



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

TEMA:

**“FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO APLICADO A
YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES”**

PROYECTO PRÁCTICO DEL EXAMEN COMPLEXIVO

“TRABAJO DE INVESTIGACIÓN”

AUTOR:

LADY PAMELA HIDALGO BERMEO

TUTOR:

Lic. ERICA LORENZO GARCÍA, PhD.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2020

**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

**“FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO APLICADO A
YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES”**

PROYECTO PRÁCTICO DEL EXAMEN COMPLEXIVO

“TRABAJO DE INVESTIGACIÓN”

AUTOR:

LADY PAMELA HIDALGO BERMEO

TUTOR:

Lic. ERICA LORENZO GARCÍA, PhD.

LA LIBERTAD – ECUADOR

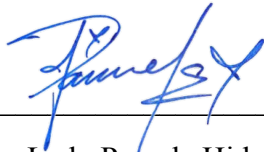
2020

CARTA DE ORIGINALIDAD

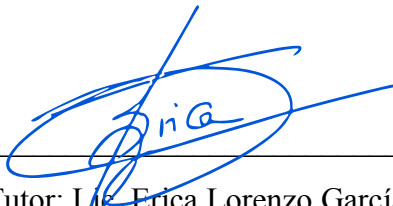
Ing. Marllelis Gutierrez Hinestroza, PhD.
Directora de la Carrera de Petróleos
Universidad Estatal Península de Santa Elena

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada “**Fracturamiento hidráulico aplicado a yacimientos no convencionales**”, para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.



Autor: Lady Pamela Hidalgo Bermeo
C.I 1724387046
Correo: lady.hidalgobermeo@upse.edu.ec



Tutor: Lic. Erica Lorenzo García, PhD.
C.I 0960388858
Correo: elorenzo@upse.edu.ec

DEDICATORIA

Dedico este trabajo:

A Dios por sus bendiciones que jamás sobran.

A mis padres y hermanos quienes fueron mi soporte y mi motor en los momentos de dificultad del desarrollo de este trabajo, y sin duda fueron los mejores para celebrar su finalización.

A mis abuelitos quienes me apoyaron con recursos para que pudiera cumplir esta meta.

Finalmente, a todos aquellos que supusieron que no lo lograría.

AGRADECIMIENTO

Quiero extender mi más sincero agradecimiento a quienes hicieron posible este logro, aquellos que estuvieron desde mis inicios siendo mi aliento, ayuda y sustento. En especial:

A Dios por haberme permitido desarrollar y alcanzar uno de mis sueños.

A mis padres Javier y Betty, quienes me apoyaron incondicionalmente a lo largo de toda mi carrera universitaria, donde sus consejos y amor no conocían de distancias.

A mis hermanos Kevin, Jeison y Nataly, mis compañeros de vida, mi mejor equipo.

A Jeison L. quién me brindó su apoyo incondicional, siempre alentándome a continuar.

A mis amigos que me hicieron sentir como en casa a pesar de estar a cientos de kilómetros de ella.

A mi mascota Sirila, por su compañía y abrigo en las frías madrugadas.

Mi gratitud, también a la facultad de ingeniería, mi agradecimiento sincero a mi tutora en este trabajo de titulación, Lic. Erica Lorenzo García, PhD., gracias también a cada docente quienes con su paciencia y enseñanzas constituyen la base de mi vida profesional.

Eternamente agradecida.

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO APLICADO A YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

RESUMEN

El presente trabajo, atenderá la relevancia del tema de extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales mediante el uso de fracturamiento hidráulico, que surge al considerar fuentes de abastecimiento para la producción de energía que puedan satisfacer su creciente demanda, atribuyéndole así el interés por los recursos de hidrocarburos en sistemas no convencionales. En este trabajo se busca desarrollar el estado del arte referente a la técnica de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales (YNC), mediante una recopilación bibliográfica para conocer las aportaciones que representa el uso de la técnica.

En primer lugar, se llevará a cabo, la recopilación y selección de fuentes para su análisis posterior, descripción y análisis de los aspectos relevantes en el desarrollo del objetivo general y específicos, y para finalmente realizar las conclusiones y recomendaciones, además se incluye la investigación y estudio de los antecedentes relacionados a la línea de investigación planteada, recopilación de información teórica sobre yacimientos no convencionales, fracturamiento hidráulico, selección y análisis de los casos de aplicación de la técnica.

Los resultados muestran que la técnica de fracturamiento hidráulico es en definitiva uno de los elementos más relevantes, para la extracción del gas natural en los dos yacimientos no convencionales de shale gas. Esto constituye que el aprovechamiento del gas natural de los yacimientos de shale, ha tomado un rumbo importante al considerar la abundancia del recurso, dado que el gas natural es el combustible fósil más limpio en la generación de energía.

PALABRAS CLAVES: /fracturamiento hidráulico/ /yacimientos no convencionales/
/ shale gas/

ABSTRACT

The present work will address the relevance of the topic of hydrocarbon extraction in unconventional reservoirs using hydraulic fracturing, which arises when considering supply sources for energy production that can meet its growing demand, thus attributing the interest in hydrocarbon resources in unconventional systems. This work seeks to develop the state of the art regarding the hydraulic fracturing technique in YNC, by means of a bibliographic compilation to know the contributions that the use of the technique represents.

Firstly, the compilation and selection of sources will be carried out for subsequent analysis, description and analysis of the relevant aspects in the development of the general and specific objectives, and finally to make the conclusions and recommendations, in addition to the research and study of the background related to the line of research proposed, collection of theoretical information on unconventional reservoirs, hydraulic fracturing, selection and analysis of the cases of application of the technique.

The results show that the hydraulic fracturing technique is one of the most relevant elements for the extraction of natural gas in the two unconventional shale gas reservoirs. This constitutes that the exploitation of natural gas from shale gas fields has taken an important direction when considering the abundance of the resource, given that natural gas is the cleanest fossil fuel in power generation.

KEYWORDS: /fracking/ /unconventional reservoir/ /shale gas/

ÍNDICE

CARTA DE ORIGINALIDAD.....	I
DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTO.....	III
RESUMEN.....	IV
ABSTRACT.....	V
ÍNDICE.....	VI
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN
PROBLEMA	1
METODOLOGÍA.....	2
JUSTIFICACIÓN	3
ANTECEDENTES.....	4
ALCANCE	5
OBJETIVOS	5
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO
2.1. Yacimiento de petróleo	6
2.2. Sistemas petroleros	6
2.3. Yacimientos convencionales	8
2.4. Yacimientos no convencionales	8
2.5. Fracturamiento hidráulico	14
CAPITULO III: RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	22
3.1. Cuenca Fort Worth – Texas, EE. UU.	23
3.2. Formación Eagle Ford.	29
3.3. Análisis de resultados.....	31
CONCLUSIONES	33
RECOMENDACIONES	33
BIBLIOGRAFÍA	33
ANEXO.....	33

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1 Elementos principales y procesos del sistema petrolero</i>	<i>6</i>
<i>Figura 2 Rangos de permeabilidad para yacimiento convencionales y no convencionales.</i>	<i>11</i>
<i>Figura 3 Producción de CBM.....</i>	<i>13</i>
<i>Figura 4 Fracturador para operaciones de fracking.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 5 Proceso simplificado del agua en el fracturamiento hidráulico.</i>	<i>22</i>
<i>Figura 6 Arena de sílice de grano fino.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 7 Ubicación de la cuenca Ford Worth.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 8 Corte estructural de la cuenca Ford Worth.</i>	<i>24</i>
<i>Figura 9 Apuntalante de malla 20/40</i>	<i>26</i>
<i>Figura 10 Producción acumulada de gas desde 2016 a 2025.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 11 Mapa Eagle Ford.....</i>	<i>29</i>

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1 Clasificación del petróleo según los grados API (American Petroleum Institute).</i>	<i>11</i>
<i>Tabla 2 Aditivos químicos usados en el fracturamiento hidráulico. Fuente: IAPG, 2013.</i>	<i>25</i>
<i>Tabla 3 Características de la Formación Barnett Shale.....</i>	<i>24</i>
<i>Tabla 4 Parámetros petrofísicos.</i>	<i>25</i>
<i>Tabla 5 Programa de bombeo usado en el proceso de fracturación hidráulica</i>	<i>26</i>
<i>Tabla 6 Resultados de las fracturas generadas.</i>	<i>31</i>

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

PROBLEMA

Por medio de la energía (petróleo, carbón, gas, electricidad, biomasa, calor) es posible abastecer dos de los componentes principales del consumo en la sociedad; electricidad para uso doméstico y combustible para el sector del transporte (AIHE, 2013). Sin embargo, el crecimiento demográfico y económico de la sociedad, se traduce a un incremento en la demanda de energía, a lo que se le agrega el paulatino agotamiento de las reservas de recursos convencionales hidrocarbúricos en el mundo, donde los combustibles fósiles representan el 80% de la demanda mundial actual de energía primaria (ONU, 2016).

Sin energía no habría industrias capaces de realizar labores a gran escala y, por lo tanto, el crecimiento económico se vería afectado.

En este contexto, es necesario considerar fuentes de abastecimiento para la producción de energía que puedan satisfacer su creciente demanda, provocando así el interés por los recursos de hidrocarburos en sistemas no convencionales.

Por ello en este trabajo se ha visto la necesidad de hacer una recopilación bibliográfica, enfocada en cómo se explotan los yacimientos de shale gas, el cual corresponde a YNC fundamentales.

METODOLOGÍA

En cuanto a la metodología del trabajo, se eligió la metodología cualitativa debido al análisis de diferentes tipos de documentos, para el estudio de estos temas se incluyeron conceptos, definiciones y procedimientos.

Además, se efectuó la recopilación y selección de fuentes para su análisis posterior, descripción y estudio de los aspectos relevantes en el desarrollo del objetivo general y específicos, y para finalmente realizar las conclusiones y recomendaciones. También, se incluye la investigación y estudio de los antecedentes relacionados a la línea de investigación planteada, recopilación de información teórica sobre yacimientos no convencionales, fracturamiento hidráulico, selección y análisis de los casos de aplicación de la técnica.

El método de recolección de información se basó en la selección de materiales esenciales para la argumentación del trabajo. En cuanto a las fuentes consultadas, se consideró fuentes principales como bibliografía general y específica, así como documentos y sitios web oficiales, artículos publicados en plataformas como Onepetro y fuentes secundarias.

JUSTIFICACIÓN

La AIHE en 2013 establece que, el rol de los combustibles fósiles en el siglo XX continuará con su papel fundamental en las próximas décadas del siglo siguiente.

La producción energética en 2019 a nivel mundial destaca al petróleo y gas con un 31% y 23% respectivamente, dentro de las demás fuentes de energías producidas cómo lo son el carbón, electricidad, biomasa y calor. Donde se matiza el aumento + 11% de la producción anual de hidrocarburos, gracias al auge de la explotación de yacimientos no convencionales en EE. UU., el cual es el primer productor de gas natural a nivel mundial (Enerdata, 2019).

Los recursos no convencionales, como shale gas, shale oil, y heavy oil, han desempeñado papeles importantes como el aprovechamiento de los recursos que han llevado a los precios del petróleo y el gas a elevarse en los últimos años (Rezaee, 2019); En muchos países, incluidos los principales países productores de petróleo y gas (EE. UU., Canadá, Arabia Saudita, China) están tratando seriamente de evaluar los recursos no convencionales como su materia prima.

Por estos motivos, se considera ventajoso el surgimiento de nuevas tecnologías con miras a la explotación de hidrocarburos en YNC.

ANTECEDENTES

Barrientos en 2015 describe la tecnología relacionada a la estimulación hidráulica conocida como fractura hidráulica y su importancia en el incremento de producción en los pozos de hidrocarburos no convencionales. Establece que la técnica ha sido utilizada en pozos no convencionales con éxito, países como Estados Unidos han incrementado hasta en un 70% sus reservas y han pasado a liderar la exportación de dichos productos. Concluye que el éxito de esta actividad requiere de inversión y en este contexto para garantizar el éxito de la fractura hidráulica y producción de gas/petróleo a nivel comercial se deberá implementar fracturas horizontales para aumentar la tasa de éxito.

