

**IDENTIFICACIÓN DE LAS MEJORES PRÁCTICAS PARA MINIMIZAR LOS  
POSIBLES IMPACTOS AMBIENTALES DEL TRATAMIENTO EN SUPERFICIE DEL  
FLUIDO DE RETORNO EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO  
EN LA FORMACIÓN LA LUNA, COLOMBIA, A PARTIR DE LA EXPERIENCIA DE  
UN CASO INTERNACIONAL**

**MIGUEL ÁNGEL ROJAS HIDALGO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE EDUCACIÓN PERMANENTE Y AVANZADA  
ESPECIALIZACIÓN EN GESTIÓN AMBIENTAL  
BOGOTÁ D.C.**

**2020**

**IDENTIFICACIÓN DE LAS MEJORES PRÁCTICAS PARA MINIMIZAR LOS  
POSIBLES IMPACTOS AMBIENTALES DEL TRATAMIENTO EN SUPERFICIE DEL  
FLUIDO DE RETORNO EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO  
EN LA FORMACIÓN LA LUNA, COLOMBIA, A PARTIR DE LA EXPERIENCIA DE  
UN CASO INTERNACIONAL**

**MIGUEL ÁNGEL ROJAS HIDALGO**

**Monografía para optar por el título de Especialista en  
Gestión Ambiental**

**Orientador(a):**

**JUAN CAMILO CELY GARZÓN  
INGENIERO QUÍMICO / MÁSTER INGENIERÍA AMBIENTAL**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE EDUCACIÓN PERMANENTE Y AVANZADA  
ESPECIALIZACIÓN EN GESTIÓN AMBIENTAL**

**BOGOTÁ D.C.**

**2020**

**NOTA DE ACEPTACIÓN**

---

---

---

---

---

---

Firma del Director de la Especialización

---

Firma del Calificador

Bogotá, D.C., agosto de 2020

**DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada García - Peña

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. María Claudia Aponte González

Vicerrector de Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretaria General

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Directora Especialización en Gestión Ambiental

Dra. Nubia Liliana Becerra Ospina

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

## **AGRADECIMIENTOS**

Gracias a Dios por permitirme optar por el grado de especialista en compañía de mis padres. Gracias a su sacrificio y a las enseñanzas que me inculcaron desde mis primeros años, soy el ser humano que soy hoy en día.

Agradezco a todos los que hicieron parte de este importante trabajo en mi vida, que engrandece mis conocimientos para aportar un grano de arena a la sociedad en busca de un verdadero cambio.

## CONTENIDO

|  | pág. |
|--|------|
| INTRODUCCIÓN   | 20   |
| OBJETIVOS  | 21   |
| 1. GEOLOGÍA E HIDROGEOLOGÍA                            | 22   |
| 1.1. Formación La Luna                                 | 23   |
| 1.1.1. Localización                                    | 24   |
| 1.1.2. Columna Estratigráfica                          | 26   |
| 1.1.3. Estratigrafía y Litología                       | 28   |
| 1.1.3.a. Miembro Salada                                | 28   |
| 1.1.3.b. Miembro Pujamana                              | 28   |
| 1.1.3.c. Miembro Galembo                               | 28   |
| 1.1.4. Hidrogeología                                   | 29   |
| 1.1.4.a. Sistema de Acuífero Abanico de Aguachica      | 30   |
| 1.1.4.b. Sistema de acuíferos Mariquita-Dorada-Salgar  | 30   |
| 1.1.4.c. Sistema Acuífero Valle Medio del Magdalena    | 30   |
| 1.2. Formación Eagle Ford                              | 32   |
| 1.2.1. Localización                                    | 34   |
| 1.2.2. Columna Estratigráfica                          | 35   |
| 1.2.3. Estratigrafía y Litología                       | 37   |
| 1.2.4. Hidrogeología                                   | 38   |
| 1.2.4.a. Acuífero Gulf Coast                           | 40   |
| 1.2.4.b. Acuífero Yegua-Jackson                        | 41   |
| 1.2.4.c. Acuífero Carrizo-Wilcox                       | 42   |
| 1.3. Analogía Formación La Luna y Formación Eagle Ford | 42   |

|   |    |
|---|----|
| 2. RIESGOS AMBIENTALES DEL TRATAMIENTO DE FLUIDO DE RETORNO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO                                | 49 |
| 2.1. Puesta en Marcha de un pozo de Hidrocarburos en YNC  | 49 |
| 2.1.1. Etapa de Completamiento:   | 52 |
| 2.1.2. Etapa de Well Testing:   | 54 |
| 2.1.3. Volumen necesario de Fluido de Fractura.   | 57 |
| 2.2. Fluido de fractura   | 61 |
| 2.2.1. Componentes del Fluido de Fracturamiento Hidráulico  | 61 |
| 2.3. Riesgos Ambientales  | 64 |
| 3. MEJORES PRÁCTICAS PARA EL TRATAMIENTO EN SUPERFICIE DE FLUIDO DE RETORNO EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 68 |
| 3.1. Economía Circular  | 69 |
| 3.1.1. Reutilización del Fluido de Fractura   | 70 |
| 3.1.1.a. Membrana de Destilación  | 72 |
| 3.1.1.b. Caracterización del Fluido de Retorno antes y después del Tratamiento  | 74 |
| 3.1.1.c. Volumen recuperado con reutilización   | 76 |
| 3.1.2. Fluidos de Fractura Sostenibles  | 78 |
| 3.2. Herramientas de Gestión  | 81 |
| 4. CONCLUSIONES   | 84 |
| 5. RECOMENDACIONES  | 85 |
| BIBLIOGRAFÍA  | 86 |

## LISTA DE FIGURAS

|  | pág. |
|--|------|
| <b>Figura 1.</b> Cuencas Geológicas con Potencial de No Convencionales en Colombia   | 23   |
| <b>Figura 2.</b> Ubicación Cuenca Valle Medio del Magdalena VMM, Colombia  | 25   |
| <b>Figura 3.</b> Columna estratigráfica Valle Medio del Magdalena VMM generalizada y Formación La Luna en la Quebrada La Sorda, Santander, Colombia. | 27   |
| <b>Figura 4.</b> Definición de Unidades de Análisis Hidrogeológico según IDEAM   | 29   |
| <b>Figura 5.</b> Sistemas de Acuíferos de la Cuenca Sedimentaria de Valle Medio del Magdalena  | 31   |
| <b>Figura 6.</b> Producción de crudo en EE. UU.  | 32   |
| <b>Figura 7.</b> YNC en EE. UU: (Excluyendo Alaska y Hawái)  | 33   |
| <b>Figura 8.</b> Ubicación de la Formación Eagle Ford, Texas, EE. UU. Pozos de crudo y gas en 2013, y próximos a desarrollar                         | 35   |
| <b>Figura 9.</b> Columna Estratigráfica Generalizada Formación Eagle Ford, Texas, EE. UU.  | 36   |
| <b>Figura 10.</b> Afloramiento Formación Eagle Ford, Texas EE. UU.   | 37   |
| <b>Figura 11.</b> Acuíferos Menores y Mayores en Texas, EE. UU.  | 38   |
| <b>Figura 12.</b> Columna Estratigráfica Generalizada, Formación Eagle Ford  | 39   |
| <b>Figura 13.</b> Acuífero Gulf Coast, Texas y Corte Seccional.  | 40   |
| <b>Figura 14.</b> Acuífero Yegua-Jackson, Texas y Corte Seccional  | 41   |
| <b>Figura 15.</b> Acuífero Carrizo-Wilcox y Corte Seccional  | 42   |
| <b>Figura 16.</b> Mapa de Norteamérica en el periodo cretácico   | 44   |
| <b>Figura 17.</b> Depositación Formación La Luna, Cretácico Superior   | 45   |
| <b>Figura 18.</b> Distribución de cuerpos rocosos al norte de Suramérica (Colombia y Venezuela) en periodo Cretácico.                                | 46   |
| <b>Figura 19.</b> Analogía entre Formación Eagle Ford y La Luna  | 48   |
| <b>Figura 20.</b> Puesta en Marcha de un pozo de Hidrocarburos en YNC  | 50   |
| <b>Figura 21.</b> Taladro de perforación en tierra   | 50   |
| <b>Figura 22.</b> Operaciones de Well Testing  | 51   |
| <b>Figura 23.</b> Vista Aérea de Operaciones de Fracturamiento Hidráulico  | 51   |
| <b>Figura 24.</b> Pozo en producción   | 52   |
| <b>Figura 25.</b> Fracturamiento inicial o Refrac  | 52   |

|  |    |
|--|----|
| <b>Figura 26.</b> Información para el completamiento de un pozo.   | 53 |
| <b>Figura 27.</b> Choke manifold   | 54 |
| <b>Figura 28.</b> Trampa de arena  | 55 |
| <b>Figura 29.</b> Distribución interna - Separador horizontal  | 56 |
| <b>Figura 30.</b> Separadores trifásicos   | 56 |
| <b>Figura 31.</b> Perfil Direccional Pozo A  | 58 |
| <b>Figura 32.</b> Asunciones y Resultado de Cálculos, Pozo Caso Estudio-1  | 60 |
| <b>Figura 33.</b> Caracterización Fluido de Fracturamiento Hidráulico usado por Anadarko Petroleum Corporation, en el pozo Worthey Ranch 37H, junio de | 62 |
| <b>Figura 34.</b> Localización Pozo Worthey Ranch 37H, Texas   | 62 |
| <b>Figura 35.</b> Áreas de Estudio de Proyectos Sostenibles  | 68 |
| <b>Figura 36.</b> Economía Lineal y Economía Circular  | 69 |
| <b>Figura 37.</b> Ciclo del Agua en Operaciones de Fracturamiento Hidráulico Multietapas, Caso de Estudio  | 72 |
| <b>Figura 38.</b> Destilación a través de membranas.   | 73 |
| <b>Figura 39.</b> Caracterización Teórica del Fluido de Retorno antes y después de tratamiento   | 75 |
| <b>Figura 40.</b> Asunciones y Resultado de Cálculos   | 76 |
| <b>Figura 41.</b> Matriz de evaluación de aditivos químicos  | 79 |
| <b>Figura 42.</b> Bloques de retención de tuberías de flujo  | 83 |

