyectos que se están implementando en Estados Unidos, ha generado una escasez de propantes en el mercado trayendo retrasos y complicaciones en los tiempos estimados para la ejecución de los tratamientos.

En el momento de no contar con los materiales requeridos que cumplan con las especificaciones de diseño que se tienen en cuenta para elegir el tipo de propante y fluido de fractura que se va a utilizar, generó la necesidad de buscar un mecanismo de solución el cual permita reemplazar y satisfacer la necesidad sin incrementar costos.

Ante la presión de las compañías por culminar sus procedimientos bajo las fechas establecidas se buscó la manera de generar un propante que se lograra fabricar

---

<sup>23</sup> YANG, M. Natural Proppants for Hydraulic Fracture Production Optimization in Eagle Ford Shale. En SPE, Society of Petroleum Engineers. Marzo, 2012.

en campo y cumpliera con las especificaciones requeridas. Los parámetros que determinan el criterio de selección del propante son: presión de cierre, módulo de Young, coeficiente de Poisson, presión de yacimiento y tipo de hidrocarburo presente en la formación.

Las condiciones a las cuales está expuesto el agente de sostén también se ha convertido en un problema operacional que se debe mitigar con la fabricación del material propante en campo, las altas temperaturas y el esfuerzo que deben soportar contribuyen en el uso de materiales más resistentes y fabricados con materiales como la Bauxita que significan una mayor inversión. A partir de los inconvenientes mencionados se buscó la forma de modificar la superficie de un propante natural, técnica conocida como SMA (Surface Modifying Agent). Al realizar la modificación se abre la posibilidad de poder diseñar el propante de una forma personalizada, es decir, bajo los requerimientos que se presentan y bajo el diseño de la compañía operadora<sup>24</sup>.

La implementación de esta técnica consistió en modificar la superficie de un material propante natural de arena de cuarzo aplicándole sobre la superficie capas de un material pegajoso, el cual es a base de resina Premium RCS sobre la superficie con el fin de que pudiera soportar los esfuerzos de cierre y temperatura en el yacimiento. Se plantearon catorce etapas de fracturamiento y cada etapa fue diseñada con 30,000 lbm de arena 30/50 de malla, 100,000 lbm de arena 20/40 de malla y 150,000 de arena 20/40 de malla cubierta con resina Premium. El propante debía estar diseñado para soportar una presión de cierre de 9,500 psi y una temperatura de 290 °F a una profundidad TVD de 11,500 pies.

El principal objetivo del propante es mejorar la conductividad y la permeabilidad lo cual se logra a través de la SMA, ya que en estudios realizados se demuestra que

---

<sup>24</sup> STEGENT, N.A; WAGNER, A.L; MONTES, M; OMSBERG, A; RILEY, K.M. SMA Technology Extends the Useful Range of Nonceramic Proppants in the Eagle Ford Shale. En SPE, Society of Petroleum Engineers. Noviembre, 2010.

la implementación de esta técnica mitiga el taponamiento, es decir, mantiene las partículas en su lugar. La aplicación de SMA en las instalaciones del campo en donde se están radicando los tratamientos con fracturamiento hidráulico, genera una alternativa de solución a los operadores cuando el propante deseado no se encuentre disponible permitiendo que el tiempo de finalización estimado se mantenga en los rangos establecidos añadiendo beneficios a la producción y ayudando a la reducción de costos de fabricación y transporte del material propante.

Otro de los beneficios de modificar la superficie es la reducción en los volúmenes de fracturamiento, en la formación Eagle Ford, se recomienda evitar el uso de fluidos a base de agua, la curva de aprendizaje se inclina hacia el uso de fluidos a base de polímeros con aditivos para el control del hinchamiento de arcillas, de manera que se pueda bombear un mayor volumen de propante con un tamaño superior de malla que se requiere en la zonas con presencia de líquidos. Con el uso de los fluidos de fracturamiento a base de polímeros se logra reducir los volúmenes de inyección a 60 bls/min, es decir, el aumento de la viscosidad reduce el volumen de agua requerido para transportar el material propante hasta la fractura.

## **8.2 PROPANTES NATURALES REEMPLAZANDO PROPANTES MANUFACTURADOS EN TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO<sup>25</sup>**

Un buen diseño de agentes propantes juegan un papel importante en el éxito del fracturamiento hidráulico, la masa del propante y la selección correcta del mismo, representarán una parte significativa del costo del tratamiento de fracturamiento.

---

<sup>25</sup> YANG, M. Natural Proppants for Hydraulic Fracture Production Optimization in Eagle Ford Shale. En SPE, Society of Petroleum Engineers. Marzo, 2012.

Hay una serie de propantes que se encuentran diseñados para el uso en condiciones de altas presiones de cierre y temperaturas, pero el costo de estos materiales en comparación con propantes naturales es apreciable, en el estudio realizado, se analizó la posibilidad de utilizar propantes naturales como la arena Brady y la arena Ottawa, para una presión de cierre inferior a 6,000 psi en yacimientos de poca profundidad.

El uso de cerámicas artificiales se debe limitar a yacimientos profundos en donde se presentan condiciones más difíciles de controlar, buscando obtener la mejor relación Costo/Beneficio y plantear la propuesta de usar arenas naturales a una presión de cierre inferior a 6,000 psi, es decir, a un valor promedio de profundidad de 7,000 pies.

En la realización de este estudio se eligieron tres arenas naturales, las cuales se pusieron a prueba en un lapso de tres años con el fin de analizar su desempeño y buscar reemplazar el uso de arenas cerámicas reduciendo costos y obteniendo los mismos beneficios al momento de mejorar la conductividad de la fractura para aumentar la producción. Las arenas naturales que se utilizaron fueron la arena Brady, la arena Ottawa y una cerámica artificial fabricada, para poder realizar la comparación y verificar si la propuesta planteada era viable económicamente. A cada material se le realizaron pruebas de confinamiento bajo ciertos rangos de presión para experimentar la conductividad que iba a generar en la fractura y a partir de esto evaluar su desempeño.

Dentro de las especificaciones de la arena Brady está definido que es de alta calidad, cumpliendo con las especificaciones para las arenas que se utilizarán en los tratamientos con fracturamiento hidráulico. Esta arena no tiende a tener angulosidad pero debe ser procesada mediante un lavado a fondo con el fin de eliminar todas las impurezas presentes como los feldespatos y las arcillas para buscar una consistencia en el producto. La arena Ottawa, también conocida como

arena del norte para tener referencia a nivel mundial, también se extrae de la formación Jordania en la parte central del sur de Minnesota. La cerámica es un propante artificial con alta resistencia y tamaño uniforme, presenta color gris brillante. La cerámica artificial ofrece mayor rendimiento que otros tipos de propantes a tensiones elevadas, las restricciones al uso se reflejan en los altos costos de fabricación.

El experimento consistió en analizar el desempeño de cada material a diferentes profundidades 5,000, 6.600 y 7.800 pies y permeabilidades respectivas de 0.05 md, 0.01 md y 0.05 md. La formación Eagle Ford en sus características está definida por ser de roca blanda con un bajo módulo de Young lo que la hace propensa al empotramiento del propante en la formación, para mitigar este problema se recomienda el uso de altas concentraciones de material propante y un sistema de fluidos híbrido.

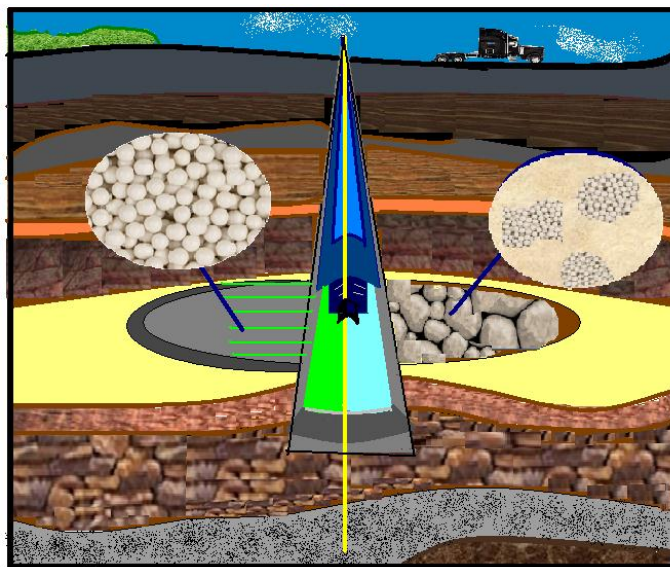
Después de finalizado el tiempo establecido de tres años se procedió a realizar el cálculo de la rentabilidad con el fin de obtener la mejor relación Costo/Beneficio y poder establecer qué tipo de material propante genera el mejor desempeño para yacimientos no convencionales. De acuerdo con las conclusiones del trabajo realizado la arena Brady es la mejor opción de los propantes naturales para ser elegida cuando se realice el diseño de un tratamiento para yacimientos con propiedades y características similares a la formación Eagle Ford.

### **8.3 TÉCNICA HIWAY**

Es una técnica propuesta por ingenieros de la compañía Schlumberger con la finalidad de incrementar la conductividad de las fracturas reduciendo costos. En un tratamiento normal con fracturamiento hidráulico se bombea material propante en el volumen de lechada constantemente después de realizar la fractura, en esta

nueva propuesta se bombea material apuntalante pero de forma alterna. El objetivo es formar una serie de canales abiertos a través de tapones de propante en el interior de la fractura los cuales comuniquen la formación con la tubería de producción. En la figura 12 se puede observar la distribución del propante en el interior de la fractura en un tratamiento convencional (izquierda) y uno con canales de flujo abiertos (derecha).

**Figura 12. Empaques de propantes continuos y discontinuos**



Fuente: Modificada de D'HUTEAU, E. Características del agente de sostén utilizado en reservorios no convencionales. En Revista Petrotecnia. Agosto, 2012.