En 2013, López estudia una tecnología utilizada para explotar yacimientos no convencionales, llamada fracturamiento hidráulico multietapas que combinada con la perforación horizontal realiza múltiples fracturas a lo largo del pozo, en un solo viaje al fondo, ahorrando tiempo de operación. Concluye que el fracturamiento multietapas es una técnica muy eficiente y casi indispensable, para explotar los yacimientos no convencionales; en combinación con la perforación de pozos multilaterales, y recomienda conocer y analizar las propiedades del yacimiento, antes de empezar con cualquier operación de fracturamiento.

Martínez y Camargo (2016) desarrollaron el diseño de un fracturamiento hidráulico en un yacimiento no convencional ubicado en el estado de Texas, en Estados Unidos, contemplando las variables necesarias para llevar a cabo el diseño del fracturamiento hidráulico y obtener el incremental de producción. Primero hicieron el desarrollo de la trayectoria para un pozo horizontal, posteriormente toma en cuenta una serie de variables, como los tipos de fluidos inyectados para la creación de las fracturas, los tipos de propantes, el esquema de bombeo. Además, analizan los parámetros esenciales en el diseño del fracturamiento hidráulico, como la permeabilidad y la capacidad de flujo antes y después del desarrollo del proceso, los incrementales de producción de gas y agua, el efecto de la presión, el caudal de producción, entre otras variables.

ALCANCE

Una vez descrita la técnica de fracturamiento hidráulico, el presente trabajo se centra en dos yacimientos no convencionales de tipo *shale gas* (Ford Worth y Eagle Ford), los cuales están ubicados en EE. UU.

El trabajo considera un análisis cualitativo en cuanto a la aplicación de la técnica en los yacimientos, no obstante, se incluye una descripción de las características.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Desarrollar el estado del arte referente a la técnica de fracturamiento hidráulico, para demostrar su factibilidad en los yacimientos de shale gas.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Establecer las características, clasificación e importancia de los yacimientos no convencionales.
- Describir la técnica y equipos del proceso de fracturamiento hidráulico “*fracking*”.
- Relacionar el proceso de fracturamiento hidráulico con el marco de explotación de hidrocarburos no convencionales.
- Analizar la influencia del fracking en los recursos no convencionales mediante casos de aplicación.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. YACIMIENTO DE PETRÓLEO

Lovecchio & Marshall en 2015, estipularon que un yacimiento petrolífero es una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, formados principalmente por carbono e hidrogeno, los cuales fueron originados por transformación química de la materia orgánica que fue depositadas con rocas sedimentarias de grano fino, que se formaron a partir de la deposición de sedimentos transportados por agua, hielo o el viento hacia una cuenca sedimentaria.

2.2. SISTEMAS PETROLEROS

Un sistema petrolero posee los componentes geológicos y procesos necesarios, para generar y almacenar hidrocarburos (petróleo o gas); esto incluye una roca generadora madura, un trayecto de migración, una roca almacén, trampa y un sello. Es decir, para que exista un yacimiento de hidrocarburos es necesario de una roca madre, roca almacén y una roca sello. Además, era preciso que hubiese ocurrido un proceso generador de trampas estratigráficas o estructurales, junto con un proceso de migración y acumulación de hidrocarburos en las mencionadas trampas (Rebori, 2015).

El sistema petrolero es una interdependencia de elementos y procesos, que sin ellos sería imposible la formación de un yacimiento de hidrocarburo convencional (figura 1).

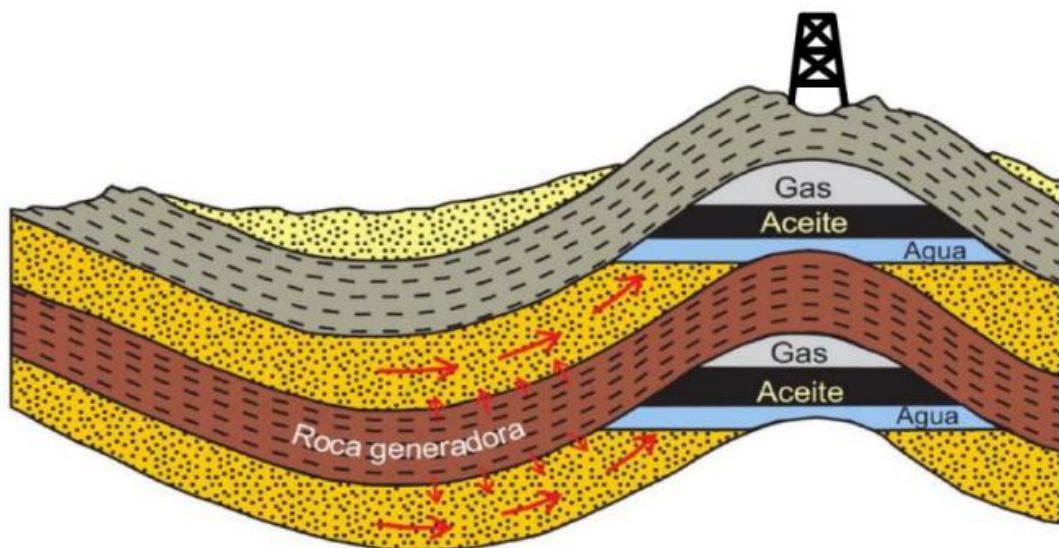


Figura 1 Elementos principales y procesos del sistema petrolero,
Fuente: IMP, 2013



2.2.1. Elementos del sistema petrolero.

a) Roca generadora.

La roca generadora o también denominada roca madre, se puede definir en términos generales como cualquier roca de grano fino, rica en materia orgánica, que puede producir hidrocarburos a condiciones adecuadas de temperatura y presión. Su potencial de producción de petróleo y gas está directamente relacionado con su volumen, riqueza orgánica y madurez térmica (McCarthy, et al., 2011).

b) Roca reservorio o almacén.

La roca reservorio es aquella que, debido a sus propiedades de porosidad y permeabilidad, permite el flujo y almacenamiento de hidrocarburos, como areniscas y los carbonatos; rocas naturalmente fracturadas, no convencionales (Castro & Martín, 2016).

c) Roca sello.

Esta roca se caracteriza por tener escasa permeabilidad o tener poros de tamaño subcapilar, impidiendo así el paso de fluidos, sirviendo como barrera en el proceso de migración o desplazamiento de los hidrocarburos; como pelitas y evaporitas por excelencia (Maldonado, 2014).

d) Roca sobrecarga.

La roca sobrecarga representa la columna sedimentaria que está sobre el yacimiento y a medida que esta incrementa, provee las condiciones necesarias de presión y temperatura, para que el sistema petrolero se efectúe (Lorenzo & Morato, 2018).

2.2.2. Procesos del sistema petrolero.

a) Formación de la trampa.

La formación de la trampa se da por procesos de origen tectónico o sedimentario, los cuales proveen la configuración precisa que impide a los hidrocarburos presentes desplazarse, permitiendo su acumulación (Lorenzo & Morato, 2018).



b) Migración.

De acuerdo con Maldonado (2014), migración es el movimiento de los hidrocarburos desde la roca madre hacia la roca reservorio, el mismo que se clasifica en:

- Migración primaria: Comprende el movimiento de los hidrocarburos a partir de su desprendimiento del kerógeno, así como su transporte dentro y a través de los capilares y poros estrechos de la roca generadora.
- Migración secundaria: Movimiento de los hidrocarburos después de su exposición de la roca generadora a través de los poros más amplios de las rocas reservorio, más porosas y permeables.

c) Generación de hidrocarburos.

Transformación de la materia orgánica en kerógeno para convertirse luego en hidrocarburos por efectos de presión y temperatura (McCarthy, et al., 2011).

d) Acumulación y preservación.

Lugar donde se almacenan los hidrocarburos para su conservación, lo cual corresponde a un tiempo geológico, en el que los hidrocarburos pueden degradarse o continuar moviéndose por diversos procesos geológicos (Pérez, 2014).

2.3. YACIMIENTOS CONVENCIONALES

Cabanilla et al., 2015 establece que, los yacimientos convencionales poseen características adecuadas de porosidad y permeabilidad, que permiten a los fluidos presentes fluir más fácilmente hacia el pozo productor. Comúnmente, estos reservorios son explotados con tecnología tradicional, sin mayor dificultad técnica y con buen caudal con un buen caudal en pozos verticales, sin tener que recurrir a estimulaciones especiales para mejorar la permeabilidad del reservorio con el fin de producirlos económicamente.

2.4. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Pérez en el 2015 postula que existen acumulaciones de hidrocarburos en las rocas bajo condiciones geológicas, donde no permiten el movimiento del fluido, ya sea porque se



encuentran atrapados en rocas poco permeables o por tratarse de petróleos de muy alta viscosidad.

A diferencia de los yacimientos convencionales, en estos, los hidrocarburos se encuentran generalmente en la misma roca madre donde fueron generados, es decir, no migraron a una roca almacén, (Nishimura, 2013) para este caso la roca generadora y la roca almacén son las mismas.

2.4.1. Características de los yacimientos no convencionales

a) Roca madre.

La roca generadora y roca reservorio son el mismo horizonte estratigráfico a diferencia de los reservorios convencionales (Lassalle, 2005).

b) Migración.

Generalmente los hidrocarburos no migran a una roca reservorio, sino que continúan en la roca generadora desde el momento de su generación, por lo tanto, los hidrocarburos generados no presentan migración debido a la baja permeabilidad (Bruner & Smosna, 2011).

c) Porosidad.

La gran mayoría de los yacimientos no convencionales tienen menos del 10% de porosidad (Lassalle, 2005).

d) Permeabilidad.

Los poros no están intercomunicados, a no ser que estén fracturadas o se fracturen artificialmente. Por lo tanto, son de muy baja permeabilidad [1×10^{-6} a 0,01 mD] (Cabanilla, 2015).

e) Presión de poro.

Lassalle en el 2005 definió la presión de poro como, la presión natural ocasionada por los diferentes eventos geológicos de deposición y compactación por consiguiente los fluidos presentes en la roca están sometidos a esta presión.



f) Carbono orgánico total (TOC)

Bachet (2012) refiere que las rocas con valores de TOC más altos son características de poseer abundante materia orgánica. El valor de TOC del objetivo de exploración suele estar en el rango del 2% al 10% puesto que las rocas con valores superiores al 10% suelen ser inmaduras para el desarrollo.

g) Madurez térmica

A medida que el kerógeno se expone gradualmente a temperaturas cada vez más altas, la vitrinita cambiará irreversiblemente y producirá una mayor reflectancia (R_o), la se determina midiendo la reflectancia de al menos 30 vitrinitas en la muestra de roca a través de un microscopio.

Para resultados mayores a 1,5% corresponde a rocas madres generadoras de gas seco, un indicador positivo de lutitas gasíferas, mientras que para los valores entre 0,6 a 0,8% indican petróleo y entre 0,8 a 1,1% indican gas húmedo (Bachet Lerche , 2012).

2.4.2. Tipos de sistemas petroleros no convencionales

Existen diferentes tipos de yacimientos no convencionales dependiendo del tipo de roca donde se encuentren almacenados los hidrocarburos y el tipo de hidrocarburo, los tipos de yacimientos no convencionales son:

2.4.2.1. Reservorios con petróleo

a) Petróleo pesado (Heavy oil).

El petróleo pesado posee una viscosidad normalmente superior a 10 cp (centipoise) y un alto peso específico, son crudos con una densidad menor a 22,3°API (ver tabla 1). Otras de sus características son las bajas relaciones hidrógeno-carbono y el alto contenido de asfáltenos, azufre, nitrógeno y metales pesados además de su alta acidez. Comparativamente, los petróleos extrapesados y el bitumen poseen densidades inferiores a 10°API (Schulumberger, 2016).