**LISTA DE ANEXOS**

|   | pág. |
|---|------|
| <b>Anexo A.</b> Ubicación Cuenca Valle Medio del Magdalena VMM  | 91   |
| <b>Anexo B.</b> Columna estratigráfica Valle Medio del Magdalena VMM generalizada y formación La Luna en la Quebrada La Sorda, Santander, Colombia. | 92   |
| <b>Anexo C.</b> Sistemas de Acuíferos de la Cuenca Sedimentaria de Valle Medio del Magdalena  | 93   |
| <b>Anexo D.</b> Columna Estratigráfica Formación Eagle Ford, Texas  | 94   |

## ABREVIATURAS

|                       |  |
|-----------------------|--|
| <b>ANH</b>            | Agencia Nacional de Hidrocarburos  |
| <b>ANLA</b>           | Asociación Nacional de Licencias Ambientales                                   |
| <b>BGS</b>            | British Geological Survey  |
| <b>BOPD</b>           | Barriles de petróleo al día  |
| <b>Cat</b>            | Catatumbo  |
| <b>CO<sub>r</sub></b> | Cordillera Oriental  |
| <b>C-P</b>            | Caguán Putumayo  |
| <b>CR</b>             | Cesar Ranchería  |
| <b>°C</b>             | Grados Celsius   |
| <b>EE. UU.</b>        | Estados Unidos de América  |
| <b>EIA</b>            | Energy Information Administration  |
| <b>EIA</b>            | Estudio de Impacto Ambiental   |
| <b>EPA</b>            | Environmental Protection Agency  |
| <b>K</b>              | Kelvin   |
| <b>ICP</b>            | Instituto Colombiano del Petróleo  |
| <b>IDEAM</b>          | Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales                   |
| <b>NORM</b>           | Material residual de un proceso, que contiene materiales radiactivos naturales |
| <b>PPM</b>            | Partes por Millón  |
| <b>Ro</b>             | Vitrina de Reflectancia  |
| <b>S-SJ</b>           | Sinú San Jacinto   |
| <b>TD</b>             | Total Depth  |
| <b>TSS</b>            | Sólidos Suspendidos Totales  |
| <b>TDS</b>            | Sólidos Disueltos Totales  |
| <b>TOC</b>            | Total Organic Carbon   |
| <b>TVD</b>            | True Vertical Depth  |
| <b>UIS</b>            | Universidad Industrial de Santander  |
| <b>UNAM</b>           | Universidad Nacional Autónoma de México  |
| <b>VIM</b>            | Valle Inferior del Magdalena   |
| <b>VMM</b>            | Valle Medio del Magdalena  |

**VSM** Valle Superior del Magdalena  
**YNC** Yacimientos No Convencionales.

## GLOSARIO

**AFLORAMIENTO:** Se entiende por afloramiento un cuerpo de roca expuesto en la superficie de la tierra (Schlumberger, 2017).

**AGENTE ROMPEDOR O DE RUPTURA:** Sustancia química utilizada para reducir la viscosidad de fluidos de tratamiento especializados como geles y espumas. Puede ser favorable reducir la viscosidad del fluido, tanto como parte de un tratamiento, como para permitir el retroceso del fluido de tratamiento utilizado, como tras el tratamiento como parte del proceso de eliminación de fluidos (Schlumberger, 2017).

**ANISOTROPÍA:** El término corresponde a la variación predecible de una propiedad de un material con la dirección en la que se mide, lo cual puede producirse en todas las escalas. En las rocas, la variación de la velocidad sísmica medida en sentido paralelo o perpendicular a las superficies de estratificación es una forma de anisotropía (Schlumberger, 2017).

**EROSIÓN:** Remoción física de material de una superficie generalmente causado por el choque de gotas líquidas o arrastre de partículas sólidas, el mecanismo de daño más común es el choque de partículas sólidas (Kayode, 2018).

**ESTIMULACIÓN MATRICIAL:** El término hace referencia a una técnica para tratar la formación cercana al pozo, este tratamiento incluye ácido, solvente y tratamientos químicos que permiten mejorar la permeabilidad de la formación, lo que incrementa la productividad de un pozo. El objetivo de un tratamiento matricial es diferente en areniscas que en carbonatos. En areniscas restauran o mejoran la permeabilidad natural de la formación eliminando posibles bloqueos en los poros, mientras que en los carbonatos crea nuevos canales o túneles altamente conductores que sortean los daños de la formación (Schlumberger, 2017).

**FACIE:** Se entiende por facie, un grupo de rocas que comparten las mismas características geológicas (Schlumberger, 2017).

**FLOWBACK:** Es el proceso de permitir el flujo de fluidos desde el pozo a superficie después de un tratamiento, ya sea en preparación para una fase posterior del tratamiento o en preparación para su limpieza y regresar el pozo a producción (Schlumberger, 2017).

**FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO MULTIETAPA:** Es un método de fracturación hidráulica por el cual porciones de un segmento horizontal en un pozo horizontal, conocido como Lateral, son aislados y fracturados en varias ocasiones; todo el lateral está fracturado en etapas (Latham & Watkins LLP, 2015).

**FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO:** Corresponde a una operación de estimulación que incrementa la producción de hidrocarburos de un pozo mediante el bombeo de un fluido de fractura dentro del pozo a alta presión, generando fracturas en la formación objetivo que se extienden desde el pozo. Estas fracturas se mantienen abiertas por el material apuntalante adicionado en el fluido de fractura. La fracturación hidráulica es comúnmente usada en relación con pozos de petróleo y gas perforados en formaciones con baja permeabilidad para incrementar la tasa de producción (Latham & Watkins LLP, 2015).

**LITOLOGÍA:** Estudia la naturaleza macroscópica del contenido mineral, la granulometría, la textura y el color de las rocas (Schlumberger, 2017).

**MATERIAL APUNTALANTE O PROPANTE:** Partículas de determinado tamaño mezcladas con fluido de fracturamiento para mantener las fracturas abiertas después de un tratamiento de fracturamiento hidráulico. Además de los granos de arena que aparecen naturalmente, también se pueden utilizar agentes de sostén o apuntalantes artificiales o de diseño especial, como arena cubierta con resina o materiales cerámicos de alta resistencia, como la bauxita sinterizada. Los materiales de los agentes de sostén o apuntalantes se clasifican cuidadosamente por su tamaño y esfericidad para brindar un conducto eficiente para la producción de fluido desde el yacimiento hasta el pozo. (Schlumberger, 2017).

**PERFORACIÓN HORIZONTAL:** Corresponde al proceso de perforación de uno o más pozos horizontales. La perforación horizontal implica la perforación inicial de un segmento vertical, en

un punto de inicio (*KickOff Point*) la perforación comienza a desviarse de la vertical y posteriormente se realiza la perforación de un lateral (un segmento horizontal) que estará dentro de la zona objetivo. En comparación con la perforación vertical, la perforación horizontal combinada con otras técnicas como la de fracturamiento hidráulico permite tener una zona de mayor exposición a la formación objetivo con el uso de los laterales, que es particularmente útil en la producción de hidrocarburos en formaciones con baja permeabilidad (Schlumberger, 2017).

**PERMEABILIDAD:** Medida de la capacidad de una roca fuente o formación para transmitir hidrocarburos dentro sí misma (Schlumberger, 2017).

**POROSIDAD:** Es una medida relativa de la propiedad física de una roca con respecto a la cantidad de espacios o poros abiertos, corresponde a un importante indicador de la cantidad de espacios abiertos que pueden contener hidrocarburos (Schlumberger, 2017).

**ROCA MADRE O ROCA FUENTE:** Roca rica en materia orgánica, con baja permeabilidad y porosidad, a partir de la cual se han generado hidrocarburos. Ejemplos de roca fuente son las lutitas y calizas (Schlumberger, 2017).

**SCALE:** Corresponde a depósitos o incrustaciones de sales minerales que pueden generarse en la tubería a medida que la saturación de agua producida es afectada por cambios de presión y temperatura (Schlumberger, 2017).

**SEDIMENTACIÓN:** Proceso de formación, transporte y depositación de sedimentos (Schlumberger, 2017).

**SHALE:** i) Lutita es una roca sedimentaria, con porosidad, pero poca permeabilidad matricial. Las Lutitas son una de las rocas fuente de petróleo y generalmente poseen partículas o granos más finos que la arena e incluyen material de grado de limo y arcilla. ii) (Esquisto), roca sedimentaria de grano muy fino formada por la consolidación y compresión de arcilla o limo. Posee estructura finamente laminada o en capas. El esquisto se rompe fácilmente en capas paralelas, generando una

roca de limo finamente laminada. Algunas lutitas absorben agua y se hinchan considerablemente causando problemas en la perforación de pozos (Kayode, 2018).

**SÓLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES:** Fracción de sólidos totales contenidos sobre un filtro con un tamaño de poro determinado posterior a su secado a una temperatura específica (Argandoña & Gabriel, 2013).

**SÓLIDOS DISUELTOS TOTALES:** Sólidos que pasaron a través de un material filtrante y luego son evaporados y secados a una temperatura específica. Su tamaño es de 0.001 a 1  $\mu\text{m}$ , son conocidos como coloides (Argandoña y Gabriel, 2013) .

**YACIMIENTO NO CONVENCIONAL (YNC):** Yacimientos que son difíciles de producir a través de técnicas tradicionales debido a sus características de baja porosidad y permeabilidad, lo que hace que requieran un método de recuperación mejorada (Latham y Watkins LLP, 2015).

## RESUMEN

Generalmente los yacimientos convencionales se componen por un sistema petrolífero con una roca madre o generadora, una roca almacén o reservorio y una roca sello, que favorecen los procesos de generación, almacenamiento y entrapamiento del hidrocarburo. Adicionalmente, como resultado de permeabilidades y las porosidades favorables o yacimientos naturalmente fracturados, estos sistemas permiten el flujo de los fluidos y su extracción a través de técnicas tradicionales.