Uno de los aspectos a tener en cuenta con la técnica Hiway es el comportamiento de los paquetes de material apuntalante durante las líneas de flujo hasta llegar a la fractura, en donde también se debe analizar su asentamiento estático. Para controlar la estabilidad de los tapones que contienen el agente de sostén se utiliza una serie de fibras sintéticas que van a impedir el contraflujo de los tapones o paquetes de material propante. Si el agente de sostén logra ubicarse en la tubería de revestimiento, válvulas de control o en el equipo que se encuentra en la boca del pozo la producción del pozo declina y se pueden generar daños en la tubería de revestimiento. Es una tecnología que se puede implementar en

tratamientos con fracturamiento hidráulico en rocas consolidadas, pozos de aceite o gas que presenten varias zonas a estimular y formaciones que tengan un rango de temperatura de 100 a 300 °F. En la actualidad se han realizado más de cinco mil trabajos en diez países entre los cuales se encuentran Estados Unidos, México, Argentina y otros.

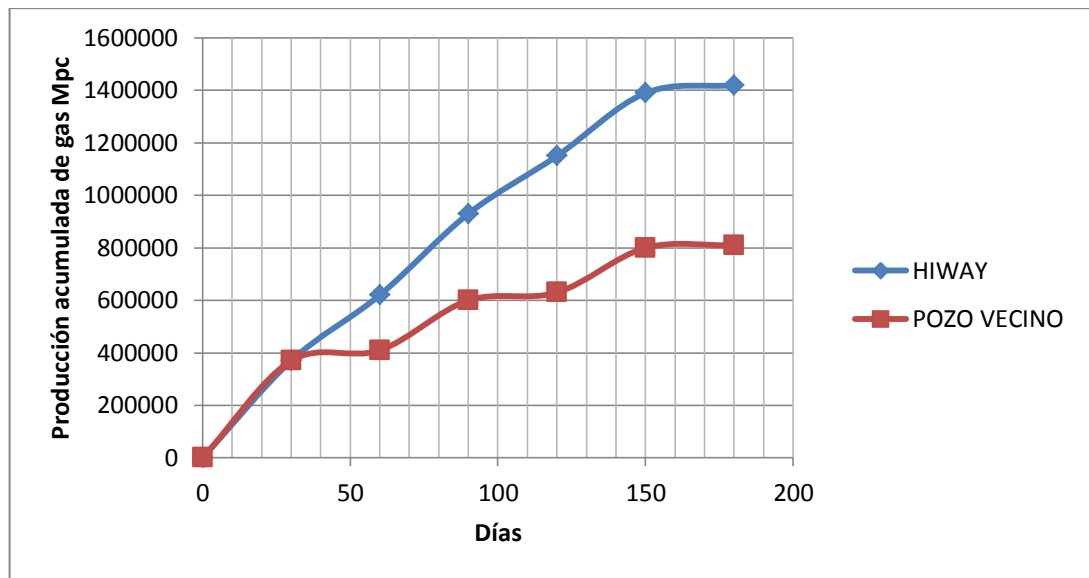
Los resultados obtenidos en la implementación de Hiway ha logrado mostrar beneficios como mejoramiento en la producción de los pozos, disminución del riesgo de presentar arenamiento, reducción del costo y tiempo en la terminación de los pozos debido a que se ha podido ahorrar hasta 190 millones de libras de material propante y que las emisiones de CO2 también han disminuido tomando valores de hasta 1.6 millones de libras.

### **APLICACIÓN HIWAY EN LA FORMACIÓN EAGLE FORD**

En un comienzo la técnica HIWAY fue diseñada para tratamientos con fracturamiento hidráulico aplicado a pozos verticales, pero al ver las ventajas que se obtenían y el mejoramiento en la producción se decidió realizar un experimento con esta técnica en un yacimiento que tuviera condiciones desafiantes como lo son las lutitas de Eagle Ford. El experimento fue realizado en dos pozos de la formación en el cual el pozo 1 estaba localizado en la zona representativa de gas y el pozo 2 estaba en la zona de condensados, pero con la condición de que alrededor de estos dos pozos existieran pozos vecinos, los cuales sirvieran como parámetro de referencia para analizar y poder definir el desempeño de esta nueva técnica en los pozos horizontales. Se estableció el uso de fluidos de fracturamiento a base de agua o un sistema híbrido en el momento de transportar el material propante para los pozos de correlación y para los pozos en donde se iba a implementar la técnica HIWAY, se sugirió el uso de un fluido a base de goma guar reticulado con borato. El pozo 1 asociado a una zona de gas presentó una producción inicial de gas de 14.5 MMscfd, siendo superior a los resultados de

producción en los pozos vecinos equivalente a un 37%, pero lo que comprobó la hipótesis planteada por los ingenieros fue los valores de producción acumulada por los pozos donde se implementó la nueva tecnología, los cuales superaban en un 76% la misma producción de los pozos vecinos en 180 días como se ilustra en la gráfica 7.

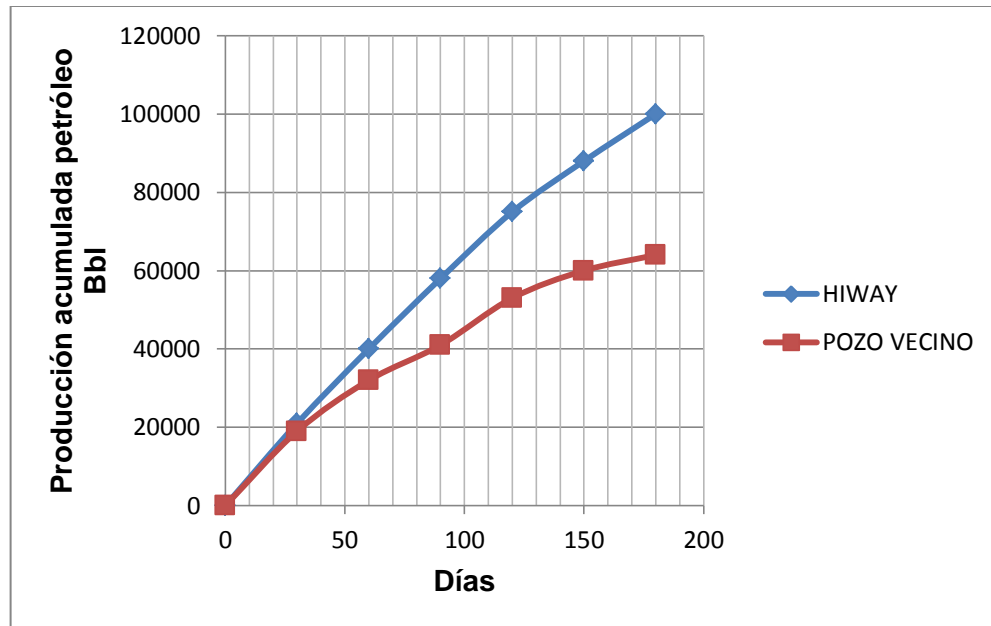
**Gráfica 7. Producción acumulada de gas después de implementar Hiway**



D'HUTEAU, E; GILLARD, M; MILLER, M; PEÑA, A; JOHNSON, J; TURNER, M; MEDVEDEV, O; RHEIN, T. Fracturamiento con Canales de flujo abiertos: Una vía rápida para la producción. En Oilfield Review Schlumberger, Septiembre, 2011.

El pozo 2 en el momento de la producción inicial obtuvo un valor de 820 STB/D, valor que representa un 32% en comparación a los pozos vecinos, pero a medida que pasaba el tiempo estimado de 180 días, la producción del pozo 2 llegó a ser superior de los pozos vecinos alcanzando valores hasta en un 52% como muestra la gráfica 8, cumpliendo con el objetivo de los ingenieros y de la técnica de lograr mejorar la producción de los pozos horizontales reduciendo costos.

**Gráfica 8. Producción acumulada de petróleo después de implementar Hiway**



D'HUTEAU, E; GILLARD, M; MILLER, M; PEÑA, A; JOHNSON, J; TURNER, M; MEDVEDEV, O; RHEIN, T. Fracturamiento con Canales de flujo abiertos: Una vía rápida para la producción. En Oilfield Review Schlumberger, Septiembre, 2011.

#### **8.4 TÉCNICA FRACTURAMIENTO MULTITETAPAS**

La baja permeabilidad y las altas profundidades a la que se encuentran ubicados los yacimientos no convencionales ha despertado el interés de los ingenieros por desarrollar nuevas técnicas de perforación que permitan extraer los hidrocarburos almacenados en las lutitas y poder mejorar la producción, una de estas técnicas es el fracturamiento multietapas el cual se desarrolló con la finalidad de poder generar múltiples fracturas en diferentes etapas productoras identificadas en el yacimiento a través de un mismo pozo, reduciendo el tiempo de operación. Una de las ventajas de implementar esta técnica es que se utiliza el esfuerzo creciente de la primera fractura para pasar al siguiente intervalo al igual que también se usa la cantidad de propante del primer intervalo para disminuir las libras de material apuntalante utilizado en los tratamientos. Por otro lado en la estimulación con un

fracturamiento convencional se deben realizar varios viajes desde superficie hasta el fondo del pozo por cada intervalo que se vaya a fracturar, mientras que con la estimulación multietapas se pueden fracturar dos o más intervalos en el mismo pozo, es decir, solo se requiere un viaje desde superficie hasta el fondo del pozo. Se recomienda el uso de esta técnica para campos maduros para mejorar la producción y aumentar el factor de recuperación del yacimiento. Se ha implementado en más de 6000 pozos en 18 países debido a que ofrece varias opciones de tratamiento para los diferentes tipos de terminaciones, condiciones y tipos de pozos. Según la experiencia obtenida en varias formaciones de Estados Unidos. En la Tabla 21 se muestran valores promedios de parámetros que se requieren durante el uso de la técnica Multietapas

**Tabla 21. Multietapas**

MULTIETAPAS							
País	Número de Etapas por pozo	Tipo de fluido	Volumen de Fluido por Etapa (MBIs)	Tipo de propante	Cantidad de propante por Etapa (Mlbs)	Longitud lateral promedio de los pozos (ft)	Espaciamiento entre pozos (ft)
Estados Unidos (Bakken, Marcellus)	14	Slickwater Gel reticulado	6	Arena natural (100, 20/40, 40/70,30/50)	75	5098	295