Este tipo de hidrocarburo por lo general, han migrado a zonas más someras o superficiales donde fueron degradados por bacterias y/o por meteorización, los hidrocarburos más

livianos escaparon y dejar los componentes más pesados. Se extrae de la roca mediante la inyección de vapor, polímeros o minería.

Tabla 1 Clasificación del petróleo según los grados API (American Petroleum Institute).

Clasificación del petróleo	
Condensado	>50 °API
Crudo extraligero	40 a 50 °API
Crudo liviano o ligero	30 a 39,9 °API
Crudo medio o mediano	22 a 29,9 °API
Crudo pesado	10 a 21,9 °API
Crudo extrapesado	<9,9 °API

b) *Petróleo de lutitas (Shale oil)*

Los yacimientos de lutitas petrolíferas son rocas sedimentarias de grano muy fino que pueden contener cantidades significativas de hidrocarburos, son rocas de muy baja permeabilidad (ver figura 3) y de gran extensión regional. Geológicamente estas lutitas son consideradas autosuficientes, por contener en una misma unidad geológica los elementos roca fuente, roca yacimiento y roca sello (Monteverde, 2015) consecuentemente pertenecen a un sistema petrolífero no convencional, por lo que para explotarlos es necesario implementar nuevas tecnologías, como la perforación de pozos horizontales junto con un tratamiento de fracturamiento.

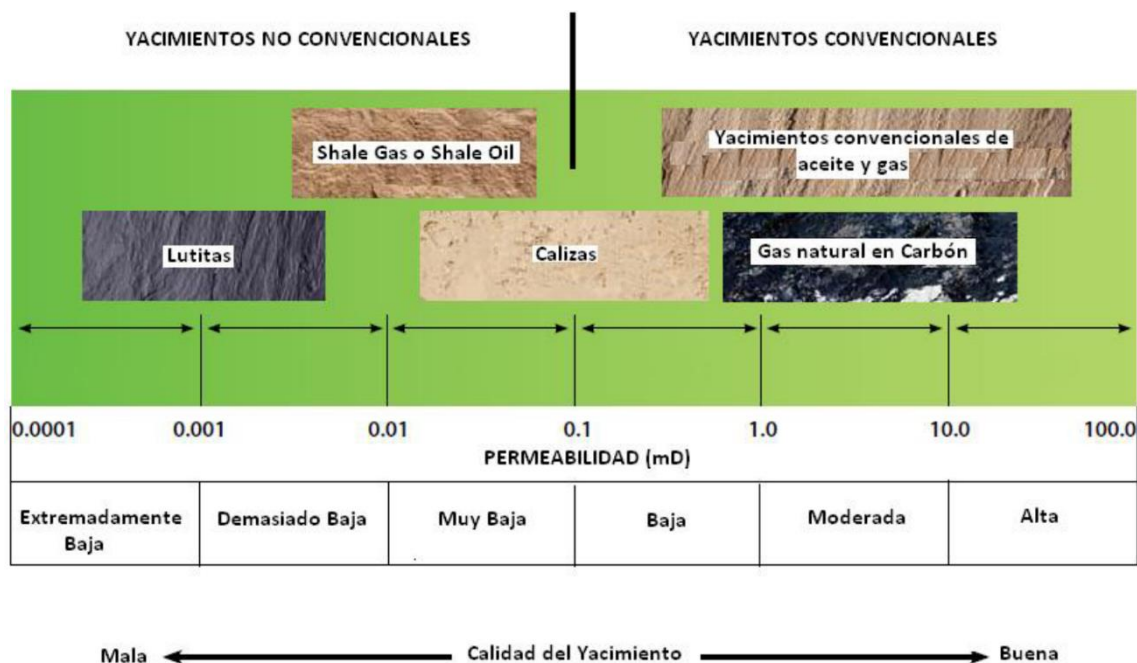


Figura 2 Rangos de permeabilidad para yacimiento convencionales y no convencionales.

2.4.2.2. Reservorios con gas

a) Gas en lutitas (*Shale gas*).

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos simples que se encuentra en estado gaseoso, en condiciones ambientales normales de presión y temperatura. Se compone principalmente de gas metano en 95%, con cantidades variables de etano, propano, butano y otros gases. El shale gas puede entonces definirse como el gas natural que se encuentra alojado en depósitos de lutitas (ver figura 4), las cuales al ser rocas de baja permeabilidad su producción en cantidades comerciales demanda técnicas de fracturación para aumentar su permeabilidad y de esta manera inducir el flujo de hidrocarburos hacia el pozo (Heinemann, 1984).

Los grandes volúmenes de este gas que se han podido producir es gracias al uso que se tiene y el manejo de las perforaciones horizontales y el fracturamiento hidráulico, ya que anteriormente no era económicamente rentable producir (Barreiro & Masarik, 2011).

b) Gas de arenas compactas (*Tight gas*).

SENER en el 2015 hace referencia a los yacimientos de baja permeabilidad de gas seco, se producen a partir de la deposición de carbonatos y capas de carbón alojados en lutitas y están contenidos con rocas de baja porosidad y permeabilidad. Gallegos en 2014 menciona que este tipo de yacimiento sólo puede ser explotado mediante la fracturación hidráulica.

c) Metano de capas de carbón (*coal bed methane, CBM*)

Es un gas adherido a la superficie de materia orgánica macerada en bancos masivos de carbón en profundidad (Gallegos, 2014).

El CBM se extrae de capas de carbón a poca profundidad (ver figura 4). El principal componente cuando se habla de Coalbed Methane, es la presencia de metano en capas de carbón, este se genera desde un proceso biológico a partir de una acción microbiana o de un proceso térmico (Carrera, 2013).

Estos yacimientos de carbón tienen baja permeabilidad, por lo tanto, se hace necesario el uso del fracturamiento hidráulico con el fin de que el agua penetre en el carbón y atrape el gas. La presión del reservorio se reduce una vez que se extrae el metano de esta manera el gas puede fluir por el pozo. En la primera fase de la inyección se generan grandes volúmenes de agua contaminada, la misma que será reinyectada a la formación. En la actualidad se investiga la inyección de CO₂ para aumentar la liberación del metano (Millán, 2015).

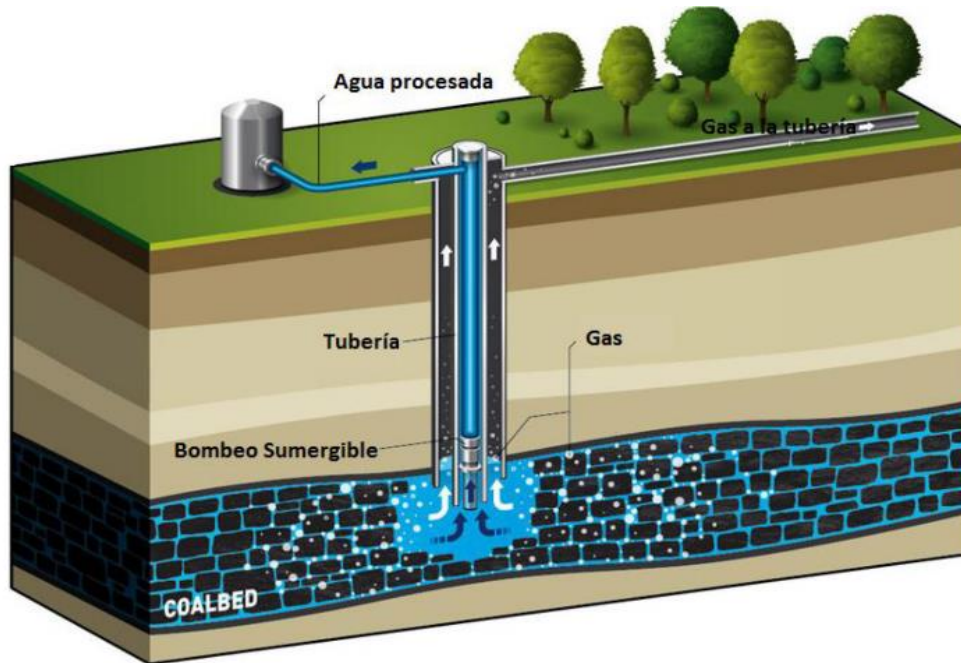


Figura 3 Producción de CBM.
Fuente: Maldonado, 2014

d) Hidratos de metano (gas hydrate)

Vega en el 2003 consideró que los hidratos de metano son acumulaciones cristalinas formadas a partir de carbono, hidrógeno y moléculas de agua sometidas a altas presiones y bajas temperaturas formando sólidos muy similares al hielo, donde su estructura es tridimensional y llega a alojar gas metano, están compuestos por sólidos similares al hielo que contiene metano (ver figura 5). Lo cual queda atrapado en una estructura cristalina de moléculas de agua que es estable en sedimentos marinos a profundidades de agua mayores a 300 m.

Los recursos de este tipo de gas no convencional representan recursos de gas natural muy grandes a nivel mundial, aunque todavía no hay tecnologías seguras para explotarlos que puedan permitir su futuro aprovechamiento energético (Barreiro & Masarik, 2011).



Figura 5 Muestra de hidrato de metano.
Fuente: Maldonado, 2014

2.5. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La técnica de fracturamiento hidráulico, que consiste en generar fracturas a través de la inyección de agua a alta presión, el fluido alcanza los objetivos por conducto del pozo entubado que lo inyecta en las formaciones más impregnadas de hidrocarburo, de modo que supere la resistencia de la roca y que abra una fractura controlada en el fondo de pozo (Martínez, 2016).

Con el fin de evitar el cierre de la fractura, en el momento en que se debilita la presión hidráulica que la mantienen abierta (ver figura 6), se bombea junto con el agua, un agente de sostenimiento comúnmente arena, que mantiene las fracturas abiertas de modo permanente, permitiendo que los hidrocarburos fluyan hacia el pozo, después los fluidos inyectados se recuperan a la superficie (Estrada, 2013).

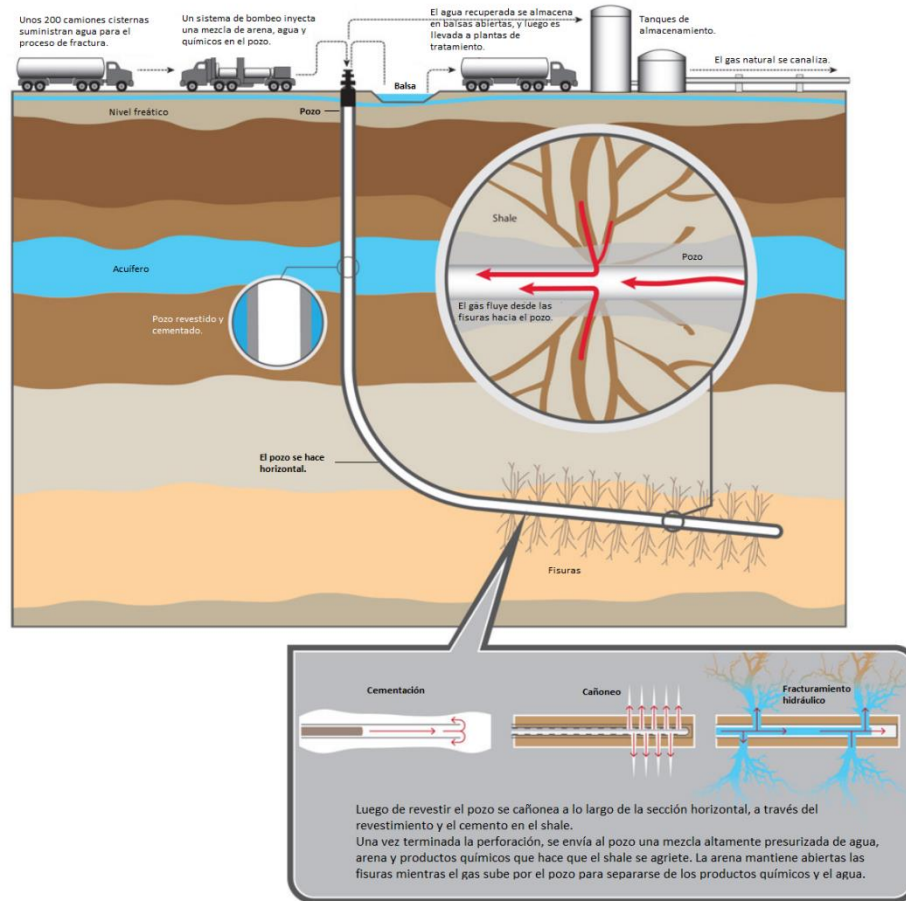


Figura 6 Proceso de fractura hidráulica.
Fuente: Marguá & Seijó, 2013

El fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales ha hecho una importante contribución a la industria del petróleo y el gas, pues según Britt, 2014 el método de fracturamiento hidráulico fue probado por primera vez en el año de 1948 a cargo de la compañía Stanolind Oil and Gas Corporation, por otro lado, la primera operación rentable no sucedió hasta alrededor de 1970 y 1980, donde se utilizó para el proceso, una pequeña cantidad de apuntalante logrando incrementos significativos en la producción de hidrocarburos.