En muchas ocasiones, la naturaleza no fractura las denominadas rocas generadoras e impide la migración de hidrocarburos a la roca reservorio dejando almacenados en su interior grandes volúmenes de hidrocarburos en condiciones de baja permeabilidad y porosidad que dificultan el flujo de fluidos, así como su extracción. Estas son características de los llamados yacimientos en roca generadora o Yacimientos No Convencionales YNC, los cuales requieren la generación de microfracturas por medio del bombeo de un fluido hidráulico, el cual abre pequeños canales que facilitan el flujo y extracción de fluidos almacenados hace millones de años. Esta técnica es comúnmente conocida como fracturamiento hidráulico o estimulación hidráulica multietapas.

Bajo esta técnica se utilizan volúmenes importantes de fluidos, que en conjunto con compuestos químicos adicionales y material propante, permiten la generación de fracturas y su sostenimiento. Durante las operaciones de fracturamiento hidráulico, existe un porcentaje de fluido que no retorna a superficie, mientras que otro porcentaje sí retorna a superficie. Este último debe ser tratado y manipulado bajo condiciones específicas de seguridad hasta su disposición final. El éxito de estas operaciones por una parte es la presencia de talento humano competente, que cuente con amplia experiencia y la capacidad de adaptarse a cualquier cambio durante tan exigentes operaciones. Por otra parte, la implementación de tecnología de punta, y los mecanismos de control y supervisión, son de vital importancia, al igual que la planeación de proyectos ajustados a las condiciones únicas que se pueden presentar a lo largo de su desarrollo.

**Palabras Clave:** Fracturamiento Hidráulico, Yacimiento no Convencional, Roca Generadora, *Flowback*, *Shale*, Normatividad Ambiental.

## ABSTRACT

Generally, conventional deposits are made up of an oil system with a source or source rock, a storage or reservoir rock and a seal rock, which favor hydrocarbon generation, storage and entrapment processes. Additionally, as a result of permeabilities and favorable porosities or naturally fractured reservoirs, these systems allow the flow of fluids and their extraction through traditional techniques.

On many occasions, nature does not fracture the so-called generating rocks and prevents the migration of hydrocarbons to the reservoir rock, leaving large volumes of hydrocarbons stored inside them in conditions of low permeability and porosity that hinder the flow of fluids, as well as their extraction. These are characteristics of the so-called generating rock reservoirs or Non-Conventional YNC Reservoirs, which require the generation of microfractures through the pumping of a hydraulic fluid, which opens small channels that facilitate the flow and extraction of fluids stored millions of years ago. This technique is commonly known as hydraulic fracturing or multi-stage hydraulic stimulation.

Under this technique, significant volumes of fluids are used, which together with additional chemical compounds and propagating material, allow the generation of fractures and their maintenance. During hydraulic fracturing operations, there is a percentage of fluid that does not return to the surface, while another percentage does return to the surface. The latter must be treated and handled under specific safety conditions until final disposal. The success of these operations on the one hand is the presence of competent human talent, who has extensive expertise and the ability to adapt to any change during such demanding operations. On the other hand, the implementation of state-of-the-art technology, and the control and supervision mechanisms, are of vital importance, as is the planning of projects adjusted to the unique conditions that may arise throughout its development.

**Key Words:** Hydraulic Fracture, No Conventional Reservoir, Resource Rock, Flowback, Shale, Environmental Regulation.

## INTRODUCCIÓN

La producción de hidrocarburos en YNC ha permitido producir hidrocarburos de estructuras geológicas que anteriormente se consideraban imposibles de obtener. Esto se logra al acoplar dos tecnologías ampliamente usadas en la industria de los hidrocarburos: i) perforación horizontal y ii) fracturamiento hidráulico multietapas.

El fracturamiento hidráulico multietapas en roca generadora ha generado gran controversia a lo largo del mundo, debido a los potenciales riesgos ambientales que podría conllevar una inadecuada manipulación de fluidos hidráulicos con componentes químicos a altas presiones y adicionalmente su posterior manejo cuando ellos retornen a superficie (Comisión Interdisciplinaria Independiente, 2019).

Al desarrollar este trabajo de grado, se describen y comparan parámetros entre la Formación La Luna en la cuenca del Valle Medio del Magdalena VMM en Colombia y la Formación Eagle Ford en el estado de Texas en los Estados Unidos de América EE. UU., en donde la técnica de fracturamiento hidráulico se encuentra aprobada legalmente y es llevada a cabo con éxito en la actualidad.

Partiendo de dicha comparación, se realiza una analogía de las dos formaciones mencionadas. Se identifican, se evalúan y se analizan los principales riesgos ambientales relacionados con el tratamiento en superficie del fluido de retorno. Finalmente, se proponen herramientas de gestión ambiental a partir de lecciones aprendidas y literatura empleada a nivel mundial, adaptables a las condiciones de la Formación La Luna, para minimizar los posibles impactos ambientales que genera el tratamiento en superficie del fluido de retorno en operaciones de fracturamiento hidráulico, proponiendo recomendaciones puntuales.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Identificar las mejores prácticas para minimizar los posibles impactos ambientales del tratamiento en superficie del fluido de retorno en operaciones de fracturamiento hidráulico en la Formación La Luna, Colombia, a partir de la experiencia de un caso internacional.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Identificar y describir las generalidades y geología de un caso de estudio internacional con características similares a la Formación La Luna, Colombia.
- Describir los criterios técnicos de los principales riesgos ambientales generados a partir del tratamiento en superficie del fluido de retorno en operaciones de fracturamiento hidráulico.
- Identificar las mejores prácticas aplicables a las condiciones de la Formación La Luna, Colombia, para minimizar los posibles impactos ambientales que genera el tratamiento en superficie del fluido de retorno en operaciones de fracturamiento hidráulico.

## 1. GEOLOGÍA E HIDROGEOLOGÍA

A lo largo de la historia, el planeta tierra ha experimentado fuertes procesos geológicos como: movimientos tectónicos, metamorfismo, erosión, sedimentación y meteorización, que han tenido como resultado fuertes alteraciones en ella. Junto con el desarrollo de estos procesos geológicos, grandes depósitos de volúmenes de materia orgánica, junto con minerales de variada composición, fueron acumulados en diferentes ambientes sedimentarios, los cuales con el paso del tiempo pasaron de estar en el tope de la corteza terrestre a ser sepultados por nuevos sedimentos provenientes de lentos procesos erosionales (Universidad Nacional Autónoma de México, 2016).

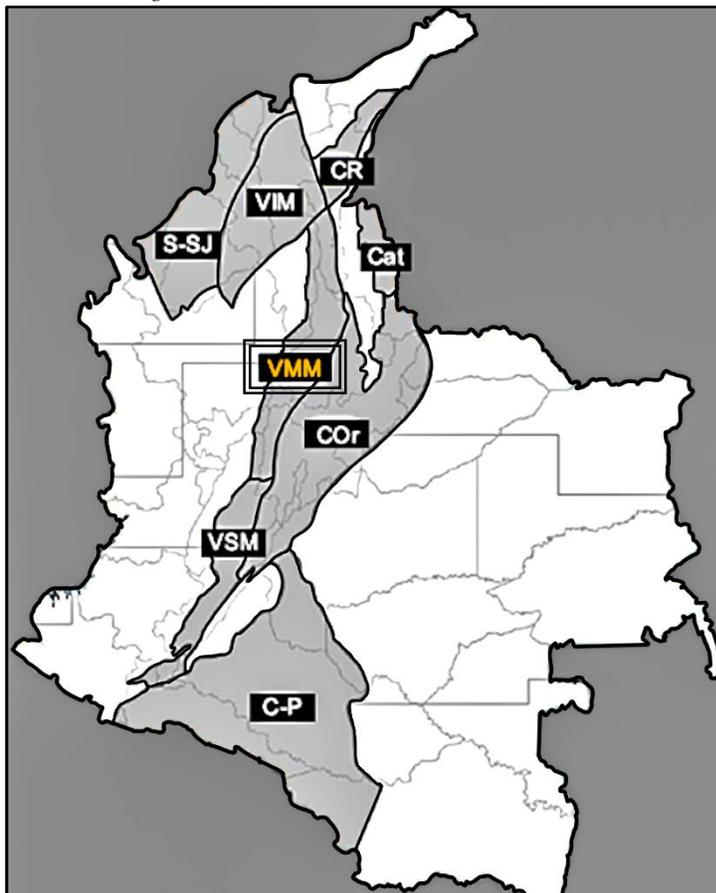
Como resultado del almacenamiento y litificación de los sedimentos, se generó un aumento de presión y temperatura hasta alcanzar entre 50° C y 150° C, que, junto con la ausencia de oxígeno, desencadenó reacciones térmicas las cuales se llevaron a cabo en lo que hoy conocemos como roca madre. Según Kevin McCarthy, la roca madre es un cuerpo rocoso que carece de permeabilidad, lo que impide la salida de fluidos hacia el exterior de la roca que los había generado (Mccarthy et al., 2011).

Colombia es mundialmente reconocido como uno de los países con mayor variedad de ecosistemas, una de las razones a las cuales se le atribuye esto, es la convergencia de tres cordilleras: la oriental, la occidental y la central, las cuales hacen parte de sistema montañoso de los Andes. Esto, junto con muchos otros factores, ha dado lugar a la creación de gran variedad de ambientes sedimentarios, de hecho, existen 23 cuencas sedimentarias bien definidas en este país suramericano (Barrero et al., 2007).

Según el Gerente de Yacimientos No Convencionales de Ecopetrol S.A., en Colombia existen 8 cuencas geológicas con potencial de almacenamiento de hidrocarburos en yacimientos en roca generadora (Figura 1): i) Sinú San Jacinto S-SJ, ii) Valle Inferior del Magdalena VIM, iii) Valle Medio del Magdalena VMM, iv) Valle Superior del Magdalena VSM, v) Cesar Ranchería CR, vi) Catatumbo Cat, vii) Cordillera Oriental COOr, viii) Caguán Putumayo C-P (Tovar, 2019). En la Figura 1, se resalta en color amarillo la cuenca del Valle Medio del Magdalena VMM, en donde se centra este estudio.

Figura 1.