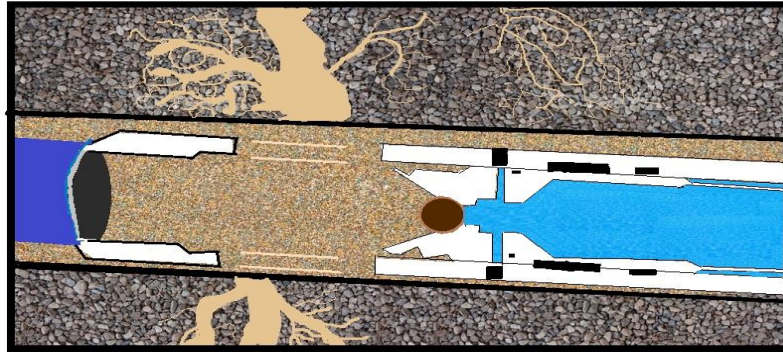
Fuente: RUEDA E. Análisis de las tecnologías operacionales de fracturamiento hidráulico en yacimientos de Shale plays utilizados a nivel mundial. Bucaramanga 2016. Trabajo de grado (ingeniería de Petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

- **BALL SEALERS (Esferas Selladoras)**

Son una tecnología que se utiliza para desviar el fluido de fractura en cada etapa y así poder generar la fractura sin que el fluido me afecte los intervalos ya perforados. Cada esfera es bombeada con el fluido de fractura para sellar los

orificios que comunican los intervalos o zonas de interés y así poder generar una presión positiva que contribuya con la formación de las nuevas fracturas. En la figura 13 se puede observar la ubicación de una esfera selladora al interior de la tubería.

**Figura 13. Ilustración esferas selladoras**



YANG, M. Natural Proppants for Hydraulic Fracture Production Optimization in Eagle Ford Shale. En SPE, Society of Petroleum Engineers. Marzo, 2012

- **FRACTURAMIENTO CON TUBERÍA FLEXIBLE (TF)**

La tubería flexible es una de las tecnologías que ha generado innovación y que ha logrado despertar el interés de la industria en analizar su aplicación. Se trata de una sarta de perforación que se construyó a partir de elementos de múltiples cables tensados los cuales le brindan la capacidad a la tubería de ser flexible en el momento de su desplazamiento y poder alcanzar zonas de interés de difícil acceso. La flexibilidad de trabajar con el pozo presurizado y la capacidad única de bombear fluidos sin importar la profundidad o la dirección del viaje le brindan la capacidad de facilitar operaciones de limpieza de pozo, la extracción de fluidos de pozos con gases inertes o fluidos más livianos, la estimulación ácida y con fracturamiento hidráulico.

## **VENTAJAS**

- Reducción de costos debido al tamaño pequeño de la sarta y la disminución en el tiempo de perforación.
- El fácil manejo de la tubería flexible hace la técnica más práctica.
- El tiempo de viaje de la sarta se reduce
- El uso de tubería flexible permite circulación continua.
- Se desplaza fácilmente en el interior del pozo debido que no tiene uniones.

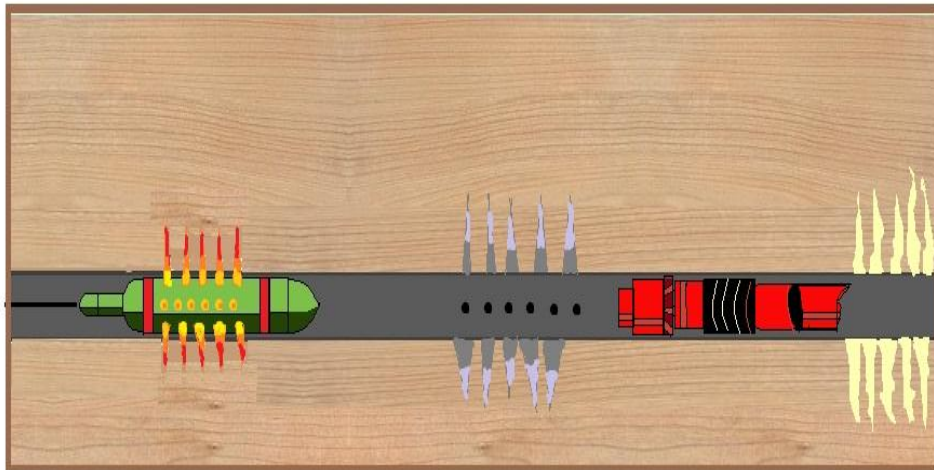
## **DESVENTAJAS**

- La tubería flexible no puede ser rotada.
- La perforación con tubería flexible está limitada a pozos superficiales.
- La vida útil de la tubería flexible es menor comparada con la tubería convencional.
- El uso de tubería flexible requiere al inicio grandes inversiones.

## **✓ PERF & PLUG**

Es una herramienta de material perforable que está diseñado para brindar un aislamiento de zona o intervalo en donde se va a fracturar el pozo con el fin de realizar el fracturamiento por etapas de forma segura y sin alterar la integridad de las fracturas ya realizadas u otras zonas de interés. En la figura 14 se muestra una ilustración de la herramienta PERF & PLUG en el yacimiento.

**Figura 14. Herramienta PERF & PLUG**



Fuente: Modificada THOMPSON, J.W.; FAN, L.; GRANT, D.; MARTIN, R.B.; KANNEGANTI, K.T.; LINDSAY, G.J. An Overview of Horizontal Well Completions in the Haynesville Shale. En SPE, Society of Petroleum Engineers. Octubre, 2010.

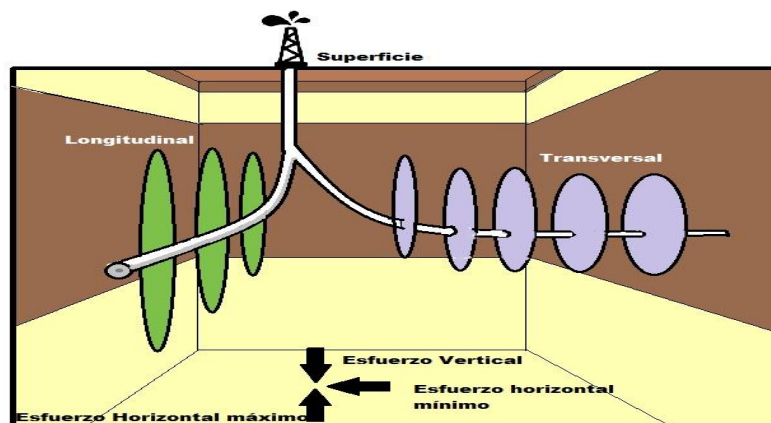
✓ **FRACTURAMIENTO CON SLINDING-SLEEVE**

Es un mecanismo para realizar múltiples fracturas en el interior del pozo el cual se realiza con la ayuda de cemento soluble en ácido, un liner suspendido y un sistema de empaques inflables. La camisa Slinding-sleeve está diseñada para viajar con la sarta de producción y para poder resistir un diferencial de presión hasta 1000 psi y temperaturas con un valor superior de 350°F. Esta técnica ha brindado la posibilidad de generar las fracturas con mayor precisión, es decir, en el lugar adecuado y con un número de intervenciones menor al de un tratamiento convencional.

## 8.5 TÉCNICA FRACTURAMIENTO MULTILATERAL

En los pozos laterales se trabaja de forma simultánea generando fracturas en más de un lateral o de manera individual por inyección selectiva. La gran mayoría de pozos laterales son horizontales y largos, motivo por el cual es normal realizar múltiples fracturas a lo largo de ellos. El campo de esfuerzos presentes cuando la formación está produciendo lleva a un fracturamiento hidráulico vertical y perpendicular al esfuerzo mínimo horizontal, es decir, cuando un lateral horizontal se fractura se van a generar fracturas de forma vertical. La orientación de la fractura depende del azimut del yacimiento y presenta dos posibilidades: la primera es que si se perfora en la trayectoria de la fractura se da una configuración longitudinal y la segunda es que si se perfora normal a la trayectoria de la fractura se generan fracturas hidráulicas transversales como se muestra en la figura 15. Basados en una serie de resultados obtenidos en la formación Barnett y Granite Wash se han generado los siguientes parámetros de diseño presentes en la tabla 22 que se pueden tener en cuenta en el momento de realizar un fracturamiento con la técnica multilateral.

**Figura 15. Fracturas longitudinales y transversales**



**Fuente:** Modificada JIMÉNEZ J; SANTAMARIA L; RODRÍGUEZ DE LA CRUZ Y. Desarrollo de campos a través de pozos multilaterales. México 2013. Trabajo de grado. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.

**Tabla 22. Muestra valores promedios para el diseño de fracturamiento con técnica multilateral.**

MULTILATERAL							
País	Número de Etapas por pozo	Tipo de fluido	Volumen de Fluido por Etapa (MBIs)	Tipo de propante	Cantidad de propante por Etapa (Mlbs)	Longitud lateral promedio de los pozos (ft)	Espaciamiento entre pozos (ft)
Estados Unidos (Barnett, Granite Wash)	7	Slickwater Geles lineales	12	Arena natural (100)	264	2861	233

Fuente: RUEDA E. Análisis de las tecnologías operacionales de fracturamiento hidráulico en yacimientos de Shale plays utilizados a nivel mundial. Bucaramanga 2016. Trabajo de grado (ingeniería de Petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

A continuación se muestra la aplicación y los resultados obtenidos de la técnica multilateral en el campo Remolino ubicado en México. La baja producción del campo con la implementación de pozos verticales llevó a la implementación de una nueva técnica que logrará mejorar la eficiencia de barrido, redujera la conificación de agua y mejorara el desplazamiento por gravedad en los yacimientos de baja presión, a partir de esto se decidió implementar el fracturamiento de pozos multilaterales. En los parámetros de diseño del fracturamiento hidráulico de los pozos laterales se utilizó como fluido de fractura gel reticulado con el fin de transportar cantidades significativas de material propante. La meta era mejorar la conductividad de la fractura a 2.500 md/ ft y para esto se utilizó un agente de sostén de resistencia intermedia que tuviera los tamaños más grandes de malla es decir desde la malla 20/40 a la malla 16/30. En la tabla 23 se muestra la cantidad de propante utilizado por campo, el número de etapas y la longitud lateral.