Entre 1980 y 1990 se descubre la existencia de fracturas naturales en las lutitas con lo cual se plantean perforaciones horizontales de más o menos un kilómetro de extensión y en adelante, se desarrollaron y patentaron las técnicas: la perforación direccional y el fracturamiento hidráulico (*fracking*), los cuales se incorporan de manera combinada en el proceso de explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales (Charry & Perez, 2016). De esta forma, se pudo incrementar la permeabilidad en la roca, aumentando así en gran medida la extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencional.

2.5.1. Equipos de fracturamiento hidráulico.

La eficacia del proceso de fracturación hidráulico depende también del equipo utilizado para inyectar el fluido de perforación (ver figura 7). Los componentes principales son los siguientes:



1. Cabezal del pozo.	7. Camiones de bombeo.	13. Centro de monitoreo.
2. Línea de flujo.	8. Depósito de arena.	14. Embalse de agua.
3. Separador de arena.	9. Camiones para el transporte de arena.	15. Tubería de abastecimiento de agua.
4. Tanques de contraflujo.	10. Camiones para el transporte de ácido.	16. Tanques adicionales.
5-17. Calentadores de línea.	11. Camiones con aditivos químicos.	18. Separador deslizante.
6. Quemadores.	12. Mezcladora.	19. Colector de producción.

Figura 7 Equipos utilizados en el proceso de fracturamiento hidráulico.
Fuente: Millán, 2015

a) Tanques de almacenamiento.

Los tanques de almacenamiento se usan como depósito de los fluidos utilizados en el proceso de fracturación hidráulica. Los tanques de almacenamiento (ver figura 8) pueden tener capacidades de 500, 440 y 470 bls y formas (rectangulares y cilíndricas), además suelen tener de tres a cuatro conexiones (Hubei Petrokh Machine Manufacturing Co., Ltd, 2016).



Figura 8 Tanques para almacenamientos para líquidos.
Fuente: Oilwellequipments.com

b) Mezcladores (Blenders).

El mezclador o *blender* es un equipo que sirve para la aditivación, mezcla de productos y arena, bombeo de alimentación a las bombas de alta presión (ver figura 9). La función del equipo es combinar el fluido fracturante con el agente de soporte y aditivos para luego abastecer a las bombas de alta presión (Arthur, 2008).



Figura 9 Partes de un mezclador o blender.
Fuente: <https://www.portaldelpetroleo.com/>

c) Mangueras.

Las mangueras deben ser flexibles (ver figura 10) pues se debe realizar una selección correcta para lo cual influyen consideraciones como el tipo de fluido, presiones y caudales a manejar, debido a que transportará el fluido de fracturamiento hacia el pozo (Cevallos, 2009).



Figura 10 Mangueras utilizadas en el proceso de fracturamiento hidráulico.
Fuente: Rotarydrillinghose.es.

d) Manifolds

-Manifold de succión.

Este equipo recoge el fluido fracturante desde los tanques de almacenamiento durante el proceso de fractura y es conectado hacia las bombas de succión (Navarro 2017).

- Manifold de descarga.

El manifold de descarga funciona como receptor de los distintos fluidos que provienen de la bomba de descarga (ver figura 11). Cuenta con varias salidas que se conectan al manifold de succión (Navarro 2017).

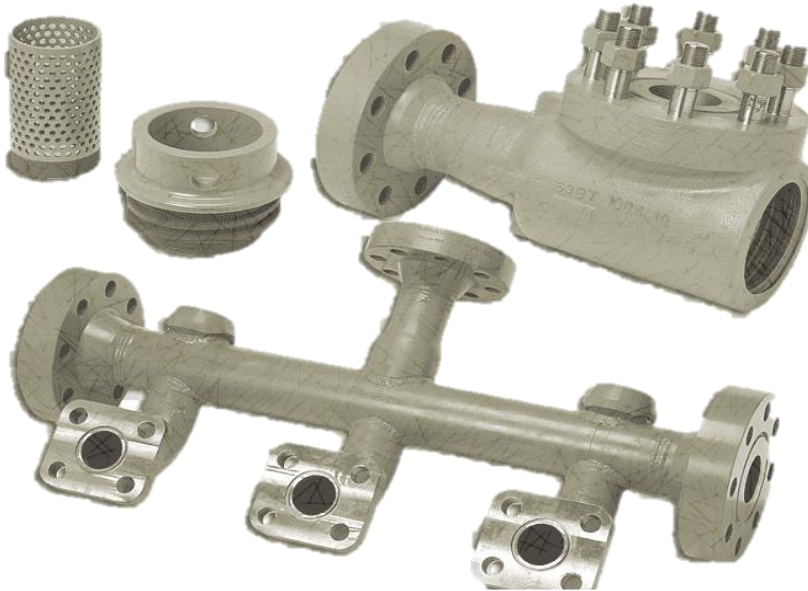


Figura 11 Manifold de descarga.
Fuente: Castañeda, 2007

e) **Bombas de fracturamiento**

Arthur (2008) describe a las bombas tanto de descarga como de succión de la siguiente manera:

- *Bomba de descarga.*

Las bombas de descarga abastecen con fluido desde la batea de mezcla (ver figura 12) al manifold de descarga. Para establecer el caudal de fractura más adecuado para el diseño se deben incluir medidores de flujo.

- *Bomba de succión.*

Las bombas de succión suministran el fluido desde el manifold de succión hacia el manifold de descarga o batea de mezcla, proporcionando de esta manera los aditivos para la fractura. Para el control de los caudales requeridos en el diseño las bombas cuentan con medidores de flujo.

f) Mezcladora.

Este equipo se depositan los fluidos de fracturamiento con arena u otro agente apuntalante los cuales son utilizados en el proceso de fractura para su mezcla (ver figura 12); Estos equipos son capaces de mantener la arena o apuntalante en suspensión para cumplir los objetivos del programa (Cevallos, 2009).



*Figura 12 Batea para la mezcla de aditivos de fracturamiento.
Fuente: Castañeda, 2007*

g) Fracturadores.

En el proceso de fracturamiento hidráulico se debe inyectar el fluido a un alto caudal y alta presión para lo cual se utilizan los fracturadores (ver figura 13) el cual está compuesto por una bomba de alta presión, un motor y una caja de transmisión. Estas bombas pueden trabajar entre 5000 a 10000 psi (Hubei Petrokh Machine Manufacturing Co., Ltd, 2016).



Figura 4 Fracturador para operaciones de fracking.

Fuente: <https://www.portaldelpetroleo.com/>

2.5.2. Insumos usados en el fracturamiento hidráulico.

Los insumos ayudan a producir el fluido de fractura adecuado según el diseño previsto para la operación de fracturamiento, el fluido debe cumplir con algunas características requeridas para garantizar una operación exitosa (Barrientos Muñoz, 2015); Para ello los insumos usados deben cumplir con ciertos requerimientos:

- El fluido de fractura debe ser compatible con la roca y el fluido de formación.
- El gel debe dar como resultado un ancho de fractura suficiente para permitir que la arena o el agente apuntalante penetre hasta la longitud esperada.
- El gel utilizado debe poder movilizar el agente apuntalante durante toda la operación.
- De acuerdo con el radio efectivo de la fractura, se debe proporcionar la cantidad necesaria de agua y aditivos químicos en el lugar de operaciones.

a) Agua.

La composición característica del fluido de fracturamiento es aproximadamente del 95-98% de agua y no es precisamente potable, que contiene hasta un 5% de arena como apuntalante y menos del 2% de aditivos químicos (Estrada, 2013).

El agua es el insumo más importante en el proceso de fractura y su uso conlleva etapas que se describen en el siguiente esquema:

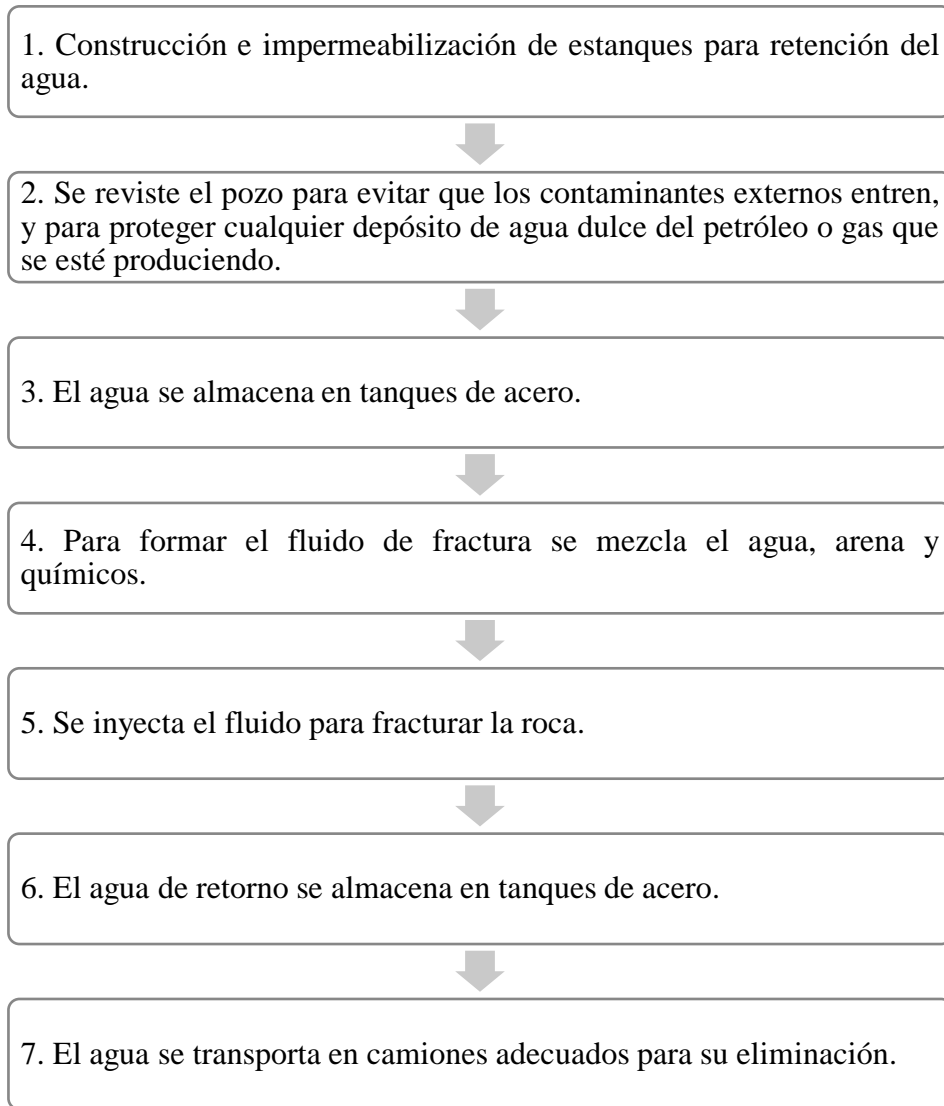


Figura 5 Proceso simplificado del agua en el fracturamiento hidráulico.
Fuente: Barrientos, 2015

El agua en el proceso de fracturamiento hidráulico aplicado a yacimientos no convencionales, en la primera etapa la zona para la retención del agua se construye e impermeabiliza para evitar que cualquier líquido se derrame en el sitio y se filtre al agua subterránea.