*Cuencas Geológicas con Potencial de No Convencionales en Colombia*



*Nota.* En color amarillo, cuenca del VMM. Tomado de Expectativas del Fracking en Colombia. <http://www.andi.com.co/Uploads/Expectativas%20del%20Fracking%20en%20Colombia.%20Octubre%201%202019.pdf> f. Modificado por el Autor.

## 1.1. Formación La Luna

Según lo expuesto en el XVII Congreso Colombiano de Geología, la Formación La Luna ha sido una de las unidades más estudiadas al norte del continente suramericano por su relevancia comercial en lo que respecta a exploración de hidrocarburos. A partir de interpretaciones paleontológicas, la Formación La Luna sugiere condiciones de baja oxigenación en el fondo de un entorno marino abierto. De hecho, se han identificado restos como vértebras, mandíbulas y aletas, similares a reportes previos referentes al Cretácico tardío (Gómez et al., 2019).

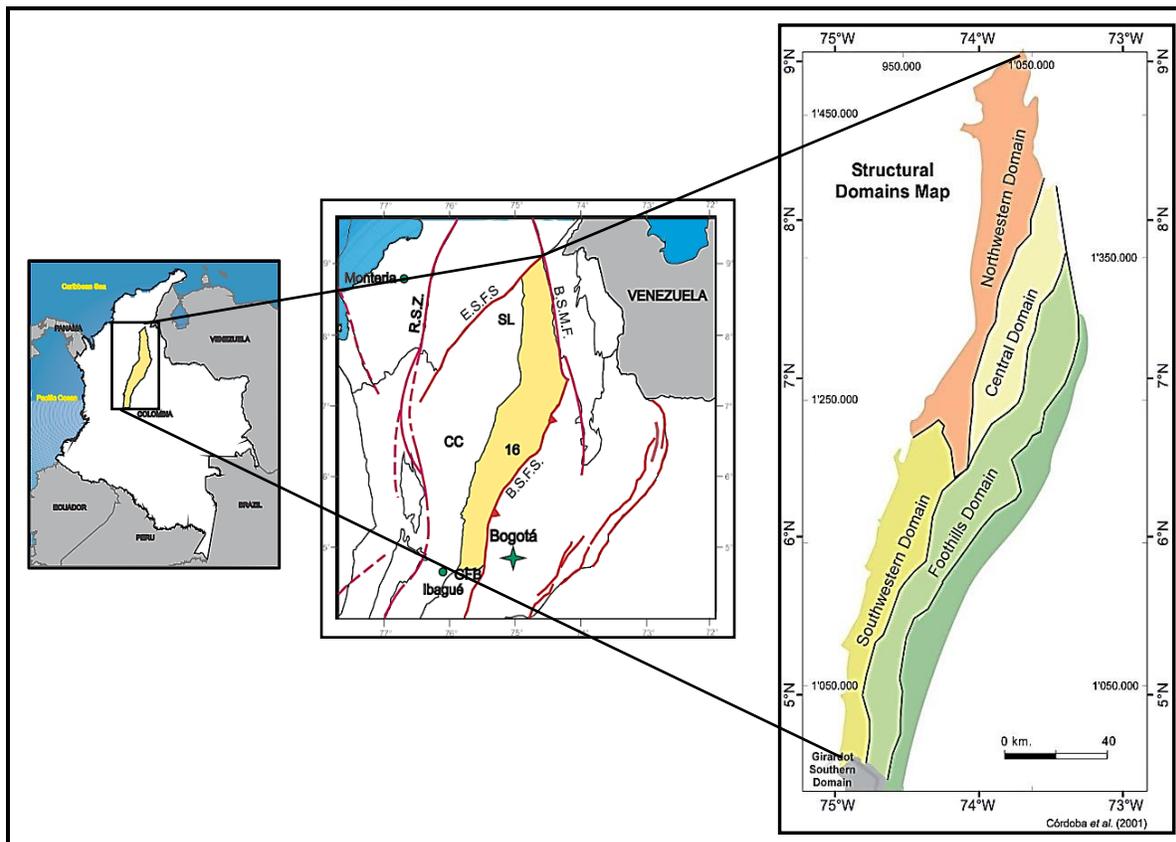
A continuación, se procede a detallar la Formación La Luna. Inicialmente se expone la columna estratigráfica generalizada de la cuenca del VMM, junto con una descripción estratigráfica, litológica e hidrogeológica.

### ***1.1.1. Localización***

La Formación La Luna se extiende a lo largo del territorio colombiano y del venezolano. Este proyecto tiene lugar específicamente en la cuenca del VMM colombiano, que separa la cordillera oriental de la central, extendiéndose a lo largo del tramo medio del río Magdalena. El VMM se extiende por un total de 9 departamentos y abarca más de 34.000 km<sup>2</sup> (HidroVisor-ASVAMM, 2015), como se muestra en la Figura 2. Debido a su gran extensión, la Formación La Luna actúa como roca generadora no solo en cuencas dentro del territorio Colombiano; sino que también juega el rol de roca generadora para la cuenca sedimentaria de Maracaibo, catalogada como la de mayor importancia en el territorio venezolano (Escalona y Mann, 2006), país con mayores reservas de petróleo a nivel mundial (U.S. Energy Information Administration EIA, 2019).

Figura 2.

Ubicación Cuenca Valle Medio del Magdalena VMM, Colombia



**Nota.** Recuadro izquierdo: localización del VMM en el marco nacional colombiano. Recuadro central: cuenca del VMM con límites estructurales. Recuadro derecho: terrenos estructurales dentro del VMM.

Donde: Norte: (E.S.F.S.) Sistema de fallas de Espíritu Santo.

Nororiente: (B.S.M.F.) Sistema de fallas de Bucaramanga-Santa Marta.

Sur Oriente: (B.S.F.S.) Sistema de fallas Bituima y La Salina.

Sur: (G.F.B.) Cinturón Plegado de Girardot.

Occidente: Superposición de Sedimentos del Neoceno sobre la (S.L.) Serranía de San Lucas y (C.C.) la Cordillera Central.

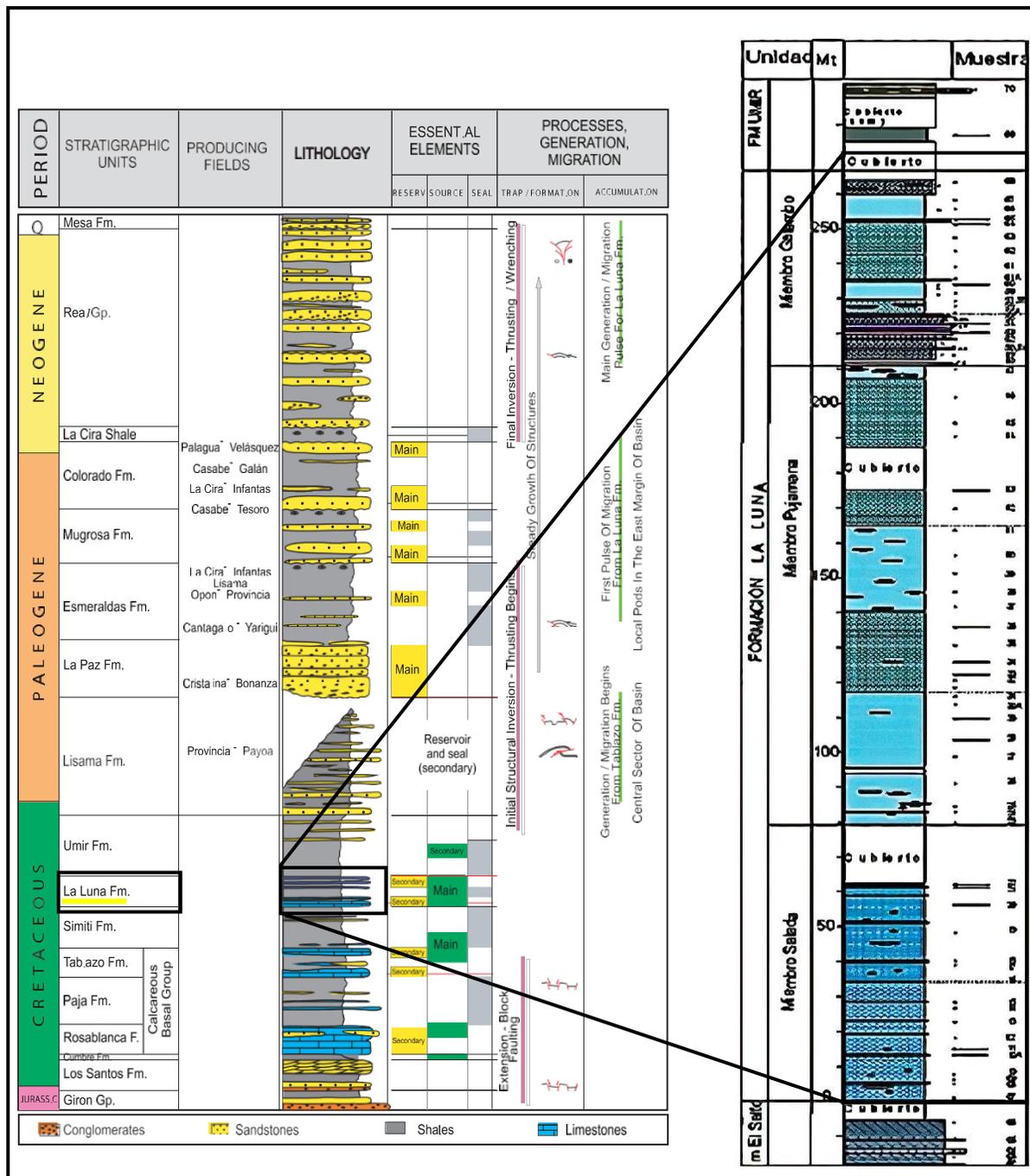
Imagen izquierda y central. Tomadas de *Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal* [https://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian\\_sedimentary\\_basins.pdf](https://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf). Imagen derecha. Tomada de Anexo N Compilación De La Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena. <http://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251114000.pdf>. Modificado por el autor.