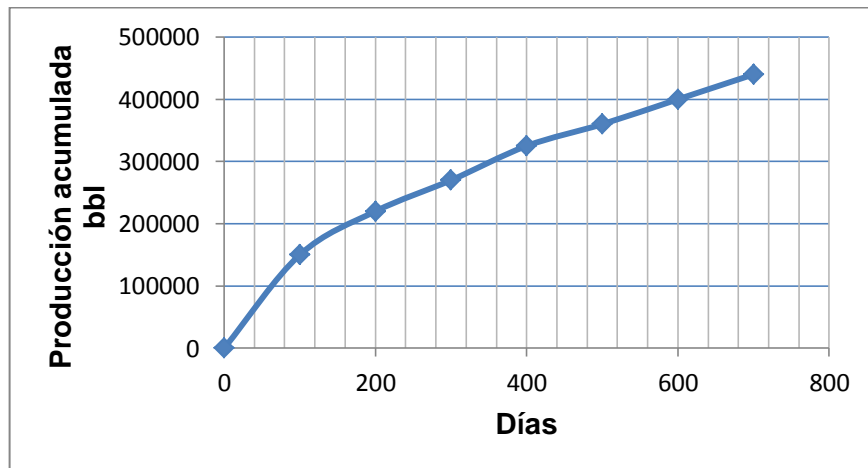
**Tabla 23. Resultados fracturamiento multilateral**

Número	Pozo	Etapas	Propante (lbm)	Longitud lateral (m)
1	CMT-H-1	6	2.076.800	990
2	OH-SLOC-1	8	2.471.100	1030
3	OH-SLOC-2	19	3.178.900	700
4	CMT-H-2	6	1.779.000	820
5	OH-SLMC-1	6	2.009.800	845
6	OH-SLMC-2	8	2.740.000	1030
7	OH-SLMC-3	18	4.300.000	750
8	OH-SLMC-4	18	3.870.000	1215
9	OH-SLMC-5	10	2.733.900	600
10	OH-SLMC-6	6	1.581.700	620

Fuente: JALALI Y. Lessons Learnt from reservoir studies on aplication of multilateral Wells. En SPE, Society of Petroleum Engineers. Mayo, 2015

Después de realizar el tratamiento se analizó el comportamiento de la producción para cada pozo y se lograron observar los siguientes resultados como lo muestra la gráfica 9, y se logró comprobar que la producción con la implementación de pozos laterales se mejoró hasta cinco veces su valor.

**Gráfica 9. Resultados de producción acumulada campo Remolino**



Fuente: JALALI Y. Lessons Learnt from reservoir studies on aplication of multilateral Wells. En SPE, Society of Petroleum Engineers. Mayo, 2015

## 8.6 SIMUL-FRAC

En esta técnica mínimo dos pozos son sometidos a estimulación hidráulica en zonas adyacentes del mismo yacimiento y al mismo tiempo. Estos pozos son perforados paralelamente en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo y son estimulados en etapas de forma simultánea en sentido “*Toe to heel*”. Entre los parámetros que dan lugar al éxito de esta aplicación en Barnett están: fracturas ortogonales regionales, bajos esfuerzos horizontales y anisotropía de esfuerzos, baja relación de poisson, baja permeabilidad. El costo asociado a la creación de sistema denso en fracturas, la productividad relacionada con estas fracturas y la posibilidad de generar fracturas hidráulicas cercanas entre sí, son factores que afectan el espaciamiento entre fracturas. Entre menor sea este espaciamiento aumentan los esfuerzos necesarios para fracturar. En la Tabla 24 se muestran valores promedios de parámetros que se requieren durante el uso de la técnica Simul-Frac.

**Tabla 24. Parámetros de diseño Simulfrac**

SIMULFRAC							
País	Número de Etapas por pozo	Tipo de fluido	Volumen de Fluido por Etapa (MBIs)	Tipo de propante	Cantidad de propante por Etapa (Mlbs)	Longitud lateral promedio de los pozos	Espaciamiento entre pozos (ft)
Estados Unidos (Woodford, Barnett)	8	Slickwater	10	Arena (100, 30/50, 20/40)			740

**Fuente:** WATERS, G; DEAN, B; DOWNIE, R; KERRIHARD, K; AUSTBO, L; MCPHERSON, B. Simultaneous Hydraulic Fracturing of Adjacent Horizontal Wells in the Woodford Shale. En The Society of Petroleum Engineers. 2009.

## Campo Woodford

Uno de los campos en los que se ha utilizado la técnica de Simul-Frac es el Woodford ubicado en la cuenca de Arkona, Oklahoma, Estados Unidos. En él se han realizado varios proyectos, sin embargo, aquí solo se mencionará uno de ellos para mostrar con números los beneficios de la técnica Simul-Frac. En la zona de interés para el proyecto el campo maneja un rango de profundidades entre 6,000 y 7,700 ft y el espesor varía entre 160 y 180 ft. La composición de la formación es principalmente Cuarzo 48 - 78%; Feldespato 3 – 10%; Arcilla 7 – 25%; Pirita 0 – 10%; 0 – 5% Carbonatos; 7 – 16% Kerógeno. El diseño del fracturamiento se muestra en la Tabla 25.

**Tabla 25. Diseño de fracturamiento para el primer proyecto de Simulfrac que se realizó en el campo Woodford**

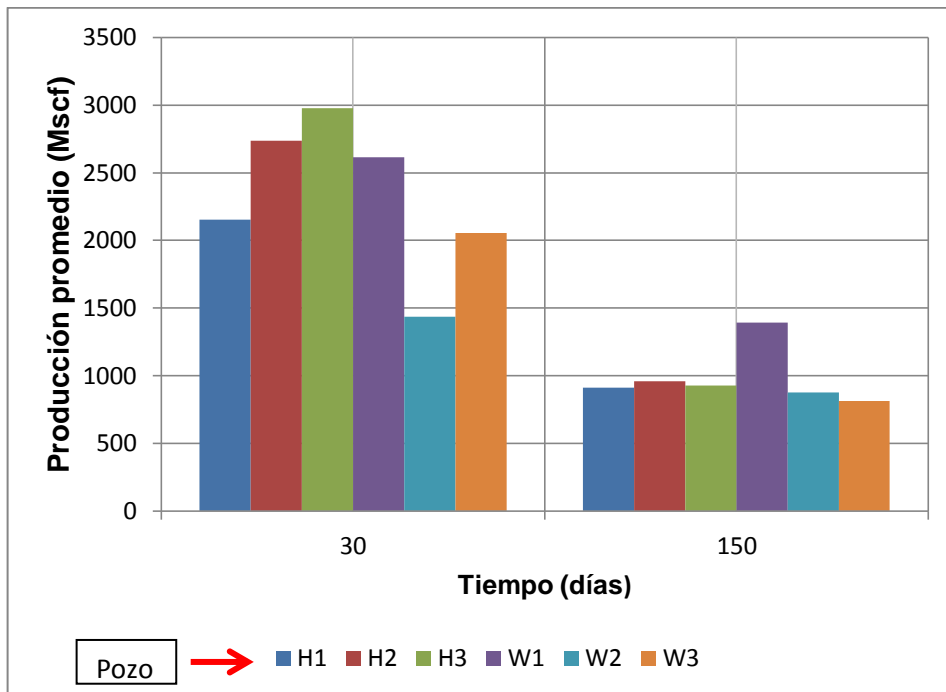
Etapas por pozo	Cluster por etapa	Espaciamiento entre Clusters	Volumen de fluido por etapa	Tipo de arena	Concentración de arena	Caudal de inyección	Espaciamiento entre pozos
5 a 7	4	125 ft	10,000 lb tipo Slickwater	100 mesh	75,000 lb/etapa	80 bpm	1250 ft
				30/50 mesh	20,000 lb/etapa		

**Fuente:** WATERS, G; DEAN, B; DOWNIE, R; KERRIHARD, K; AUSTBO, L; MCPHERSON, B. Simultaneous Hydraulic Fracturing of Adjacent Horizontal Wells in the Woodford Shale. En The Society of Petroleum Engineers. 2009.

De acuerdo a los resultados se presentan redes de fracturas más complejas en el “Toe” y fracturas planares en el “Heel”. Los resultados de producción se aprecian en la gráfica 10 en donde se puede analizar la producción promedio de gas para cada pozo en un lapso de 30 días y de 150 días, para los 30 días el pozo H1 no entra en la técnica Simulfrac por el contrario los pozos H2, H3 sí recibieron la

técnica de simulfrac. Similarmente para los 150 días el pozo W1 no tiene técnica Simulfrac y los pozos W2 y W3 si recibieron la técnica.

**Gráfica 10. Producción promedio para pozos utilizando técnica Simulfrac y para pozos sin uso de la técnica.**



**Fuente:** WATERS, G; DEAN, B; DOWNIE, R; KERRIHARD, K; AUSTBO, L; MCPHERSON, B. Simultaneous Hydraulic Fracturing of Adjacent Horizontal Wells in the Woodford Shale. En The Society of Petroleum Engineers. 2009.