En la segunda etapa, se reviste y se cementa el pozo para evitar que los contaminantes externos entren y también para proteger cualquier depósito de agua dulce del petróleo o gas que se esté produciendo.

Para la tercera y cuarta etapa, el agua que es almacenada en tanques de acero es mezclada en *blenders* junto con la arena y aditivos químicos para formar el fluido de fracturamiento, en la quinta etapa este fluido de fractura es inyectado al pozo con el objetivo de incrementar la presión ejercida sobre la formación hasta que ésta se rompa o se fracture (Gillard, et al., 2011).

La sexta etapa corresponde al retorno del fluido de fractura llamándose ahora agua producida, la misma que una vez bombeada a superficie será almacenada en tanques de acero; Es posible que el agua producida traiga consigo materiales contaminantes radiactivos o agua de formación desde la roca fracturada. El agua producida además de ser almacenada en tanques de acero puede también ser almacenada en pozos abiertos en la superficie, reinyectarse en pozos inactivos de alta profundidad y hasta ser reutilizada para próximas fracturas (Barrientos, 2015).

b) Arena.

El fracturamiento hidráulico implica bombear millones de galones de agua, productos químicos y arena de fractura en el pozo a alta presión. Esto causa que la sección alrededor del pozo se fracture para liberar el hidrocarburo contenido en el shale. No obstante, a menos que se bombee continuamente, estas fracturas no permanecerán abiertas debido a la presión de sobrecarga, por ello la arena de fractura (ver figura 15) inyectada en el pozo asegura que las fracturas se mantengan abiertas con el fin de permitir la producción de hidrocarburos (Menga & Solsona, 2019).



Figura 6 Arena de sílice de grano fino.
Fuente: USGS, 2016.



La capacidad de la arena para soportar las fracturas expuestas se denomina "agente de sostén" y es fundamental para que el hidrocarburo pueda fluir hacia el pozo. El objetivo final de las operaciones de fracturamiento hidráulico es colocar el agente de sostén en la formación y formar así canales altamente conductivos. Consecuentemente, la elección del apuntalante es una parte clave del diseño de fracturas.

A lo largo de los años, se han utilizado materiales de diversos tipos y materiales como apuntalantes, por ello API establece especificaciones de control para la aplicación de la arena de fractura (Barrientos, 2015).

Normas:

- API RP 56: Arena para fracturamiento hidráulico.
- API RP 60: Agente de alta resistencia utilizado en fracturación hidráulica.
- API RP 58: Para arenas usadas en Gravel Packing.
- API RP 61: Usado para la valoración de la conductividad de fractura con agentes de sostén en corto tiempo (Short Term Test).

La arena es un insumo clave para los procesos de hidrocarburos no convencionales. Se estima que cada perforación horizontal utiliza aproximadamente 250 toneladas por fractura. Si bien la cantidad de arena utilizada para cada pozo es variable, depende del diseño de fracturamiento que se lleve a cabo, por lo que la cantidad de arena considerada para cada pozo es de 4700 toneladas, lo cual es una cantidad moderada en comparación con otras fuentes (Menga & Solsona, 2019).

c) Aditivos químicos.

El uso de químicos permitirá que el fluido de fractura tenga mejores características como: controlar la pérdida de fluido, reducir el daño de formación, adecuar el pH, controlar las bacterias, mejorar la estabilidad de la temperatura, etc (Muñoz & Jácome, 2016).

Barrientos en 2015 indica cuales son los tipos de aditivos mas comunes usados en el proceso de fracturamiento hidráulico y en la tabla 1 se especifican algunos de estos químicos juntamente con su función y porcentaje de concentración:

- *Fluidos base agua.* - Soluciones salinas, polímeros, mezclas agua-alcohol, soluciones ácidas.



Una de las técnicas a base de agua que es precisa tener presente para este trabajo, corresponde a la denominada *Slickwater*, pues es en un fluido al que se añade bactericidas, inhibidores de arcillas (cloruro de potasio), surfactante (isopropanol) con el fin de evitar las emulsiones, inhibidores de incrustaciones (etilenglicol) y reductores de fricción (poliacrilamida parcialmente hidrolizada), lo que resulta en una muy baja viscosidad al fluido. Además, se adicionan rompedores de gel para facilitar la degradación de los residuos de goma guar que queden en el canal conductivo (Blanco & Julio, 2011).

- *Polímeros (viscosificantes)*. - Cubren un rango amplio de tipos de formación, profundidades, presiones y temperaturas; Aumentan el peso molecular para contrarrestar la disminución de viscosidad por temperatura.
- *Fluidos base aceite*. - Se usan en formaciones sensibles al agua y como aditivo gelificante se usan derivados de ester-fosfato de aluminio.
- *Fluidos Multifásicos*. - Superan las características de los fluidos base agua o base aceite, añadiendo una segunda fase, para formar espumas o emulsiones.

Tabla 2 Aditivos químicos usados en el fracturamiento hidráulico.
Fuente: IAPG, 2013.

Sustancia	Función	Porcentaje en el fluido de fractura
Hipoclorito de sodio	Acondicionamiento del agua, control microbiano.	0,01- 0,02%
Glutaraldehído	Control microbiano.	0,001%
Hidróxido de sodio	Ajuste de pH para el fluido de fractura.	0,04 - 0,08%
Carbonato de sodio	Ajuste de pH para el fluido de fractura.	0,025%
Cloruro de potasio	Control de la expansión de arcillas.	0,0 - 0,91%
Sales de Borato / ácido bórico	Para reticular el fluido de fractura.	0,0 - 0,001%
Surfactantes	Tensioactivos: Para reducir las tensiones superficiales e interfaciales.	0,02%
Sílica (arena)	Agente de sostén.	4,0 - 6,0%



2.5.3. Proceso de fractura.

Gillard, et al., en 2011 señala que el propósito de la fracturación hidráulica es aumentar la productividad del pozo estableciendo una ruta de flujo desde la formación hasta el pozo, y para ello durante el tratamiento de fracturamiento, un equipo especial bombea fluido al pozo para que la presión ejercida sobre la formación se intensifique, hasta que se rompa o se fracture. El bombeo continuo hace que la fractura se propague lejos del pozo, lo que aumenta la superficie de la formación permitiendo así que los hidrocarburos fluyan hacia el pozo. Como resultado, los pozos petroleros logran una mayor productividad debido al incremento de la tasa de producción.

El tratamiento de fractura incluye dos fases principales de fluidos. La primera etapa o también llamada *etapa de colchón* la cual no abarca apuntalante, el fluido es bombeado por medio del espacio cañoneado a un tasa y presión idóneo para romper la formación y crear fracturas. En la segunda etapa o *etapa de lechada del apuntalante* se conduce el agente de sostén hacia las fracturas expuestas ya que cuando se detiene el bombeo, las fracturas se cierran sobre el apuntalante manteniéndolo en su lugar durante el flujo del fluido de fracturamiento y la producción de hidrocarburos (Gillard, et al., 2011).

2.5.3.1. Fracturamiento hidráulico en shale gas.

De acuerdo con Rodríguez (2017), refiere que para este tipo de yacimientos se inicia con una perforación vertical y va a depender del volumen de la formación productora para establecer si es suficiente perforar un pozo vertical, o recurrir a la perforación direccional con el fin de extender el área de contacto del pozo con el shale. De manera que una vez alcanzada la profundidad objetivo, se produce el proceso de fracturamiento hidráulico. Como se mencionó anteriormente el número de fracturas, extensión y orientación dependen del grosor del intervalo y demás particularidades de la formación.

Los fluidos necesarios para el proceso de fracturación en lutitas corresponden generalmente a fluidos basados en agua o aceite, con CO₂ o N₂ empleados para recuperar la energía del fluido, o ya sea la adición de componentes gelificantes (1 a 10 cp) mejorando la movilidad del apuntalante (arena), cabe señalar que el fluido más común para sales es el *slickwater* (fluidos no gelificados) el cual contiene cantidades mínimas de polímeros, que al ser bombeado a altas presiones produce fisuras, microgrietas, logrando también conectar canales cerrados, aun así no debe considerarse como un fluido ideal de



fractura puesto que cada proceso se diseña con base a los diferentes parámetros del yacimiento.

Predecir la susceptibilidad a los fluidos de fractura y comprender las características de la fractura, es fundamental conocer el tipo de arcilla, puesto que es un indicador de la presencia de rocas dúctiles, de modo que no se fracturan fácilmente y en lo correspondiente al fluido de fractura es más probable que incorpore apuntalante. Mientras que la presencia de rocas frágiles es beneficiosa para la fracturación hidráulica, puesto que la roca es quebradiza y al estar en contacto con el agua no reacciona.

Para sintetizar el párrafo anterior se desarrolla la siguiente tabla.

Tabla 3 Características de las arcillas (indicadores para la predicción de la sensibilidad de los fluidos, en el proceso de fracturamiento hidráulico).

Tipo de arcilla	Contacto con agua		Fracturamiento hidráulico
Esmectita (Dúctil)	<ul style="list-style-type: none"> - Problema con hinchamiento. - Inhabilita la producción de gas - Genera problemas de operación. 	<ul style="list-style-type: none"> - No se fractura fácilmente. - Propensa a incorporar agente de sostén. 	- No es propicia.
Illita (Frágil)	- No reacciona.	<ul style="list-style-type: none"> - Se fractura fácilmente. 	- Propicia.

CAPITULO III: RESULTADOS Y DISCUSIÓN

YACIMIENTO DE SHALE GAS

3.1. CUENCA FORT WORTH – TEXAS, EE. UU.

3.1.1. Historia del campo Little Hoss.

El campo Little Hoss fue descubierto en 2006 en el estado de Texas - Estados Unidos (ver figura 16), por la compañía operadora Chesapeake Energy Operating L.L.C. La compañía perforó el primer pozo con una profundidad de 9468 ft y lo denominaron J6P, que era un pozo horizontal debido a las características del campo, este pozo mostró el gran potencial y presencia de shale gas. Además, en 2007 se perforó el pozo 7E4P en la formación Barnett Shale que permitió el proceso de fracturamiento hidráulico no convencional.

Actualmente son más de 120 pozos activos que siguen siendo operados por la misma compañía, donde mayormente los pozos están produciendo de la formación Barnett Shale.

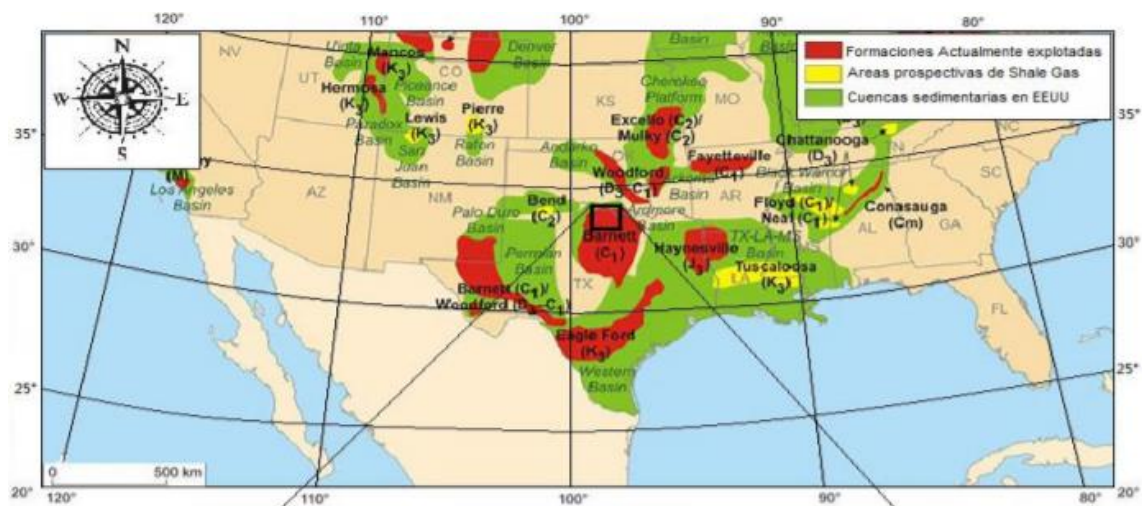


Figura 7 Ubicación de la cuenca Ford Worth.