### ***1.1.2. Columna Estratigráfica***

La columna estratigráfica construida por la ANH a partir del pozo exploratorio Infantas-1613 (Figura 3.) expone desde la zona inferior hacia la zona superior: Formación Girón, depositada en el jurásico superior. Inmediatamente después, formaciones depositadas en el Cretácico: Los Santos, Cumbre, Rosablanca, Paja (roca sello), Tablazo, y Simiti (roca generadora en su sección inferior y roca sello en su sección superior). Posteriormente, se presenta la Formación La Luna, la cual se describe en mayor detalle en la sección 1.1.3. Seguidamente, se muestra la Formación Umir (roca sello), suprayacente a la Formación La Luna. Cabe destacar la posterior depositación de la Formación Lisama, la cual es la principal roca almacén del VMM y de alta relevancia a nivel nacional.

Figura 3.

Columna estratigráfica Valle Medio del Magdalena VMM generalizada y Formación La Luna en la Quebrada La Sorda, Santander, Colombia.



**Nota.** Recuadro izquierdo: resaltada en color amarillo Formación La Luna (Depositada en el Cretácico superior, periodo señalado en color verde). Recuadro derecho: miembros que componen la Formación La Luna: Salada, Pujamana, Galebo. Imagen izquierda. Tomada de *Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal*. [https://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian\\_sedimentary\\_basins.pdf](https://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf). Imagen derecha. Tomada de Estratigrafía y Petrofacies de la Formación La Luna en el Sinclinal de Nuevo Mundo, Valle Medio del Magdalena. [https://www.researchgate.net/publication/288668481\\_Estratigrafia\\_y\\_Petrofacies\\_de\\_la\\_Formacion\\_La\\_Luna\\_en\\_el\\_Sinclinal\\_de\\_Nuevo\\_Mundo\\_Valle\\_Medio\\_del\\_Magdalena](https://www.researchgate.net/publication/288668481_Estratigrafia_y_Petrofacies_de_la_Formacion_La_Luna_en_el_Sinclinal_de_Nuevo_Mundo_Valle_Medio_del_Magdalena). Modificado por el Autor.

A partir de la muestra tomada del afloramiento de la Formación La Luna en la Quebrada La Sorda en el departamento de Santander, se observa en ella la estratificación de tres miembros bien definidos: i) Salada, ii) Pujamana y iii) Galembo (Sarmiento et al., 2015), los cuales se describen a continuación.

### ***1.1.3. Estratigrafía y Litología***

La Formación La Luna fue depositada en el cretácico superior y presenta un espesor promedio de 500 pies en las facies más profundas de la cuenca del VMM. Está conformada principalmente por rocas sedimentarias, predominantemente calcáreas (biomicritas) (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2012). A continuación, se describen los tres miembros que la conforman (ver Figura 3).

#### **1.1.3.a. Miembro Salada**

En contacto con la subyacente formación de Calizas del Salto. El miembro Salada es definido como lutitas calcáreas, duras, negras, finamente laminadas similares a pizarras (Sarmiento et al., 2015).

#### **1.1.3.b. Miembro Pujamana**

Miembro intermedio de la Formación La Luna. Intervalo de lutitas calcáreas, negras y grises, finamente estratificadas, con espesor no definido, debido a la plasticidad característica de las lutitas (Sarmiento et al., 2015a).

#### **1.1.3.c. Miembro Galembo**

Facies superior de la Formación La Luna. Lutitas calcárea duras, negras con intercalaciones de calizas arcillosas y presencia de intercalaciones de capas fosfáticas y pizarras hacia el techo del miembro (Sarmiento et al., 2015).

#### 1.1.4. Hidrogeología

En Colombia las unidades de análisis hidrogeológicas se dividen en i) provincias hidrogeológicas, ii) sistemas acuíferos y iii) acuífero, las cuales se explican con mayor detalle en la Figura 4.

**Figura 4.**

*Definición de Unidades de Análisis Hidrogeológico según IDEAM*

| Unidad de Análisis                       | Concepto  |
|--|---|
| Provincias Hidrogeológicas (IDEAM, 2010) | Corresponden a unidades mayores, definidas con base en unidades tectonoestratigráficas separadas entre sí por rasgos estructurales regionales, que coinciden con límites de cuencas geológicas mayores y que, desde el punto de vista hidrogeológico y a la escala nacional, corresponden a barreras impermeables representadas por fallas regionales y altos estructurales. Las barreras son consideradas impermeables a la escala nacional. |
| Sistemas Acuíferos (IDEAM, 2013)         | Corresponde a un dominio espacial limitado en superficie y en profundidad, en el que existen uno o varios acuíferos con porosidad primaria o secundaria, relacionados o no entre sí, pero que constituyen una unidad práctica para la investigación o explotación (ITGE, 1971, 1987; WMO, 2012 en IDEAM 2013).  |
| Acuífero (Decreto 1640 de 2012)          | “Unidad de roca o sedimento, capaz de almacenar y transmitir agua, entendida como el sistema que involucra las zonas de recarga, tránsito y descarga, así como sus interacciones con otras unidades similares, aguas superficiales y marinas”(IDEAM, 2014, p.125).  |

**Nota.** Descripción de las tres clasificaciones de cuerpos rocosos con considerable saturación de recursos hídricos en sus espacios porosos. Tomado de Estudio Nacional del Agua 2014. [http://www.andi.com.co/Uploads/ENA\\_2014.pdf](http://www.andi.com.co/Uploads/ENA_2014.pdf). Modificado por el autor.

Según lo publicado por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales IDEAM, en su Estudio Nacional del Agua de 2014, la cuenca del VMM cuenta con tres sistemas de acuíferos: i) Sistema de Acuífero Abanico de Aguachica, ii) Sistema Acuífero Mariquita-Dorada-Salgar y iii) Sistema Acuífero Valle Medio del Magdalena. Ubicados dentro de la provincia hidrogeológica de la cuenca (IDEAM, 2014). A continuación, se describe cada uno de ellos, ya que es de vital importancia tener claridad de sus principales características para una correcta planificación de proyectos en YNC (Figura 5.)

#### **1.1.4.a. Sistema de Acuífero Abanico de Aguachica**

Conjunto de depósitos coluviales en la Serranía los Motilones, conformado por las siguientes unidades hidrogeológicas: Acuífero de depósito fluvial del río Magdalena, Acuífero depósito coluvial de Aguachica y Acuífero Abanico de Aguachica. Catalogados como acuíferos libres, semiconfinados a confinados (Figura 5.). Cuenta con un área superficial aproximado de 3.869 km<sup>2</sup> (IDEAM, 2014).

La unidad de mayor relevancia en el sistema acuífero Abanico de Aguachica es el Grupo Real Superior, el cual corresponde a rocas Neógenas, con un espesor de 1.219 metros, de los cuales 630 metros se encuentran saturados con agua fresca, la cual es aprovechada por la comunidad por medio de pozos y aljibes de poca profundidad. Seguidamente se presenta agua salobre, hasta una profundidad aproximada de 2.300 metros (ConocoPhillips Colombia, 2017). Con esto se tiene un distanciamiento superior a 1.000 metros entre la Formación La Luna y la base de dicho acuífero. La separación es equivalente a más de dos *Empire State* en Nueva York (Figura 31.)

#### **1.1.4.b. Sistema de acuíferos Mariquita-Dorada-Salgar**

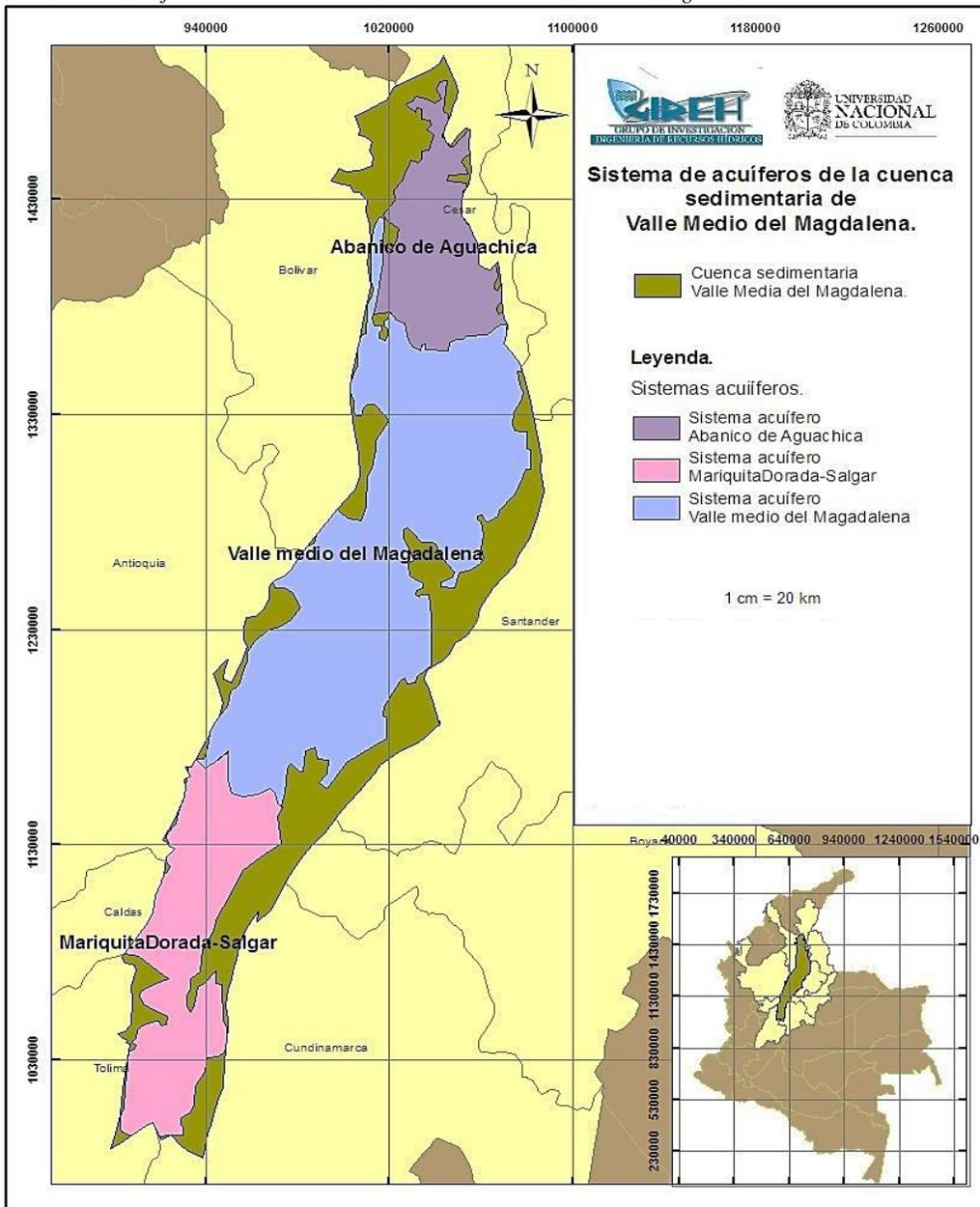
Conformado por las siguientes unidades hidrogeológicas: Acuífero de depósitos aluviales y terrazas del río Magdalena, Acuífero del Cono aluvial de Lérida y del sistema volcánico, Acuífero del grupo Honda (Formaciones Mesa y San Antonio), Acuífero San Juan de Rioseco y Acuífero Hoyón (Figura 5.). Caracterizados como acuíferos libres y confinados, cuenta con un área superficial aproximado de 5.714 km<sup>2</sup> (IDEAM, 2014).