### 8.7 ZIPPER FRAC

Al igual que la anterior técnica, esta cuenta con mínimo dos pozo perforados en paralelo, la diferencia radica en que las etapas de la estimulación hidráulica se realizan de forma alterna, lo que permite que el volumen de yacimiento estimulado sea mayor, aprovechando el campo de esfuerzos residual después del fracturamiento en uno de los pozos para mejorar la estimulación de las fracturas

durante la siguiente etapa en el otro pozo. La estimulación se realiza en sentido “*Toe to heel*”. La técnica se ha mejorado creando un diseño de fracturas en el que las fracturas de los pozos tienen un desfase que impide el posicionamiento una en frente de la otra lo cual permite disminuir el espaciamiento entre pozos y aumenta la perturbación de la estimulación de fracturas de un pozo respecto al otro.

En la Tabla 26 se muestran valores promedios de parámetros que se requieren durante el uso de la técnica ZipperFrac.

**Tabla 26. ZipperFrac**

ZIPPER FRAC							
País	Número de Etapas por pozo	Tipo de fluido	Volumen de Fluido por Etapa (MBIs)	Tipo de propanante	Cantidad de propanante por Etapa (Mlbs)	Longitud lateral promedio de los pozos (ft)	Espaciamiento entre pozos (ft)
Estados Unidos (Barnett) México (Pachi B)	12	Gel Lineal Crosslinked	1.21	Cerámico y arena (20/40)	256	3028	545

Fuente: RAFIEE, M; SOLIMAN, M.Y; PIRAYESH E. Hydraulic Desing and Optimization: A Modification to Zipper Frac. En SPE, Society of Petroleum Engineers, Junio de 2011.

### **Campo Barnett**

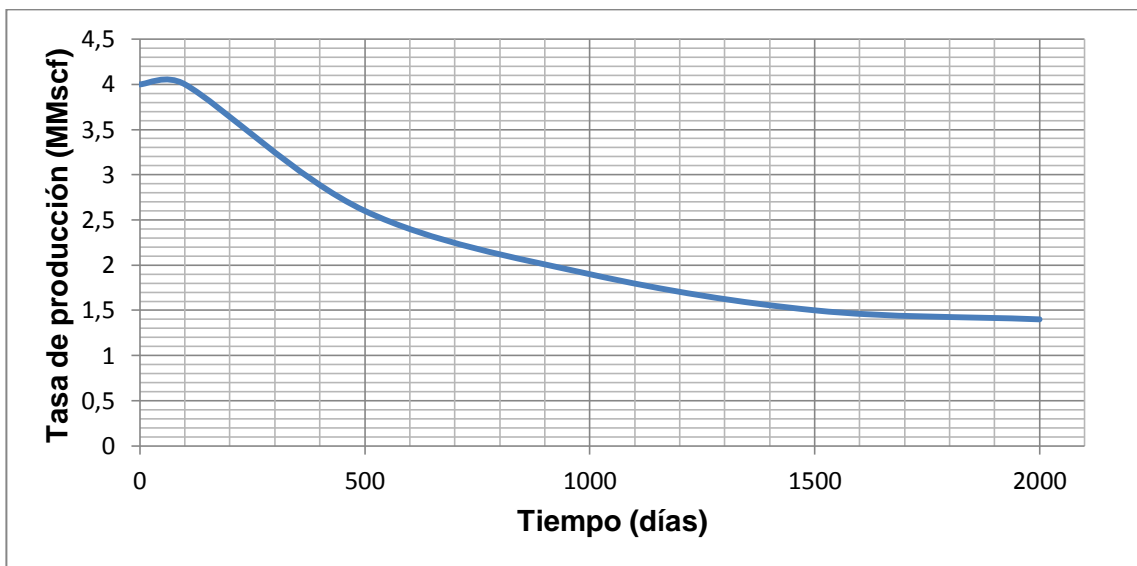
El shale de Barnett es una formación geológica localizada en la cuenca Bend Arch-Fort Worth en Texas. La técnica de Zipperfrac ha sido ampliamente utilizada en desarrollo de este campo durante la década de los noventa y presenta las siguientes características de la tabla 27.

**Tabla 27. Parámetros de Diseño en la fractura**

Propiedad	Valor
Largo de la fractura	492 ft
Alto de la fractura	197 ft
Presión Neta	500 psi
Esfuerzo Horizontal Mínimo	4,900 psi
Anisotropía de esfuerzo original	100 psi
Esfuerzo de overburden	7,000 psi
Presión de poro	3,900 psi
Módulo de Young	6.53 x 10 <sup>6</sup>
Razón de Poisson	0.2
Coefficiente de Fricción	0.6

Fuente: RAFIEE, M; SOLIMAN, M.Y; PIRAYESH E. Hydraulic Desing and Optimization: A Modification to Zipper Frac. En SPE, Society of Petroleum Engineers, Junio de 2011.

**Gráfica 11. Producción diaria de gas después de aplicada la técnica de Zipperfrac.**



Fuente: RAFIEE, M; SOLIMAN, M.Y; PIRAYESH E. Hydraulic Desing and Optimization: A Modification to Zipper Frac. En SPE, Society of Petroleum Engineers, Junio de 2011

## 8.8 FRACTURAMIENTO CON UNIDADES HIBRIDAS DE COILED TUBING

Esta técnica busca combinar tuberías de gran diámetro con el *Coiled Tubing* para aprovechar la flexibilidad de este último. Se han desarrollado dos tecnologías para aprovechar estas características, la primera de ellas son procesos *Downhole Mixing* (DMP), esta técnica consiste en bombear un alto caudal de fluido no abrasivo a través del anular y el propano a tasas bajas a través del *tubing*, lo que permite controlar en tiempo real el caudal y la concentración de propano en función de la presión del yacimiento, creando el sistema de fracturas más complejas para estimular mejor el yacimiento. Si la sección horizontal es corta solo se requiere el *coiled tubing* para realizar la estimulación, pero si se trata de una sección horizontal larga se requiere de un sistema híbrido para realizar el fracturamiento.

La otra técnica está compuesta por unidades de *Coiled Tubing* híbridas, las cuales constan de secciones de tubería de gran diámetro unidas al *Coiled Tubing*, se usan válvulas en superficie y en fondo para mantener controlado el pozo, este sistema híbrido aumenta el tiempo para llegar a la profundidad de interés, pero es más agresiva en caudales y concentraciones de propanos. Entre los beneficios y ventajas que ofrece el fracturamiento con unidades híbridas de *Coiled tubing* se tiene: Reducción de costos en la sarta y transporte de quipos, disminuyen los tiempos de trabajo, permiten trabajos en pozos profundos, verticales y horizontales, y facilidad para regresar al pozo y continuar con procesos de refracturamiento. En la Tabla 28 se muestran valores promedios de parámetros que se requieren durante el uso de la técnica de unidades híbridas de *Coiled Tubing*.

**Tabla 28. Unidades híbridas de CT**

<b>UNIDADES HIBRIDAS DE CT</b>			
<b>País</b>	<b>Número de Etapas por pozo</b>	<b>Cantidad de propante por Etapa (Mlbs)</b>	<b>Longitud lateral promedio de los pozos (ft)</b>
<b>Estados Unidos (BaKKEN, Marcellus, Eagle Ford)</b>	19	133	4350

La formación Bakken comprende porciones de Montana, Norte y Sur de Dakota, así como Manitoba y Saskathewan en Canada. La USGS (Servicio Geológico de Estados Unidos, por sus siglas en inglés) estimó un total de recursos de 3.65 billones de barriles, 1.85 Tcf asociado a gas natural y 148 millones de barriles de NGL. La formación consiste de tres miembros litológicos: *Upper Shale*, *Middle Dolomite*; *Lower Shale*. La composición de cada miembro litológico se muestra en la tabla 29.

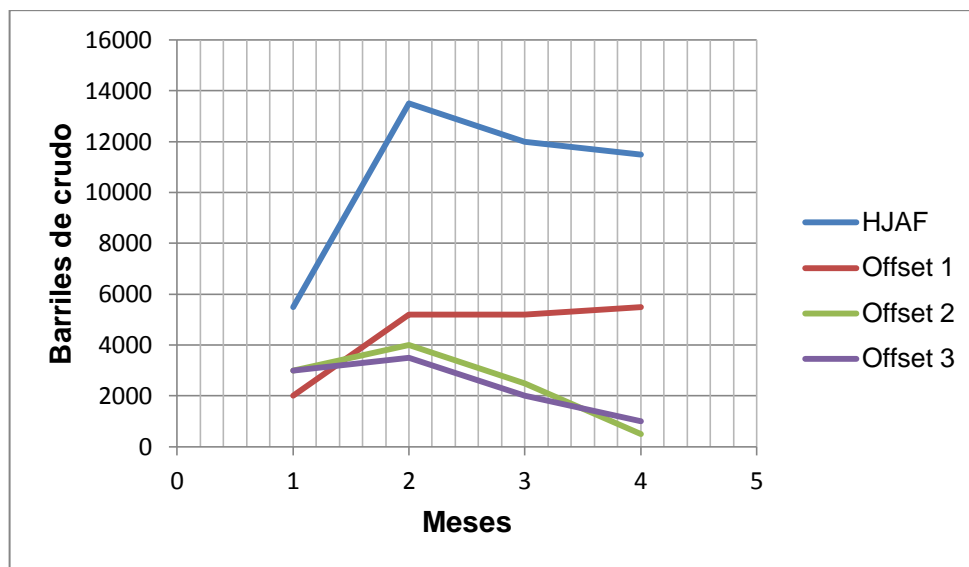
**Tabla 29. Propiedades Shale Bakken**

	<b>Lower Bakken</b>	<b>Middle Baken</b>	<b>Upper Bakken</b>
<b>Espesor</b>	10 a 45 ft	>20 ft	5 a 35 ft
<b>Profundidad</b>	10,000 ft	10,000 ft	9,900 ft
<b>Gradiente de Fractura</b>	0.7 a 0.8 psi/ft	0.69 a 0.77 psi/ft	0.70 a 0.80 psi/ft
<b>Porosidad</b>	0 a 1 %	5%	0 a 1%
<b>Permeabilidad</b>	< 0.01 md	0.04 md	<0.01 md
<b>Presión de poro inicial</b>	0.5 psi/ft	0.5 psi/ft	0.5 psi/ft
<b>Temperatura de yacimiento</b>	195 a 265 °F	>240°F	180 a 245 °F
<b>Viscosidad</b>	0.36 cp	0.36 cp	0.36
<b>Módulo de Young</b>	1.5x10 <sup>6</sup> psi	5x10 <sup>6</sup> a 6x10 <sup>6</sup> psi	1.5x10 <sup>6</sup> psi
<b>Razón de Poisson</b>	0.25 a 0.26	0.25	0.25 a 0.28

**Fuente:** MCNEIL, F; HARBOLT, W; BIVENS, E; LINDSAY, S; PATERNITI, M. Low-Rate Fracture Treatment in the Bakken Shale Using State-of-the-Art Hybrid Coiled-Tubing System. En The Society of Petroleum Engineers. 2011

Para el desarrollo de esta formación se realizó una estimulación hidráulica con completamiento de pozos horizontales utilizando unidades híbridas de Coiled Tubing y la tecnología de Hyrdajet- assisted (HJAF) y los resultados que se obtuvieron respecto a otros pozos offset de la zona se muestran en la gráfica 12.