Fuente: (Castro Martínez & Martín Camargo, 2016)

La cuenca Ford Worth contiene al campo Little Hoss, campo donde se encuentra la formación Barnett Shale (ver figura 17), la cual pertenece al periodo carbonífero inferior (misisípico), compuesta por arcilla, lutita y carbonatos, con un espesor que varía desde de 300 hasta 1000 ft. Además, la secuencia de depósito se originó en ambiente de plataforma marina.

Este yacimiento es considerado no convencional, de tipo shale gas con kerógeno de tipo II, puesto que la roca madre es la misma que la roca almacén, es decir que no ocurrió la migración debido a que la permeabilidad es muy baja.

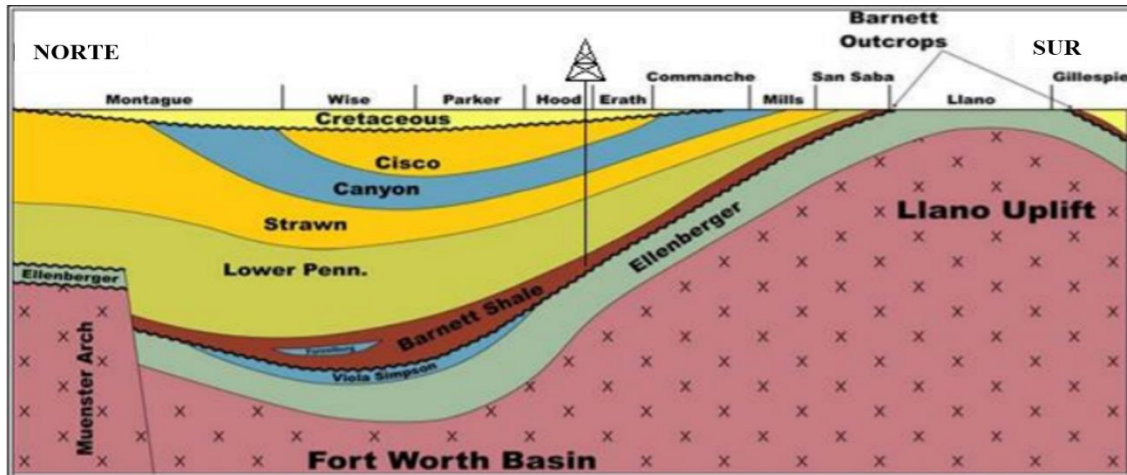


Figura 8 Corte estructural de la cuenca Fort Worth.

Fuente: (Castro Martínez & Martín Camargo, 2016)

- **Roca madre.** - Los hidrocarburos de la cuenca Fort Worth proviene de arcillas y calizas.
- **Roca reservorio.** - Esta cuenca corresponde a lutitas de la formación Barnett Shale. Además, tiene una porosidad de 4% y con una permeabilidad de 7×10^{-5} .
- **Trampa.** - Las trampas presentes en esta cuenca son una combinación de trampas estructurales y estratigráficas.

La formación presenta las siguientes características:

Tabla 3 Características de la Formación Barnett Shale.

Fuente: (Castro Martínez & Martín Camargo, 2016)

Formación Barnett Shale	
Propiedades:	Valor
Profundidad (ft)	6500 – 8500
Espesor bruto (ft)	300 – 1000
Temperatura de fondo (°F)	200
Toc (%)	4.5
Reflectancia vitrinita (%)	1.0 – 1.3
Porosidad (%)	4 – 5
Porosidad con contenido de gas (%)	2.5
Kh (mD*pie)	1.9
Contenido de gas (scf/ton)	0.01 - 2
Presión de yacimientos (psi)	300 -350
Gradiente de presión (psi/ft)	0.43 – 0.44



3.1.2. Diseño de fracturamiento.

Para el diseño de fracturamiento hidráulico fue fundamental considerar las propiedades petrofísicas del yacimiento (ver tabla 4), cómo: el volumen de arcilla (VSh), carbono orgánico total (TOC), porosidad (\emptyset), saturación de agua (S_w) y espesor neto de la formación (h). Los valores de cada uno de los parámetros antes mencionados fueron obtenidos mediante la interpretación de registros eléctricos, datos que ayudaron en la determinación de la zona fracturada para el pozo V2PH.

Tabla 4 Parámetros petrofísicos.
Fuente: (Castro Martínez & Martín Camargo, 2016)

Parámetro	Valor
Volumen de arcilla (VSh)	> 0,5 %
Carbono orgánico total sónico (TOC _S)	4 %
Carbono orgánico total neutrón (TOC _N)	1,5 %
Carbono orgánico total densidad (TOC _D)	2,5 %
Porosidad efectiva (\emptyset)	2,5 %
Espesor neto (h)	320 ft

El tipo de fracturamiento que se desarrolló fue multi etapas, el cual consiste en propagar fracturas en un mismo pozo, pero en diferentes secciones de este, cada una de estas secciones se denominan etapas o stages. El proceso de fracturamiento bajo esta modalidad, fue debido a las ventajas que presenta, principalmente en la disminución en el tiempo de operación, ya que el pozo se fractura en diferentes etapas simultáneamente, además se adapta a la terminación y a diferentes condiciones del pozo.

En el diseño del fracturamiento hidráulico se diseñaron 10 etapas a lo largo de los 3000 ft de sección horizontal del pozo, con una longitud de 300 ft.

En lo correspondiente a la selección de los fluidos y propantes, se estableció para el diseño de fractura usar la técnica *Slickwater* y además un segundo fluido reticulado o *Crosslinked*, con una concentración líquida de 0.5 gal/mgal, gravedad específica de 1.01 y sin concentraciones de sólidos, ambos fluidos se inyectaron por etapas. Los propantes usados fueron de tamaño 20/40 (ver figura 18) y 40/70 que es una medida del tamaño de grano en función del número de aperturas presentes en una pulgada lineal en un tamiz (Benavides Eraso & Martín Barceló, 2018).



Figura 9 Apuntalante de malla 20/40.
Fuente: Allix, et al., 2011

Para bombear los fluidos del tratamiento para el fracturamiento hidráulico, dentro de la formación, se definió el siguiente programa de bombeo (ver tabla 5).

Tabla 5 Programa de bombeo usado en el proceso de fracturación hidráulica.
Fuente: (Castro Martínez & Martín Camargo, 2016)

Fluido	Caudal [bl/min]	Volumen [gal]	Propante			Tiempo de bombeo [min]
			Tamaño	Concentración [PPA]	Masa [lb]	
Slickwater	70	19425	40/70	0,00	0,00	6,61
Slickwater	70	7500	40/70	0,20	1500	2,57
Slickwater	70	7500	40/70	0,35	2625	2,59
Crosslinked	70	5000	40/70	0,40	2000	1,73
Slickwater	70	2000	40/70	1,25	2500	0,72
Slickwater	70	5000	40/70	0,75	3750	1,76
Slickwater	70	10075	40/70	0,80	8060	3,55
Crosslinked	70	13000	40/70	1,00	13000	4,62
Slickwater	70	2000	40/70	2,00	4000	0,74
Slickwater	70	3000	20/40	0,20	600	1,03
Slickwater	70	3000	20/40	0,25	750	1,03
Slickwater	70	3000	20/40	0,40	1200	1,04
Slickwater	70	3000	20/40	0,60	1800	1,05
Crosslinked	70	2000	20/40	4,00	8000	0,80



3.1.3. Resultados de las etapas fracturadas.

Los resultados geométricos de cada una de las fracturas se presentan a continuación:

- La etapa 1 correspondió a la profundidad de 10990 - 11285 ft (profundidad en MD), se obtuvo un ancho de fractura de 0,23 in, con una extensión de 1365,96 ft en dirección del esfuerzo máximo, la fractura generada abarca 320 ft de alto y la conductividad generada fue de 206,33 mD/ft obteniendo un área total de 477594 ft².

- La etapa 2 correspondió a la profundidad de 10690 - 10985 ft (profundidad en MD), se obtuvo un ancho de fractura de 0,24 in, con una extensión de 821 ft en dirección del esfuerzo máximo, la fractura generada abarca 320 ft de alto y la conductividad generada fue de 292,57 mD/ft obteniendo un área total de 440177 ft².

- La etapa 3 correspondió a la profundidad de 10390 - 10685ft (profundidad en MD), se obtuvo un ancho de fractura de 0,22 in, con una extensión de 1438,77 ft en dirección del esfuerzo máximo, la fractura generada abarca 320 ft de alto y la conductividad generada fue de 273,6 mD/ft obteniendo un área total de 474024 ft².

- La etapa 4 correspondió a la profundidad de 10090 - 10385 ft (profundidad en MD), se obtuvo un ancho de fractura de 0,17 in, con una extensión de 1667,41 ft en dirección del esfuerzo máximo, la fractura generada abarca 320 ft de alto y la conductividad generada fue de 165,09 mD/ft obteniendo un área total de 541919 ft².

- La etapa 5 correspondió a la profundidad de 9790 - 10085 ft (profundidad en MD), se obtuvo un ancho de fractura de 0,34 in, con una extensión de 980,24 ft en dirección del esfuerzo máximo, la fractura generada abarca 320 ft de alto y la conductividad generada fue de 258,51 mD/ft obteniendo un área total de 325079 ft².

- La etapa 6 correspondió a la profundidad de 9490 - 9785 ft (profundidad en MD), se obtuvo un ancho de fractura de 0,17 in, con una extensión de 1234,86 ft en dirección del esfuerzo máximo, la fractura generada abarca 320 ft de alto y la conductividad generada fue de 215,07 mD/ft obteniendo un área total de 640839 ft².

- La etapa 7 correspondió a la profundidad de 9190 - 9485 ft (profundidad en MD), se obtuvo un ancho de fractura de 0,12 in, con una extensión de 2178,14 ft en dirección del esfuerzo máximo, la fractura generada abarca 320 ft de alto y la conductividad generada fue de 115,33 mD/ft obteniendo un área total de 421796 ft².

- La etapa 8 correspondió a la profundidad de 8890 - 9185 ft (profundidad en MD), se obtuvo un ancho de fractura de 0,25 in, con una extensión de 1259,84 ft en dirección del esfuerzo máximo, la fractura generada abarca 320 ft de alto y la conductividad generada fue de 215,24 mD/ft obteniendo un área total de 418908 ft².
- La etapa 9 correspondió a la profundidad de 9590 - 8885 ft (profundidad en MD), se obtuvo un ancho de fractura de 0,26 in, con una extensión de 1286,59 ft en dirección del esfuerzo máximo, la fractura generada abarca 320 ft de alto y la conductividad generada fue de 684,03 mD/ft obteniendo un área total de 418503 ft².
- La etapa 10 correspondió a la profundidad de 8290-8585 ft (profundidad en MD), se obtuvo un ancho de fractura de 0,39 in, con una extensión de 862,15 ft en dirección del esfuerzo máximo, la fractura generada abarca 320 ft de alto y la conductividad generada fue de 273,16 mD/ft obteniendo un área total de 183536 ft².

3.1.4. Resultados de producción.

Una vez realizado el proceso de fracturamiento en la formación Barnett Shale, la producción del pozo es favorable, y esto se lo puede percibir en la producción del pozo (ver figura 19), puesto que después de haber realizado la fractura en el año 2016, se tiene que para los años subsiguientes la productividad del pozo tiende a ir incrementando.