#### **1.1.4.c. Sistema Acuífero Valle Medio del Magdalena**

Sistema conformado por las siguientes Unidades Hidrogeológicas: Acuífero Terrazas del río Magdalena, depósito aluvial del río Magdalena, Acuífero Mesa, Acuífero Real, Acuífero la Luna y Acuífero Tablazo y Rosablanca (Figura 5.). Denominados acuíferos libres, semiconfinados, confinados y cársticos, cuenta con un área superficial aproximado de 14.913 km<sup>2</sup>.

Figura 5.

## Sistemas de Acuíferos de la Cuenca Sedimentaria de Valle Medio del Magdalena



**Nota.** Zona superior: Sistema Acuífero Abanico de Aguachica. Zona central: Sistema Acuífero Mariquita Dorada-Salgar. Zona inferior: Sistema Acuífero Valle medio de Magdalena. Tomado de HIDROVISOR-ASVAMM, Sistema de acuíferos de la cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena. <https://sites.google.com/site/invhidrovmm/Descripcion/sistema-de-acuíferos>. Modificado por el Autor.

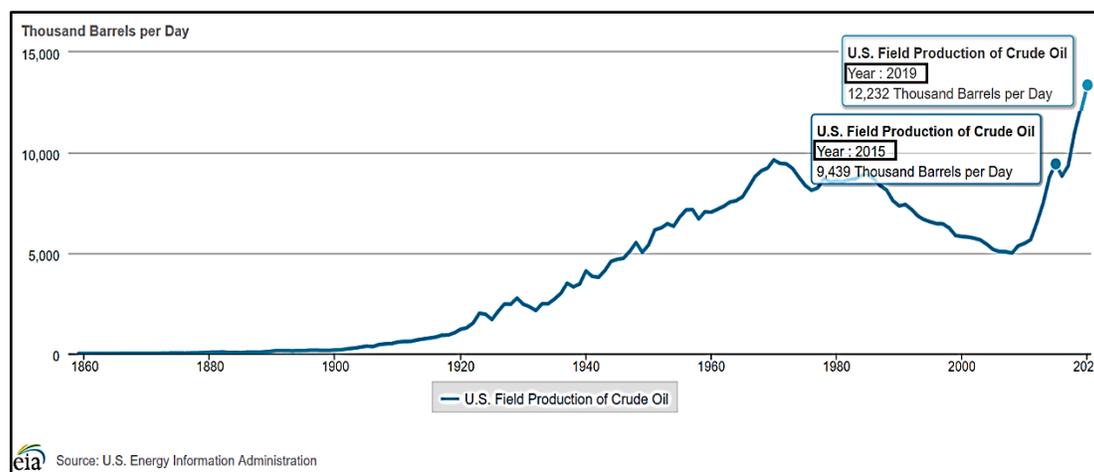
## 1.2. Formación Eagle Ford

EE. UU. ha tenido un rol decisivo a nivel mundial en el marco de hidrocarburos, no sólo como uno de los principales productores, sino también como uno de los principales consumidores. Sin embargo, según la *US Energy Information Administration EIA*, posterior al año 2015, en lo que se refiere netamente a producción de hidrocarburos, EE. UU., incrementó su producción en más de 4 millones de barriles de petróleo al día BOPD, llegando a producir valores por encima de los 12 millones de BOPD a finales del año 2019 (U.S. Energy Information Administration EIA, 2020), como se muestra en la Figura 6.

Tan drástico incremento en términos de producción tiene nombre propio; fracturamiento hidráulico en YNC, y es que a nivel mundial no existe una tecnología que permita aumentar dichos volúmenes de producción de la forma en la que lo hizo el país norteamericano (U.S. Energy Information Administration EIA, 2020).

**Figura 6.**

*Producción de crudo en EE. UU.*



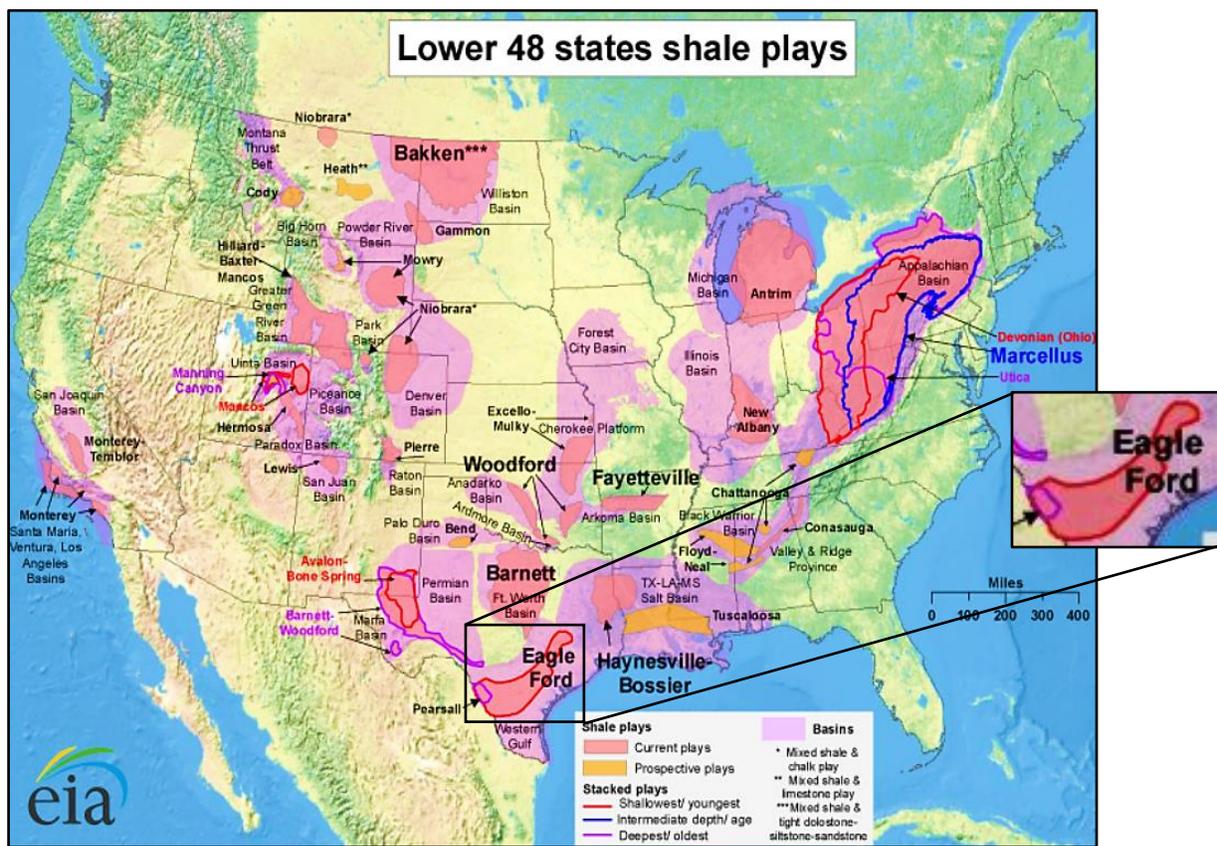
*Nota.* Se observa fuerte incremento en la producción de hidrocarburos en EE. UU. a partir de explotación de yacimientos no convencionales. Tomado de *U.S. Energy Information Administration, U.S. Field Production of Crude Oil, 2020*. <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=p&s=mcrfpus2&f=a>, Modificado por el Autor.

En EE.UU. existen 19 YNC, los cuales se enlistan a continuación: i) *Marcellus*, ii) *Devonian Big Sandy*, iii) *Devonian Low Thermal Maturity & Greater Siltstone*, iv) *New Albany*, v) *Antrim*, vi) *Haynesville*, vii) *Eagle Ford*, viii) *Floyd-Neal/Conasauga*, ix) *Fayetteville*, x) *Woodford*, xi) *Cana*

Woodford, xii) Barnett, xiii) Barnett-Woodford, xiv) Avalon & Bone Springs, xv) Hilliard-Baxter-Mancos, xvi) Lewis, xvii) Mancos, xviii) Bakken, xix) Monterrey/Santos (U.S. Energy Information Administration EIA, 2011). Ver Figura 7.

Figura 7.

YNC en EE. UU: (Excluyendo Alaska y Hawái)



*Nota.* En la parte central inferior de la figura se ubica en recuadro color negro, la Formación *Eagle Ford*, ubicada en el Estado de Texas, sur de los EE. UU. Se amplía extensión ocupada por la Formación *Eagle Ford* hacia el costado derecho de la figura. Tomado de U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays*. <https://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/pdf/usshaleplays.pdf>. Modificado por el Autor.