**Gráfica 12. Producción inicial de la aplicación de la tecnología HJAF respecto a 10 pozos offset**



**Fuente:** MCNEIL, F; HARBOLT, W; BIVENS, E; LINDSAY, S; PATERNITI, M. Low-Rate Fracture Treatment in the Bakken Shale Using State-of-the-Art Hybrid Coiled-Tubing System. En The Society of Petroleum Engineers. 2011

## 8.9 EMPRESAS PROVEEDORAS DE PROPANTES Y ADITIVOS

Colombia es un país el cual no ha iniciado en forma la explotación de los yacimientos no convencionales, y hasta el momento se espera que en el 2016 se realice la primer perforación utilizando el fracturamiento hidráulico, motivo por el cual la oferta de empresas que pueden ofrecer productos requeridos para el tratamiento como lo son el material propante, aditivos, rompedores es mínima o nula. A pesar de esto hay compañías mundiales que tienen sede en Colombia y

debido a su gran experiencia y potencial en materia de los no convencionales fue posible obtener información relacionada al costo de una libra de material propante en el interior del país y poder lograr hacer una optimización de costos con las analogías mundiales que se tienen. Entre las principales compañías que podrían llegar a prestar servicios en procedimientos de fracturamiento hidráulico se encuentran:

- Baker Hughes
- Weatherford
- Halliburton
- Schlumberger

Las compañías mencionadas anteriormente son prestadoras de servicios pero como tal su función no es comercializar material propante, existen una serie de empresas en las que sus funciones si están basadas en la fabricación y procesamiento de materiales apuntalantes con el fin de ser las principales proveedoras de las compañías que se encargan de realizar los tratamientos con fracturamiento hidráulico. Las siguientes empresas se van a nombrar debido a la experiencia y participación que han tenido en algunos de los yacimientos no convencionales más reconocidos a nivel mundial.

**8.9.1 Jingang nuevos materiales Co; Ltd** Es una compañía China dedicada a la fabricación de materiales propantes utilizados en tratamientos de fracturamiento de pozos verticales y horizontales. Los principales agentes de sostén que ofrecen presentan un tamaño relacionado con los siguientes valores de malla 16/20, 20/40, 30/50, 40/70. La empresa se califica por producir Bauxita apuntalante de alta calidad, resistencia al aplastamiento y buena esfericidad. En los historiales de producción de la empresa se ha llegado a valores de 500.000 toneladas de material propante, su participación en el desarrollo de yacimientos no convencionales como Eagle Ford, Hynesville, Bakken le dan un reconocimiento mundial y estatus entre las empresas más importantes que se dedican a la

fabricación y producción de este tipo de materiales, esenciales para la producción de gas y petróleo.

**8.9.2 Xinmi wanli industry development Co.,Ltd** Es una compañía China que se dedica a la fabricación y exportación de propantes cerámicos usados en tratamientos de fracturamiento hidráulico con el fin de mejorar la productividad de los pozos de petróleo y gas. Xinmi Wanli Industry Development, Co.,Ltd. ha estado presente en la industria por más de 10 años convirtiéndola en una de las empresas pioneras en materia de propantes de alta calidad, es proveedora de compañías mundiales como Weatherford, aspecto que le ha dado participación en grandes proyectos asociado a los no convencionales. En las especificaciones de los productos que ofrecen se clasifican de acuerdo a la presión de sobrecarga que soporte el material propante, es decir, son diseñados para presiones de 7.500 psi, 10.0000 psi y 12.500 psi. Por otro lado se pueden clasificar por especificaciones de malla 6/12, 8/16, 12/18, 12/20, 16/20, 16/30, 20/40, 30/50, 30/60, 40/60, 40/70, 70/140.

**8.9.3 Gold Blue Resources S.A** Es una empresa Argentina dedicada a la fabricación y comercialización de arenas cuarzosas requeridas por grandes compañías dedicadas a la explotación y producción de yacimientos no convencionales. Su participación en el fracturamiento de formaciones como Vaca muerta le ha permitido obtener un reconocimiento mundial como un proveedor de materiales propantes de alta calidad.

Por políticas de privacidad que manejan las compañías sobre el costo por libra de cada tipo de material propante no es posible realizar una comparación, ni se puede dar a conocer en el estudio realizado, a partir de esto se puede dar una estimación de un valor promedio que puede tener una libra de material propante de alta calidad en Colombia sin poner en riesgo la información confidencial de cada empresa. Basándose en una investigación sobre los precios que manejaban

la mayoría de compañías se llega a la conclusión que el costo por libra de un propante en Colombia está en un rango de valores de 30 a 90 centavos de dólar, y es directamente proporcional a que mayor dureza significa un mayor costo. De la investigación también se puede dar una aproximación del costo de un galón de fluido de fractura ya preparado con un valor de \$1.10 USD.

## **9. SIMULACIÓN RELACIÓN COSTO/ BENEFICIO DEL USO DE PROPANTES**

La cantidad y tipo de propante que se usé cumple un papel determinante en el costo del proyecto cuando se va a realizar un tratamiento con fracturamiento hidráulico, motivo por el cual a continuación se va a realizar una optimización de costos con la ayuda del simulador Crystal Ball, que es un software diseñado para la evaluación de proyectos a través de probabilidades y de pronósticos con el fin de determinar qué cantidad de propante en libras me genera el mejor escenario y valor presente neto (VPN).

### **9.1 MODELAMIENTO MATEMÁTICO**

Tomando como base la ecuación de Valor Presente Neto (NPV) que está definida para la valoración de proyectos, con el fin de determinar si es posible o no el desarrollo del mismo, se ha establecido una serie de rangos para el análisis del resultado del NPV los cuales indican que si el resultado del análisis del valor presente neto a un proyecto da mayor a cero se asume que el proyecto va a dejar una rentabilidad, pero si ocurre de manera contraria que el valor obtenido sea negativo significa que no se debe invertir en un proyecto con esas especificaciones. La ecuación que presentamos a continuación de VPN se basa en analizar los flujos de caja efectivo en un lapso de tiempo teniendo en cuenta la inversión que se debe realizar para la ejecución del proyecto y una tasa de descuento de acuerdo a impuestos de inflación, hay que resaltar que cada país tiene tasas de descuento dependiendo de sus políticas y así poder determinar la rentabilidad del proyecto.

Ecuación Valor Presente Neto<sup>26</sup>

$$NPV = \sum_{n=1}^N \frac{R_n}{(1+i)^n} - I \quad (2)$$

**N= Lapso de tiempo, Años**

**i= Tasa de descuento, adimensional**

**Rn= Ingreso anual, dólares**

Para poder aplicar esta ecuación desarrollamos un proyecto en el cual a través de los resultados de valor presente neto que se obtengan del simulador se pudiera elegir cual es el tipo de propante (arena Braddy, arena Ottawa, Cerámico) más óptimo y la cantidad en libras que se debe utilizar para que se genere el mejor escenario. Se tomó como referencia los valores de producción de la formación Eagle Ford de Estados Unidos para la obtención de los principales parámetros económicos que se requieren los cuales se presentan a continuación en la tabla 30.

**Tabla 30. Parámetros Económicos**

<b>Parámetros Económicos</b>	<b>Valor</b>
Cargos por bombeo, dólares	100.000
Tasa de descuento, %	0,15
Precio barril, \$USD/STB	50
Impuestos,%	0,5
Valor arena Brady, \$USD/LBM	0,159
Valor arena Ottawa, \$USD/LBM	0,182
Valor Cerámico, \$USD/LBM	0,6
Masa de propante utilizada, LBM	800.000

<sup>26</sup> Fuente: Mes YANG. Natural Proppants For Hydraulic Fracture Production Optimization in Eagle Ford Shale. En Society of Petroleum Engineers. SPE 153811 MS. 2015

Después de definir los parámetros económicos se procede a calcular la rentabilidad o flujo de caja para cada año, estimando que el proyecto va a tener un tiempo de limite económico de tres años, esta rentabilidad es basada en la producción acumulada de petróleo para cada año, y se determina mediante la siguiente ecuación:

$$* R_n = (\text{Barriles de Crudo} * \$\text{Barril} * \text{Tasa de impuesto}) \quad (3)$$

Cada tipo y de propante va a generar valores de conductividad diferentes por lo tanto dependiendo de estos valores se va a poder obtener una mayor producción de barriles de crudo, por eso a continuación en las **tablas 31 y 32** se realiza un resumen de la producción de la arena Brady, arena Ottawa y del propante cerámico y de la rentabilidad que generó cada propante.