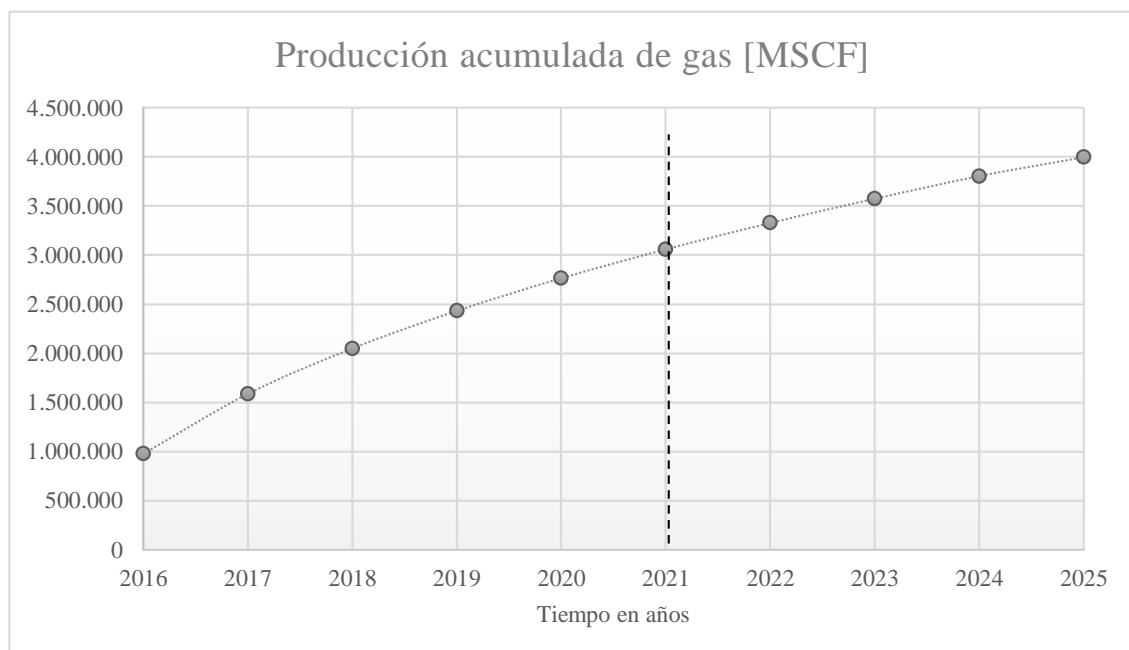


Figura 10 Producción acumulada de gas desde 2016 a 2025.

Fuente: (Castro Martínez & Martín Camargo, 2016)

3.2. FORMACIÓN EAGLE FORD.

La geografía de la formación Eagle Ford tiene una extensión de 80 kilómetros de ancho y 640 kilómetros de largo (ver figura 20), la cual atraviesa el condado Gonzales, ubicado en el norte hasta el condado Maverick ubicado en el sur en la frontera con México. Con una distribución que data del cretácico tardío que es regionalmente extensa, la lutita muestra un alto contenido de carbonatos, lo que la vuelve frágil y propicia para los tratamientos de fracturamiento hidráulico.

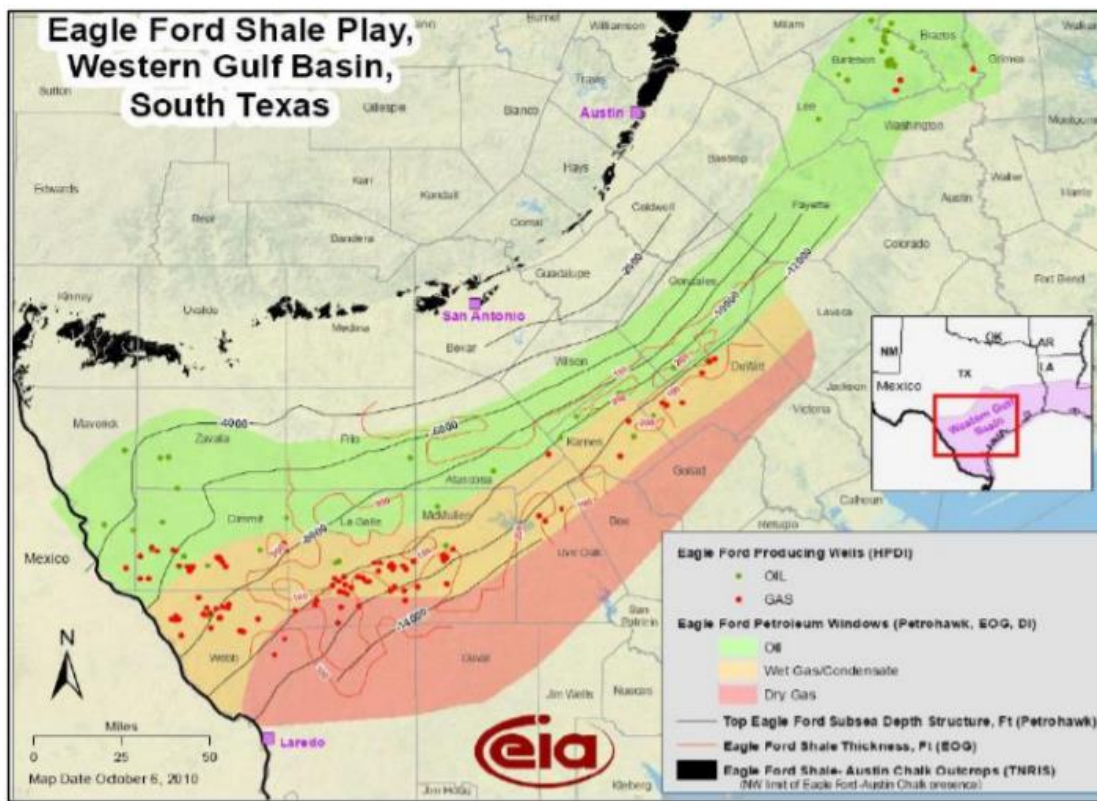


Figura 11 Mapa Eagle Ford.

Fuente: Administración de Información de Energía de EE. UU.

Es una formación reciente en el ámbito de desarrollo, teniendo en cuenta otros shale aledaños que son considerados productivamente económicos desde el año de 1980 (Mullen, et al., 2010). Sin embargo, Eagle Ford empieza su vida productiva a finales del año 2008. Además, se debe considerar que es una de las formaciones más prominentes en los Estados Unidos.

A una profundidad no mayor a 4 km, se encuentra la formación productora Eagle Ford que es una roca madre de Austin Chalk (trampa). Una de las cosas más relevantes de esta



formación es que posee depósitos de hidrocarburos en la misma roca. Lo que significa que las compañías operadoras tienen un reto para su producción. La compañía operadora Petrohawk Energy, fue la que perforó su primer pozo con la técnica fracking que se caracterizaba por ser un pozo horizontal. Con una producción diaria de 7.6 millones de pies cúbicos de gas natural (Garavito Muñoz & Cardenas Duran , 2014).

La formación Eagle Ford es extremadamente compacta, con permeabilidades muy bajas y porosidades de 6 a 10%, la presión de fondo está alrededor de 7000 a 10000 psi, el módulo de Young 2000 a 4500 psi, gradiente de fracturamiento 0.91 a 1.00 psi/ft y una temperatura de fondo alrededor de 270 a 300 °F.

Debido a la conectividad que existe entre el pozo y el yacimiento, la compañía Petrohawk decide implementar la técnica de fracturamiento hidráulico por canales de flujo HiWAY, con intención de mejorar el desempeño de los pozos como tratamiento de estimulación. Lo cual obtuvo resultados prometedores en 2 pozos. El primero pozo se denominó Heim#2H que obtuvo una tasa de producción inicial de gas de 37% más alta que la registrada en el mejor pozo vecino. Por otro lado, tenemos el pozo Dilworth#1H que también obtuvo resultados muy favorables, este pozo incremento un 32% teniendo en cuenta que fue comparado con los pozos a su alrededor, los mismos que fueron estimulados por técnicas convencionales.

La técnica de fracturamiento hidráulico por canales de flujo HiWAY, consiste en crear canales más estables que permitan que los hidrocarburos fluyan a través de estos y así generar un incremento en el volumen efectivo del yacimiento estimulado. El nivel de producción de los pozos puestos a prueba con esta técnica sigue siendo los más altos en el área. De tal forma que la compañía Petrohawk desplegó una flota para hacer tratamiento de fracturamiento en la formación Eagle Ford.

3.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los casos de estudio analizados en este trabajo muestran que, la técnica de fracturamiento hidráulico permitió obtener una considerable productividad en los pozos (ver figura 19).

Una de las principales características a considerar en el diseño de fracturamiento, son las propiedades petrofísicas del yacimiento, pues mediante ellas se pueden identificar parámetros importantes y mediante un proceso análisis y evaluación de estos especificar características para un fluido de fractura idóneo, manejar adecuadamente las presiones de bombeo todo esto en el marco de la caracterización del yacimiento.

Para el primer yacimiento de shale gas correspondiente a la cuenca Fort Worth, en cuanto a la geometría de fractura para las diez etapas, se obtuvo un ancho promedio de 0,23 in, la extensión de todas las fracturas abarcó 10494,14 ft y el área total fracturada comprendió un valor de 4'734.953 ft², la conductividad total generada con el fracturamiento fue de 269,89 mD/ft, lo cual se considera un valor alto en comparación al rango de permeabilidad de 0,00007 a 0,005 mD de la formación Barnett Shale, es decir con el fracturamiento hidráulico se logró un incremento de 0,8384 mD, con una conductividad de fractura [FDC] de 46,13%.

*Tabla 6 Resultados de las fracturas generadas.
Fuente: (Castro Martínez & Martín Camargo, 2016)*

Etapas	Conductividad [mD/ft]	Permeabilidad [mD]	Longitud [ft]	Permeabilidad promedio de la formación [mD]	FCD
1	206,33	0,6448	1365,96	0,005	30,21
2	292,57	0,9143	821	0,005	71,27
3	273,6	0,8550	1438,77	0,005	38,03
4	165,09	0,5159	1667,41	0,005	19,80
5	258,51	0,8078	980,24	0,005	52,74
6	215,07	0,6721	1234,86	0,005	34,83
7	115,33	0,3604	2178,14	0,005	10,58
8	215,24	0,6726	1259,84	0,005	34,16
9	684,03	2,1376	1286,59	0,005	106,33
10	273,16	0,8536	862,15	0,005	63,36
Prom.	269,89	0,8434	1309,49	0,005	46,13



Se determina que para las etapas 7 y 9 hay un cambio notorio en la conductividad, pues en la etapa 7 se observa una baja permeabilidad en consideración de los demás stages, mientras que por el contrario en la etapa 9 la conductividad es una de las más altas en comparación a las demás, siendo más eficiente el proceso de fractura en esta etapa.

Por otro lado, para el segundo yacimiento de Eagle Ford se implementó la técnica de fracturamiento hidráulico por canales de flujo HiWAY, por lo cual se observan resultados alentadores en los dos pozos, donde el primero obtuvo una tasa de producción inicial de gas de 37% más alta que la registrada en el mejor pozo vecino, por otro lado, el segundo pozo también obtuvo resultados muy favorables incrementando un 32% con los pozos a su alrededor.

Mediante los datos de producción obtenidos de los yacimientos estudiados, se analiza el incremento de la productividad por la aplicación de la técnica de fracturamiento hidráulico, esto gracias a la adecuada consideración de los parámetros petrofísicos por un posterior diseño de fractura que permitió el aprovechamiento del potencial hidrocarburífero en estos yacimientos tipo sales gas. La tecnología ha mostrado ser exitosa. De lo anterior, se puede inferir que la fracturación hidráulica al ser aplicada a los pozos restantes de la cuenca es factible porque generalmente es beneficioso para aumentar la producción de los campos petroleros.

Como consecuencia a lo expuesto, los resultados obtenidos en el análisis bibliográfico revelan que el fracturamiento hidráulico incrementó la producción en todos los pozos de los yacimientos shale gas, donde se implementó la técnica. Los yacimientos sometidos al fracturamiento hidráulico generaron un aumento en la permeabilidad y por consiguiente generaron canales de flujo idóneos para que el hidrocarburo fluya hacia el pozo y llegue a superficie.