Históricamente la Formación *Eagle Ford* no había sido protagonista en la producción de hidrocarburos en EE. UU.. Sin embargo, todo cambio a partir del año 2008, cuando inició el desarrollo proyectos de YNC a gran escala. En el año 2015 la Formación *Eagle Ford* era la formación con mayor producción de hidrocarburos en el país norteamericano con una producción cercana a los 1,6 millones de BOPD (Hughes, 2018), lo que equivale a un poco menos del doble de la producción promedio de Colombia en 2019. De hecho, la Formación norteamericana, no solo

actúa como roca generadora en EE. UU., sino también a lo largo de la cuenca del Golfo de México, uno de los mayores prospectos hidrocarbúferos a nivel mundial (Donovan et al., 2012).

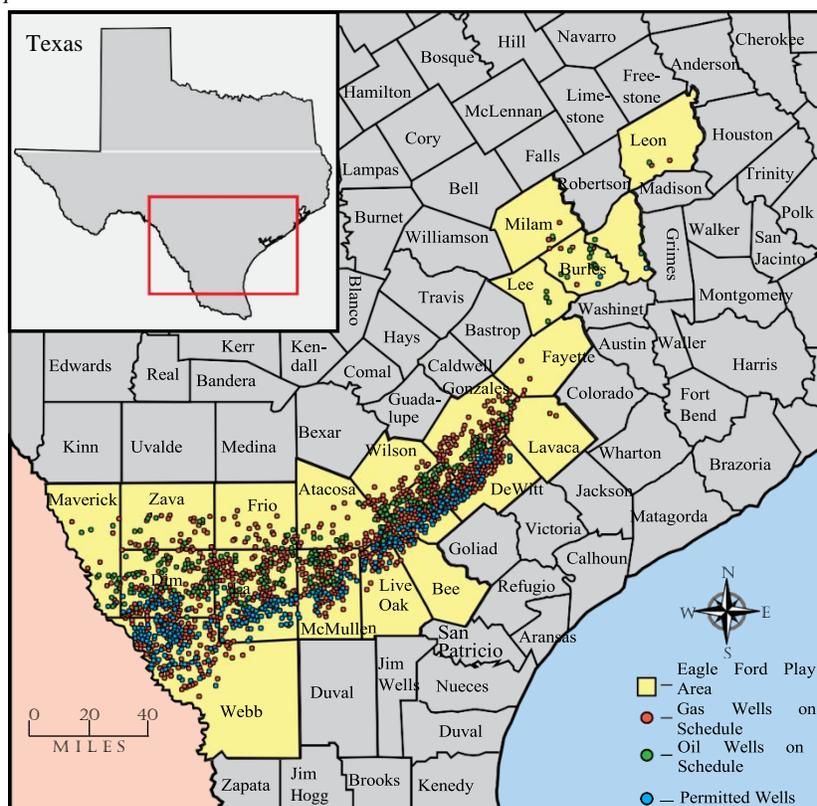
A lo largo de la siguiente sección se describe la columna estratigráfica, estratigrafía, litología e hidrogeología en el marco de la Formación *Eagle Ford*, al igual que se hizo con la Formación La Luna. Posteriormente se evalúan factores como tipo de hidrocarburos contenidos, temperaturas y tipo de kerógeno, los cuales permiten tomar la formación *Eagle Ford* como análoga a la Formación La Luna.

### **1.2.1. Localización**

*Eagle Ford*, formación rocosa, de grano fino (lutita), rica en material calcáreo, la cual, obedece a un ambiente de depositación marino, puntualmente en el cretácico tardío (Workman, 2013). Comprende una considerable área del estado de Texas de EE.UU. (Figura 8), como también del norte de México, principalmente en la cuenca del golfo occidental, abarcando cerca de 80 km de ancho, 644 km de largo, ocupando un área aproximada de 51.200 km<sup>2</sup>; depositada en un amplio rango de entre 4.000 pies y 12.000 pies de profundidad, y un espesor promedio de 250 pies (Workman, 2013).

**Figura 8.**

Ubicación de la Formación Eagle Ford, Texas, EE. UU. Pozos de crudo y gas en 2013, y próximos a desarrollar



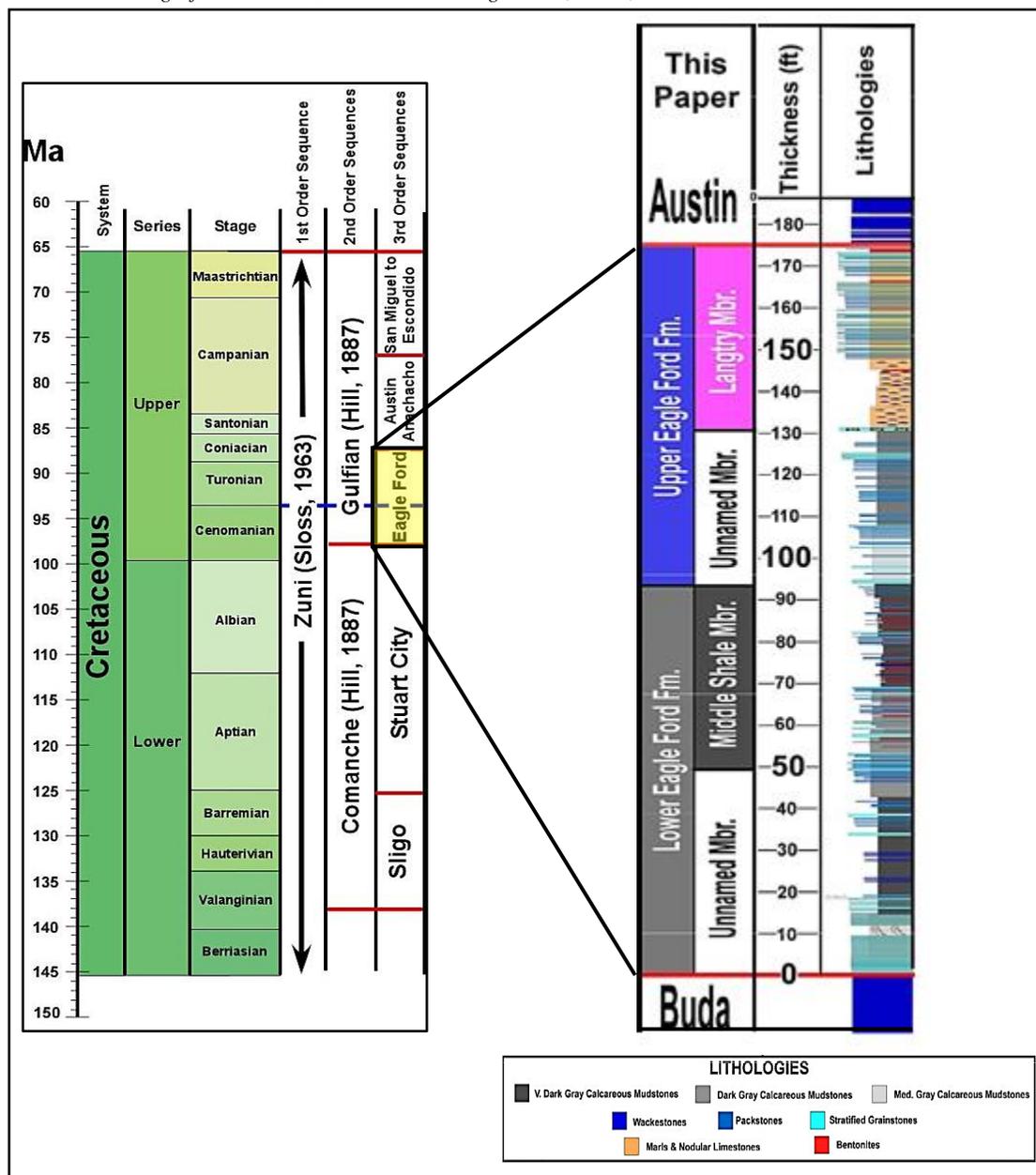
*Nota.* En color Amarillo: condados de Texas, sobre la Formación Eagle Ford. Tomado de *Integrating depositional facies and sequence stratigraphy in characterizing unconventional reservoirs: Eagle Ford Shale, South Texas*. [https://scholarworks.wmich.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1154&context=masters\\_theses](https://scholarworks.wmich.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1154&context=masters_theses)

### 1.2.2. Columna Estratigráfica

La columna estratigráfica en la Figura 9. describe las unidades geológicas de la región costera del Golfo de Texas, abarcando desde el triásico tardío, hasta el cretácico superior. La Formación *Eagle Ford*, se ubica suprayacente a la formación Buda y suprayacente a la formación Austin, ambas calizas.

Figura 9.

Columna Estratigráfica Generalizada Formación Eagle Ford, Texas, EE. UU.



*Nota.* Costado izquierdo: En color amarillo, Formación Eagle Ford. Costado derecho: Ampliación de miembro superior e inferior de la Formación Eagle Ford, lutitas en su mayoría limpias en las facies inferiores y calizas en el techo de la formación. Tomado de *The Eagle Ford Outcrops Of West Texas: A Laboratory For Understanding Heterogeneities Within Unconventional Mudstone Reservoirs.* [https://www.researchgate.net/publication/281381433\\_The\\_Eagle\\_Ford\\_outcrops\\_of\\_West\\_Texas\\_a\\_laboratory\\_f\\_or\\_understanding\\_heterogeneities\\_within\\_unconventional\\_mudstone\\_reservoirs](https://www.researchgate.net/publication/281381433_The_Eagle_Ford_outcrops_of_West_Texas_a_laboratory_f_or_understanding_heterogeneities_within_unconventional_mudstone_reservoirs). Modificado por el Autor.