**Tabla 31. Producción acumulada petróleo para 3 años**

Tipo de malla	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3
Producción arena Brown (STB)	416.473	208.187	104.093
Producción arena White (STB)	836.037	418.018	209.009
Producción arena Cerámico (STB)	4.182.784	2.091.392	1.045.696

Fuente: Fuente: Mes YANG. Natural Proppants For Hidraulic Fracture Production Optimization in Eagle Ford Shale. En Society of Petroleum Engineers. SPE 153811 MS. 2015

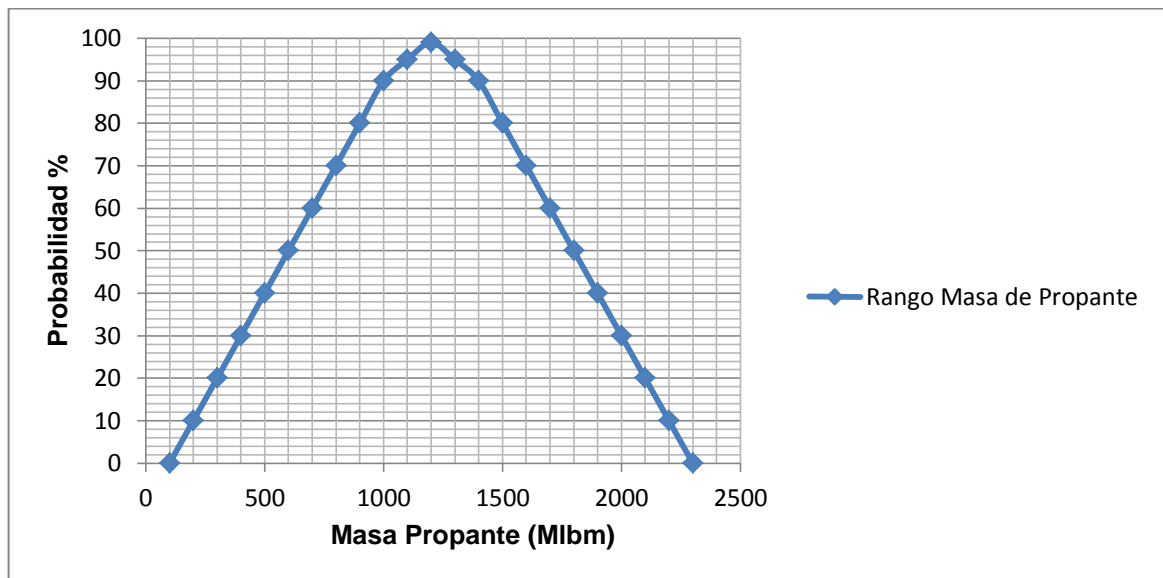
**Tabla 32. Rentabilidad de los Propantes**

Tiempo	Rentabilidad1[ USD]	Rentabilidad 2 [USD]	Rentabilidad 3 [USD]
<b>Año 1</b>	16.658.920	8.327.480	4.163.720
<b>Año 2</b>	33.441.480	16.720.720	8.360.360
<b>Año 3</b>	167.311.360	83.655.680	41.827.840

Fuente: Fuente: Mes YANG. Natural Proppants For Hidraulic Fracture Production Optimization in Eagle Ford Shale. En Society of Petroleum Engineers. SPE 153811 MS. 2015

El siguiente paso es definir el rango de masa en libras de material propante que se iba a utilizar en el simulador Crystal Ball para que así a través de 10.000 iteraciones el simulador calculara el valor presente neto y definiera cual tipo de propante es el más indicado para realizar un tratamiento con fracturamiento hidráulico. A continuación en la gráfica 13 se presenta el valor mínimo, medio y máximo de masa que se puede utilizar para la simulación basada en la cantidad de propante que se usa en los yacimientos no convencionales.

**Gráfica 13. Rangos masa de propante a utilizar**



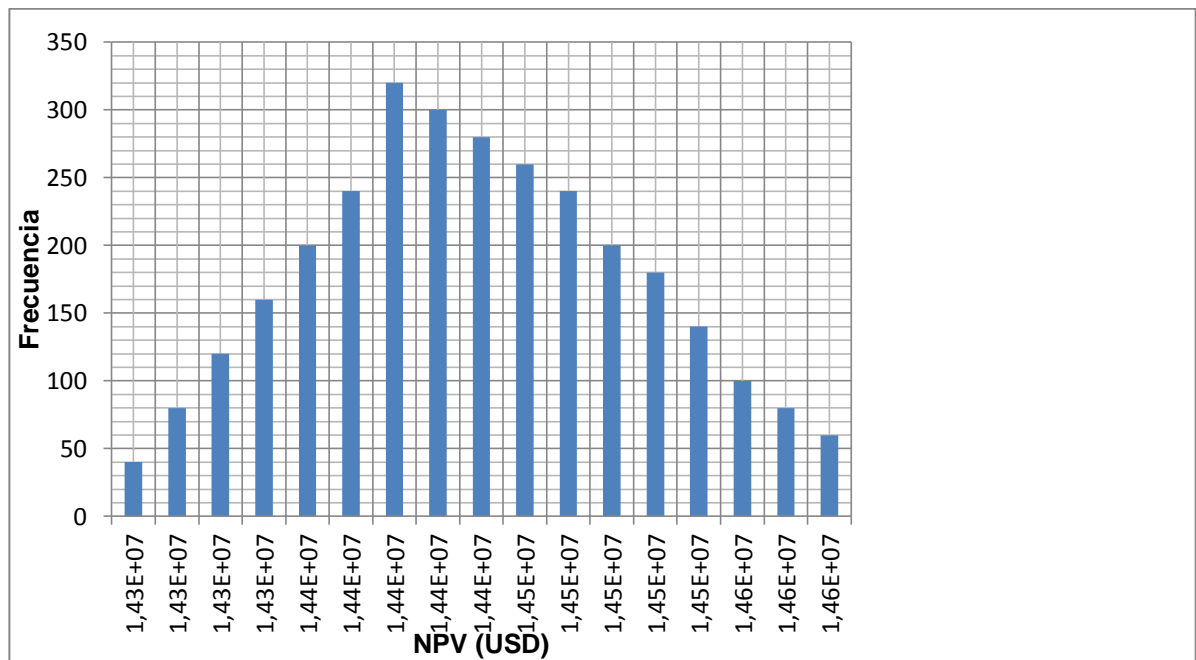
Fuente: simulador Crystal Ball

## 9.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Al terminar la simulación el software genera los datos de cuál es el mayor valor presente neto que va a presentar cada propante como se muestra en la gráfica 14. A partir de estos valores y dependiendo de la masa que haya utilizado el simulador para determinar cada valor presente neto se puede generar la gráfica 15 la cual nos va a llevar a determinar qué tipo y cantidad de propante a utilizar es

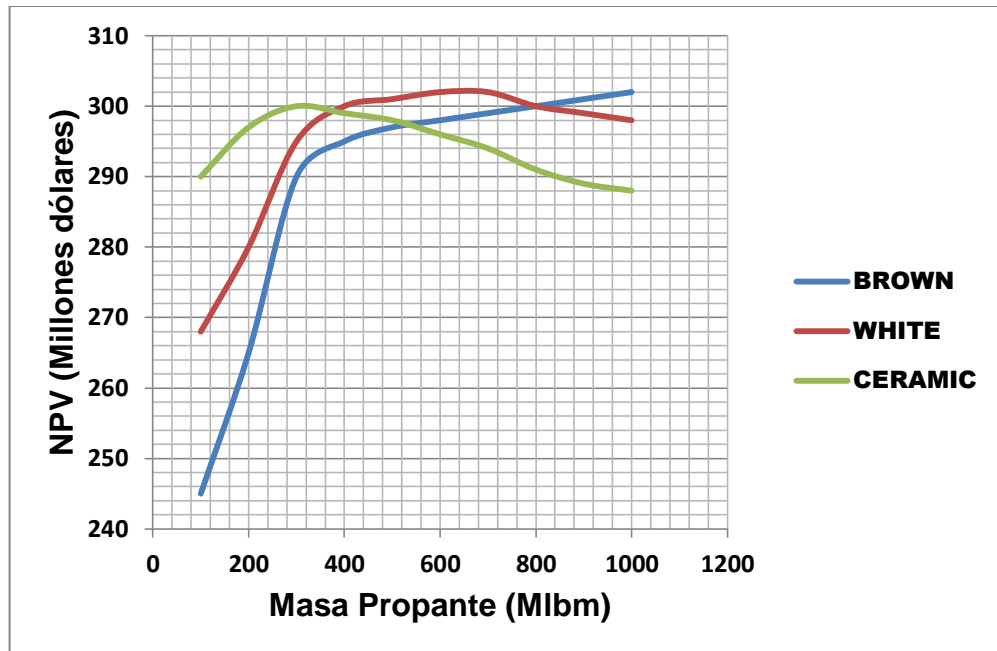
la adecuada para obtener la mayor rentabilidad. A manera de conclusión y observando el comportamiento de las curvas de la gráfica 15 se recomienda el uso de propantes naturales en la formación la Luna, debido a que en la estabilidad de la curva del valor presente neto de este tipo de propantes se puede verificar que mantiene un comportamiento más estable en relación a los propantes cerámicos, al inicio en la gráfica los rangos del valor presente neto son más altos para los propantes cerámicos pero su alto costo hacen que este factor disminuya de manera significativa en comparación de las arenas naturales.

**Gráfica 14. Resultados Valor Presente Neto Software**



Fuente: Simulador Crystal Ball

Gráfica 15. Resultados VPN vs Masa de Propante



## 10. CONCLUSIONES

- Del estudio realizado se recomienda el uso de propantes naturales en la formación la Luna con el fin de reducir los costos del tratamiento con fracturamiento hidráulico y buscando la protección del medio ambiente, teniendo como base el éxito que han tenido estos propantes en la formación Eagle Ford.
- En la formación la Luna se debe evitar el uso de aditivos o sustancias químicas que puedan alterar el bienestar de los acuíferos y niveles freáticos en el subsuelo y buscar que las compañías que realicen los procedimientos tengan un gran compromiso ambiental.
- Colombia es un país que está empezando su desarrollo de los yacimientos no convencionales, pero en materia de empresas proveedoras de propantes y compañías que presten los servicios para realizar *fracking* todavía se queda corto para los grandes volúmenes y demanda que requiere de propantes este tipo de tratamiento.
- Hasta la fecha no hay una empresa colombiana que se dedique a la fabricación o producción de propantes, razón por la cual se debe importar el material apuntalante incrementando costos y generando problemas de abastecimiento en los campos.
- Las facilidades de superficie deben cumplir con los requerimientos necesarios para poder manejar y controlar de forma segura los grandes volúmenes de fluidos de fractura que retornan del yacimiento después que se ha fracturado.