De este modo, mediante el análisis de los yacimientos de shale gas, se expuso la influencia que tiene el fracking en este tipo de recurso no convencional, además se considera también fundamental la combinación de la técnica de perforación direccional y de fracturamiento hidráulico puesto que se han logrado mejores resultados de producción.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



CONCLUSIONES

De la información adquirida a partir de papers, textos etc. y el análisis de incidencia de la técnica de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales, se puede concluir lo siguiente:

La Formación Barnett Shale presenta permeabilidades de 0,00007 mD a 0,005 mD, además de propiedades petrofísicas como (TOC) de 4,5% caracterizándola como un yacimiento no convencional de tipo shale gas.

La cuenca Fort Worth obtuvo un incremento en la permeabilidad con un valor de 0,83 mD, siendo esto un resultado positivo debido al alto grado de compactación que presentaba la formación, atribuyéndose el éxito al diseño del fluido de fractura puesto que se basó en una base agua (slickwater) permitiendo alcanzar una conductividad de fractura del 46,13%.

El pozo V2PH con el proceso de fracturamiento hidráulico, para las diez etapas descritas determinó que para el primer año el pozo habría producido 1'058.570 MSCF.

RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar un estudio sobre otras posibles técnicas en la explotación de recursos hidrocarbúferos, de los demás yacimientos no convencionales.

Estudiar otros pozos con características de reservorio similares, donde se hayan usado diferentes fluidos de fractura para contrastar los resultados del diseño.

Al ser una tecnología en constante desarrollo se recomienda considerar los impactos del fracking a largo plazo en aspectos como ambiente, el uso del agua y salud.

BIBLIOGRAFÍAS Y ANEXO

BIBLIOGRAFÍA

- AIHE. (2013). *OLADE* . Obtenido de <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00065.pdf>
- Allix, P., Burnham, A., Fowler, T., Herron , M., Kleinberg, R., & Symington, B. (2011). Extracción del petróleo contenido en lutitas. *Oilfield Review*.
- Arthur, J. D., Bohm, B., & Layne, M. (2008, Septiembre). Hydraulic Fracturing Considerations for Natural Gas Wells. *Ground Water Protection Council 2008 Annual Forum*(24-24).
- Bachet Lerche , J. (2012). *Dificultades de la explotación de gas en lutitas [Proyecto final, Instituto Tecnológico de Buenos Aires]*. Repositorio institucional, Buenos Aires, Argentina.
- Barreiro, E., & Masarik, G. (2011). Los reservorios no convencionales, un “fenómeno global”. *Petrotecnia*, 12-18.
- Barrientos Muñoz, A. (2015). *Fractura hidráulica en pozos petroleros no convencionales [Tesis de ingeniería, Universidad de Aconcagua]*. Academia.edu, Santiago - Chile. Obtenido de https://www.academia.edu/28531416/Fractura_Hidr%C3%A1ulica_en_Pozos_Petroleros_no_Convencionales
- Benavides Eraso, E., & Martín Barceló, J. D. (2018). *Análisis conceptual de la tecnología de las estimulaciones hidráulicas masivas y su potencial aplicación en yacimientos no convencionales de Colombia [Tesis de ingeniería, Universidad de América]*. Repositorio intitucional, Bogotá.
- Blanco, A., & Julio, V. (Abril de 2011). Shale Frac: Un acercamiento a esta nueva tecnología. *Petrotecnia, II*.
- Britt, M. L. (2014). *Unconventional resources completion and stimulation - urcs*. Oklahoma, United States.

- Bruner, K., & Smosna, R. (2011). *A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin*. E.E.U.U.
- Castañeda Andrade, A. V. (2007). *Incremento de producción del campo Parahuaco de Petroproducción implementando fracturamiento hidráulico en arenas de baja permeabilidad [Tesis de ingeniería, Escuela Politécnica Nacional]*. Repositorio institucional, Quito - Ecuador.
- Castro Martínez, S. D., & Martín Camargo, J. (2016). Diseño de fracturamiento hidráulico no convencional en el pozo horizontal V2PH del campo Little Hoss de la formación Barnett Shale, ubicado en Texas, Estados Unidos. (*Tesis de pregrado*). Fundación Universidad de América, Bogotá.
- Cevallos, P. (2009). Optimización de la producción mediante el fracturamiento hidráulico al reservorio M1 del pozo Y.
- Charry Ocampo, S., & Perez, A. (2016). *Efectos de la estimulación hidráulica (fracking) en el recurso hídrico: implicaciones en el contexto colombiano*. Colombia. doi:<https://dx.doi.org/10.18359/rcin.2549>
- Dr., Á. C. (2013). Taller de hidrocarburos de lutitas, Gas shale- aspectos Geofísicos. *Instituto Mexicano del Petróleo- IMP, México*.
- Enerdata. (diciembre de 2019). *Enerdata*. Obtenido de <https://datos.enerdata.net/energia-total/produccion-energetica-mundial.html>
- Energy. (s.f.). <https://www.energy.gov/>. Obtenido de <https://www.energy.gov/fe/project-selections-advanced-technologies-recovery-unconventional-oil-gas-resources>
- Gallegos, E. (24 de febrero de 2014). *YPF*. Obtenido de <https://www.ypf.com/energiaypf/Novedades/Paginas/Que-son-los-yacimientos-no-convencionales.aspx>
- Garavito Muñoz, J. Y., & Cardenas Duran, O. S. (2014). *Análisis de sensibilidad de parámetros geomecánicos en un yacimiento de shale oil hidráulicamente fracturado usando un simulador numérico. [Tesis de ingeniería, Universidad Industrial de Santander]*. Repositorio institucional, Bucaramanga, Colombia.

- Gillard, M., Miller, M., Johnson, J., Turner, M., Medvedev, O., Rhein, T., & Willberg, D. (2011, noviembre 23). *slb.com*. Retrieved from https://www.academia.edu/8455244/Fracturamiento_con_canales_de_flujo_abiertos
- Grajales Nishimura, J. M. (2013). *Yacimientos convencionales y no convencionales*. México: Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).
- Hubei Petrokh Machine Manufacturing Co., Ltd. (2016). Obtenido de <http://oilwellequipments.com/>
- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas [IAPG]. (2013). *El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales*. (2da. ed.). Buenos Aires, Argentina: Gutten Press. Obtenido de <http://users.df.uba.ar/carlosv/dov/combustibles-fosiles/geologia+paleontologia/ABC%20de%20los%20Yacimientos%20No%20convencionales.pdf>
- Javier, E. H. (2013). Desarrollo del gas de lutita (shale gas) y su impacto en el mercado. *Reflexión para Centroamérica, Naciones Unidas-Comisión Económica*.
- López, B. I. (2013). *Fracturamiento hidráulico multietapas [Tesis de ingeniería, UNAM]*. Repositorio institucional. Obtenido de <http://www.oilproduction.net/files/Tesis-estimulacion%20hidraulica.pdf>
- Lorenzo García, E., & Morato Medina, A. (2018). *Geología del petróleo* (primera ed.). La Libertad, Ecuador: UPSE.
- Maldonado Pérez, Y. S. (2014). *Aceite en lutitas (shale oil) un recurso no convencional y su perspectiva en México [Tesis de ingeniería, UNAM]*. Repositorio institucional, México.
- Marguí, E., & Seijó, C. (2013). *Informe sobre la fracturación hidráulica en el estado español*. España. Obtenido de <http://www.albasud.org/downloads/158.pdf>
- Martínez, S. D. (2016). Diseño de fracturamiento hidráulico no convencional.
- McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K., & Stankiewicz, A. (2011, noviembre 23). *Slb.com*. Retrieved from <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/03-basic-petro-2-spanish>

- Menga, M., & Solsona, M. N. (octubre de 2019). <http://informacionminera.produccion.gob.ar>. Obtenido de <http://informacionminera.produccion.gob.ar/assets/datasets/ARENAS%20PARA%20FRACKING%20vf3.pdf>
- Millán, R. A. (2015). Optimización de los sistemas de perforación y terminación en pozos de shale gas.
- Monteverde, A. C. (2015). *Estudio de los yacimientos no convencionales de lutitas petrolíferas y su potencial de explotación en la formación la luna en venezuela [Tesis de Ingeniería, Universidad Central de Venezuela]*. Repositorio institucional, Caracas, Venezuela. Obtenido de <http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/14529/1/TESIS%20Adriana%20Guti%C3%A9rrez.pdf>
- Mullen, J., Lowry, J. C., & Nwabuoku, K. C. (2010, noviembre 02). <https://onepetro.org>. Texas, EE. UU. . doi:<https://doi.org/10.2118/138446-MS>
- Muñoz Cabanilla, D. F., & Jácome Pazmiño, M. A. (2016). *Diseño de fracturamiento hidráulico para la optimización de la producción en el pozo FITC-2D [Tesis de ingeniería, Escuela Politécnica del Litoral]*. Repositorio institucional, Guayaquil - Ecuador. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/96539/DCD70181.pdf>
- Navarro Rodríguez, C. (2017). *Teoría del fracturamiento hidráulico [Tesis de ingeniería, Universidad Autónoma de México]*. Repositorio institucional, Ciudad Universitaria, México. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/14074/tesis.pdf?sequence=3>
- Nishimura, J. M. (2013). *Nanopdf.com*. Obtenido de Instituto Mexicano del Petróleo (IMP): https://nanopdf.com/download/yacimientos-convencionales-y-no-convencionales_pdf
- ONU. (2016). *Crónica ONU*. (S. Foster, & D. Elzinga, Editores) Obtenido de <https://www.un.org/es/chronicle/article/el-papel-de-los-combustibles-fosiles-en-un-sistema-energetico-sostenible>

Rezaee, R. (2019). *Development of Unconventional Reservoirs*. Curtin University. Australia: MDPI.

Schlumberger. (2016). *www.slb.com*. Obtenido de <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/defining-heavyoil-jan-2016.ashx>

SENER. (2015). Perspectiva del mercado del gas Natural. En A. Lajous, *Nuevas perspectivas del gas natural en México*. Mexico. Obtenido de <http://www.energia.gob.mx/portal/Default.aspx?id=1433>

ANEXO

1. FUTUROS PROYECTOS PARA LA RECUPERACIÓN DE RECURSOS DE PETRÓLEO Y GAS NO CONVENCIONALES.

En la pagina web de Energy se mencionan algunos proyectos futuros para la recuperación de recursos no convencionales, entre los cuales se etacan los siguientes:

- Estimulación de grandes volúmenes de roca para mejorar la recuperación de fluidos mediante la fracturación hidráulica asistida por la sísmica - Oklahoma State University.

Stillwater desarrollará una nueva tecnología de trituración de grandes volúmenes de roca en formaciones de baja permeabilidad, para mejorar la recuperación de petróleo y gas natural en recursos no convencionales. La trituración es la acción de reducir las partículas de un material a un tamaño más pequeño. Se espera que aplicado a gran escala provoque un aumento significativo de la permeabilidad, lo que conduce a una mejora de los factores de recuperación de los fluidos del subsuelo, incluidos el petróleo y el gas natural. El proyecto combina un enfoque experimental y computacional integrado para desarrollar y demostrar una tecnología modular que puede aplicarse fácilmente en el campo para aumentar las prácticas actuales.

- Una novedosa tecnología de "microchips inteligentes" para el diagnóstico de precisión de las redes de fractura hidráulica - University of Kansas Center for Research Inc.

Lawrence, KS desarrollará una tecnología de sensores para mejorar la caracterización del subsuelo, la visualización y el diagnóstico de yacimientos no convencionales. La tecnología, que ofrece un diagnóstico de precisión de las fracturas hidráulicas con una novedosa tecnología de imágenes de alta resolución basada en microchips inteligentes de apuntalamiento, aborda lagunas críticas en la comprensión del comportamiento de los yacimientos de esquisto no convencionales y las estrategias óptimas de terminación de pozos para permitir una recuperación más rentable de los recursos no convencionales.