- La curva de aprendizaje que Colombia va a desarrollar en materia de los yacimientos no convencionales no va a ser a prueba y error debido a la similitud que presenta con la formación Eagle Ford y diferentes formaciones a nivel mundial, es decir se va a tener más certeza y seguridad en cada procedimiento, teniendo como referencia la experiencia y resultados de las diversas formaciones de *Shale*.
- El uso de fluidos de fractura de base agua debe ser restringido y controlado por los entes ambientales debido a los grandes volúmenes que se requieren para realizar el tratamiento y la gran diversidad de cuencas hidrográficas que tiene Colombia.

## 11. RECOMENDACIONES

Se debe estudiar la posibilidad de utilizar arenas del territorio Colombiano como material propante evitando la importación de estos, para lograrlo hay que realizar una investigación de las propiedades de las arenas con las que se cuenta y comparar con las propiedades de las arenas utilizadas en los procesos de fracturamiento de Estados Unidos.

Reducir las pérdidas de fluido en la formación para garantizar el mayor retorno del fluido inyecta debe ser otra aspecto especial interés, se recomienda realizar pruebas a nivel de laboratorio con diferentes fluidos y núcleos representativos de la formación a la que se desea estimular hidráulicamente, para empezar a mitigar este problema.

Se debe realizar una investigación acerca de los tratamientos para los fluidos de flowback teniendo en cuenta características específicas de los posibles fluidos de fracturamiento que se pueden utilizar en las formaciones no convencionales de Colombia y los fluidos provenientes de la formación.

## BIBLIOGRAFÍA

ÁLVAREZ, B. Fracturamiento Hidráulico Multietapas. Mexico D. F. 2009. Trabajo de grado (ingeniería de Petróleos). Universidad Nacional Autónoma de Mexico. Facultad de ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.

APARICIO, A. Situación actual y perspectivas de los Hidrocarburos no convencionales. Seminario. 5 de Febrero de 2013.

ARDILA, A. y RODRÍGUEZ, J. Aplicación del diseño unificado de fractura para optimizar y evaluar los tratamientos de fracturamiento hidráulico en un campo colombiano. Bucaramanga 2012. Trabajo de grado (ingeniería de Petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

BARRIOS, R. Tecnologías aplicadas al manejo de aguas en operaciones de Fracking. Bucaramanga 2015. Trabajo de grado (ingeniería de Petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

BECKWITH, R. Proppants: Where in the world. En JPT, Journal of Petroleum Technology. Abril, 2011.

CASTILLO, K y CASTRO, M. Propuesta de aplicación de fluido de fracturamiento base aceite para pozos petroleros de la zona Chicontepec Veracruz. Poza Rica, 2011. Trabajo de grado (ingeniería de Petróleos). Universidad Veracruzana. Facultad de ciencias químicas.

CRESPO, F. Evaluación Técnica de las metodologías utilizadas para la medición de la conductividad del material propante en laboratorio mediante el uso de la celda de conductividad API. Bucaramanga 2008. Trabajo de grado (ingeniería de Petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

D'HUTEAU, E. Características del agente de sostén utilizado en reservorios no convencionales. En Revista Petrotecnia. Agosto, 2012.

D'HUTEAU, E; GILLARD, M; MILLER, M; PEÑA, A; JOHNSON, J; TURNER, M; MEDVEDEV, O; RHEIN, T. Fracturamiento con Canales de flujo abiertos: Una vía rápida para la producción. En Oilfield Review Schlumberger, Septiembre, 2011.

DEL PILAR V. y PEREZ F. Estudio de la viabilidad de técnicas de perforación y completamiento de pozos no convencionales en Colombia, teniendo en cuenta analogías a nivel mundial, asociadas a Shales y Tight Sandstones. Bucaramanga 2012. Trabajo de grado (ingeniería de Petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

DELGADO, M. y RUIZ, Y. Herramienta multimedia para la enseñanza y aprendizaje de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales. Bucaramanga 2013. Trabajo de grado (ingeniería de Petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

DOZIER, G; ELBEL, J; FIELDER, E; HOOVER, R; LEMP, S; REEVES, S; SIEBRITS, E; WISLER, D; WOLHART, S. Operaciones de Refracturamiento Hidráulico. En Oilfield Review Schlumberger. Diciembre-Enero, 2003-2004.

ECOPETROL S.A. Yacimientos No Convencionales, Desafíos & Restos para Colombia. Seminario. Marzo 6 de 2014.

FIERRO, J. Riesgos e Incertidumbres del Fracturamiento Hidraulico de Yacimientos No Convencionales. Seminario. 2014

GIRALDO M. YNC Yacimientos No convencionales y su importancia para Colombia. En ACP, Asociación Colombiana del Petróleo. Mayo, 2014.

GONZÁLEZ, T; VALLEJO, G; IREGUI, F; BETANCOURT, J. Asunto: Apelando al principio de precaución en materia ambiental, solicitud de moratoria al uso del fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales de hidrocarburos (o fracking). Seminario. Bogotá, 12 de septiembre de 2014.

GUO, Q; JI, L; RAJABOV, V; FRIEDHEIM, J. Marcellus and Haynesville Drilling Data: Analysis and Lessons Learned. En SPE, Society of Petroleum Engineers. Octubre, 2012.

HERNANDEZ A. Ajustes Normativos en Colombia para los No Convencionales. En Revista ACP Hidrocarburos, Septiembre – Noviembre de 2012.

HERNANDEZ, C; SOTO, J. Evaluación del Proceso de Fracturamiento Hidráulico Aplicado a algunos Pozos del Campo Yarigui-Cantagallo. Bucaramanga 2009. Trabajo de grado (ingeniería de Petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

HU, K; CERAMICS, R; SCHMIDT, A; BARHAUG, J. Sand, Resin-Coated Sand or Ceramic Proppant? The Effect o Different Proppants on the Long-Term Production of Bakken Shale Wells. En SPE, Society of Petroleum Engineers. Septiembre, 2015.

MULLEN, J. Petrophysical Characterization of the Eagle Ford Shale in South Texas. En SPE, Society of Petroleum Engineers. Octubre, 2010.

MULLEN, J; LOWRY, J.C; NWABUOKU, K.C. Lessons Learned Developing the Eagle ford Shale. En SPE, Society of Petroleum Engineers. Noviembre, 2010.

MUÑOZ, C y CARRILLO, B. Selección del Material Propante en Procesos de Fracturamiento Hidráulico en un Pozo Petrolero. Bucaramanga 2012. Trabajo de grado (ingeniería de Petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

PATEL, P.S; ROBERT, C.J; RUEGAMER, M; YANG, A. Analysis of US Hydraulic Fracturing Fluid System and Proppant Trends. En SPE, Society of Petroleum Engineers. Febrero, 2014.

ROBLES, M. Impacto Social y Ambiental del Fracking. En Alianza Mexicana contra el Fracking. Mayo, 2014.

SANABRIA, F. ExxonMobil le apuesta a los yacimientos no convencionales en Colombia. En Revista ACP Hidrocarburos. Marzo-Mayo, 2013.

SCHNEIDER, F. Yacimientos no convencionales. Seminario. Diciembre de 2014.

SERRANO, D. Factibilidad técnica y económica del uso de propantes ultralivianos en el fracturamiento hidráulico de pozos: Aplicación en un campo colombiano. Bucaramanga 2011. Trabajo de grado (ingeniería de Petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

STEGENT, N.A.; WAGNER, A.L.; MONTES, M; OMSBERG, A; RILEY, K.M. SMA Technology Extends the Useful Range of Nonceramic Proppants in the Eagle Ford Shale. En SPE, Society of Petroleum Engineers. Noviembre, 2010.

TECHNOLOGIES, INC. Hydraulic Fracturing. 3rd Edition, 1997.

TERRACINA, J.M.; TURNER, J.M.; COLLINS, D.H.; SPILLARS, S.E. Proppant Selection and Its Effect on the Results of Fracturing Treatments Performed in Shale Formations. En SPE, Society of Petroleum Engineers. Septiembre, 2010.

THOMPSON, J.W.; FAN, L.; GRANT, D.; MARTIN, R.B.; KANNEGANTI, K.T.; LINDSAY, G.J. An Overview of Horizontal Well Completions in the Haynesville Shale. En SPE, Society of Petroleum Engineers. Octubre, 2010.

URIOSTEGUI, V. Fracturamiento Hidráulico en yacimientos de alta permeabilidad. Mexico D.F. 2011. Trabajo de grado (ingeniería de Petróleos). Universidad Nacional Autónoma de Mexico. Facultad de ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.

VALDÉS, C. El Fracking: Impactos ambientales y socioeconómicos. Madrid, 2014. Trabajo de grado (Doctorado en Medio Ambiente Dimensiones Humanas y Socioeconómicas). Instituto Universitario de Ciencias Ambientales de la Universidad Complutense de Madrid.

VARGAS, C. Potencial de recursos No Convencionales en Colombia. Seminario. Universidad Nacional de Colombia.

VAZQUEZ, J. Mejoramiento de la conductividad en el fracturamiento hidráulico. Mexico D. F. 2009. Trabajo de grado (ingeniería de Petróleos). Universidad

Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.

WEINHOLD B. The Future of Fracking: New Rules Target Air Emissions for Cleaner Natural Gas Production. *Environmental Health Perspectives*, volumen 120, número 7, Julio de 2012, páginas A273 – A279.

YANG, M. Natural Proppants for Hydraulic Fracture Production Optimization in Eagle Ford Shale. En SPE, Society of Petroleum Engineers. Marzo, 2012.