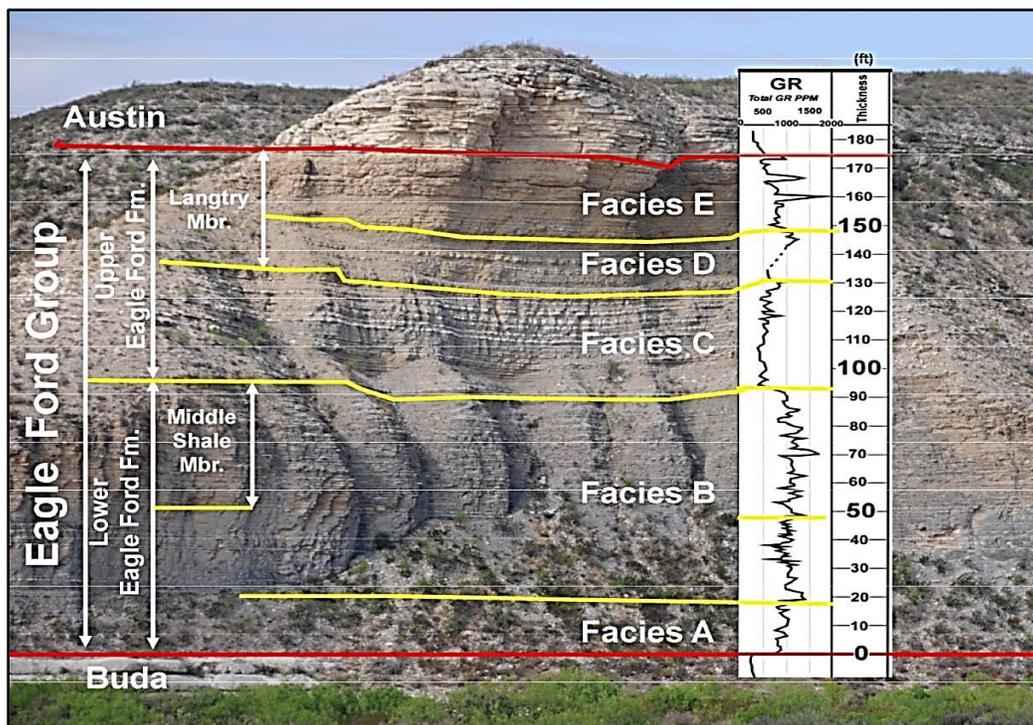
### 1.2.3. Estratigrafía y Litología

La Formación *Eagle Ford*, fue subdividida inicialmente en *Eagle Ford* superior e *Eagle Ford* inferior, sin embargo, en la actualidad se trabaja sobre la división de 4 unidades de más antiguas a más jóvenes como sigue: *Loizer Canyon*, *Antonio Creek*, *Scott Ranch* y *Langtry* (Donovan et al., 2012), como se ven en la Figura 10.

Las unidades *Loizer Canyon* y *Antonio Creek*, hacen parte de *Eagle Ford* inferior, actuando como límite con la formación Buda principalmente roca caliza. Las unidades *Scott Ranch* y *Langtry*, conforman *Eagle Ford* superior, el cual limita con la formación Austin principalmente formada por roca caliza. Las 4 unidades son bien delimitadas en un afloramiento del cuerpo rocoso ubicado al sur del Estado de Texas, como se evidencia en la Figura 10.

**Figura 10.**

Afloramiento Formación *Eagle Ford*, Texas, EE. UU.



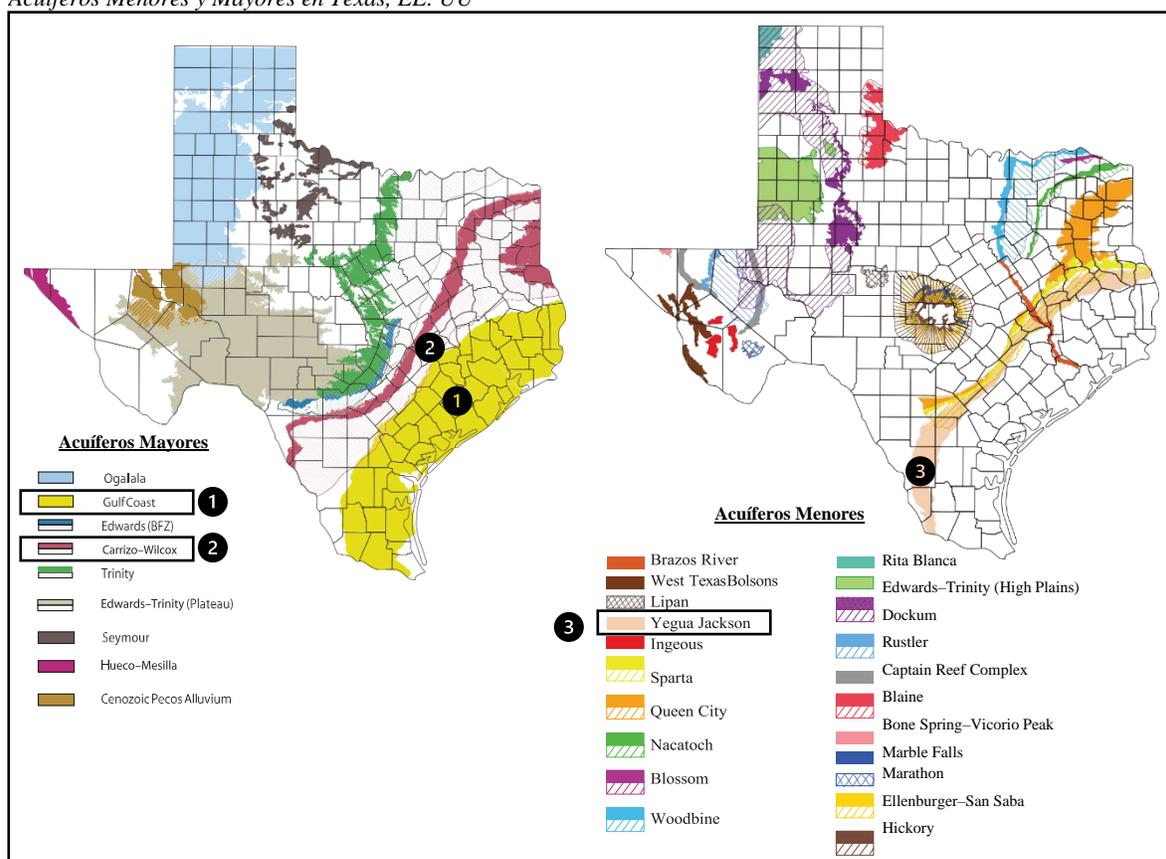
**Nota.** Afloramiento Formación *Eagle Ford* en Estado de Texas, EE. UU. Se evidencia división de 4 miembros bien definidos. Facies inferiores: Registro *Gamma Ray* alto, característicos de lutitas. Facies superiores: Registro *Gamma Ray*: bajo-medio, característicos de Calizas. Tomado de *The Eagle Ford Outcrops of West Texas: A Laboratory for Understanding Heterogeneities Within Unconventional Mudstone Reservoirs*. [https://www.researchgate.net/publication/281381433\\_The\\_Eagle\\_Ford\\_outcrops\\_of\\_West\\_Texas\\_a\\_laboratory\\_for\\_understanding\\_heterogeneities\\_within\\_unconventional\\_mudstone\\_reservoirs](https://www.researchgate.net/publication/281381433_The_Eagle_Ford_outcrops_of_West_Texas_a_laboratory_for_understanding_heterogeneities_within_unconventional_mudstone_reservoirs)

### 1.2.4. Hidrogeología

El Estado de Texas cuenta con numerosos acuíferos, los cuales son aprovechados principalmente por ciudades, industria, agricultura y ganadería. Según el *Texas Water Development Board (TWDB)*, en el Estado de Texas existen 9 acuíferos mayores (Figura 11); aquellos que producen grandes cantidades de agua o abarcan grandes extensiones de área, y 21 acuíferos menores; aquellos que producen bajos volúmenes de agua o se extienden por áreas de menor consideración (Silvy et al., 2008).

**Figura 11.**

*Acuíferos Menores y Mayores en Texas, EE. UU*



**Nota.** Costado izquierdo: Se enumeran dos acuíferos mayores (*Gulf Coast* y *Carrizo-Wilcox*) suprayacentes a la Formación *Eagle Ford*. Costado derecho: se enumera un acuífero menor (*Yegua Jackson*) suprayacente a la Formación *Eagle Ford*. Tomado de *Priority Groundwater Management Areas*. [https://twon.tamu.edu/media/432474/b619\\_priority-groundwater-management-areas.pdf](https://twon.tamu.edu/media/432474/b619_priority-groundwater-management-areas.pdf). Modificado por el Autor.

Los acuíferos que competen al presente estudio son aquellos que se encuentran suprayacentes a la Formación *Eagle Ford*, los cuales se enlistan a continuación: i) *Gulf Coast*, ii) *Yegua-Jackson*, iii) *Carrizo-Wilcox*, los cuales se pueden observar en la Figura 12. A continuación, se describe cada uno de ellos de forma más puntual.

Figura 12.

*Columna Estratigráfica Generalizada, Formación Eagle Ford*

| Period        | Epoch        | Group/Formation    | Aquifer       |
|---------------|--------------|--------------------|---------------|
| Neogene       | Holocene     | Alluvium           |               |
|               |              | Beaumont Fm.       |               |
|               | Pleistocene  | Montgomery Fm.     |               |
|               |              | Bentley Fm.        |               |
|               |              | Willis Sand        |               |
|               | Pliocene     | Goliad Sand        | Gulf Coast    |
|               |              | Fleming Fm.        |               |
|               | Miocene      | Oakville Sandstone | 3             |
|               |              | Catahoula Tuff     |               |
|               |              | Frio Clay          |               |
| Paleogene     | Oligocene    | Jackson Group      | Yegua-Jackson |
|               |              | Yegua Fm.          | 2             |
|               | Eocene       | Cook Mountain Fm.  |               |
|               |              | Sparta Sand        |               |
|               |              | Weches Fm.         |               |
|               |              | Queen City Sand    |               |
|               |              | Reldaw Fm.         |               |
|               |              | Carrizo Sand       |               |
|               | Wilcox Group | Carrizo-Wilcox     |               |
|               | Paleocene    | Midway Group       | 1             |
| Navarro Group |              |                    |               |
| Cretaceous    | Late         | Taylor Marl        |               |
|               |              | Austin Group       |               |
|               |              | Eagle Ford Shale   |               |

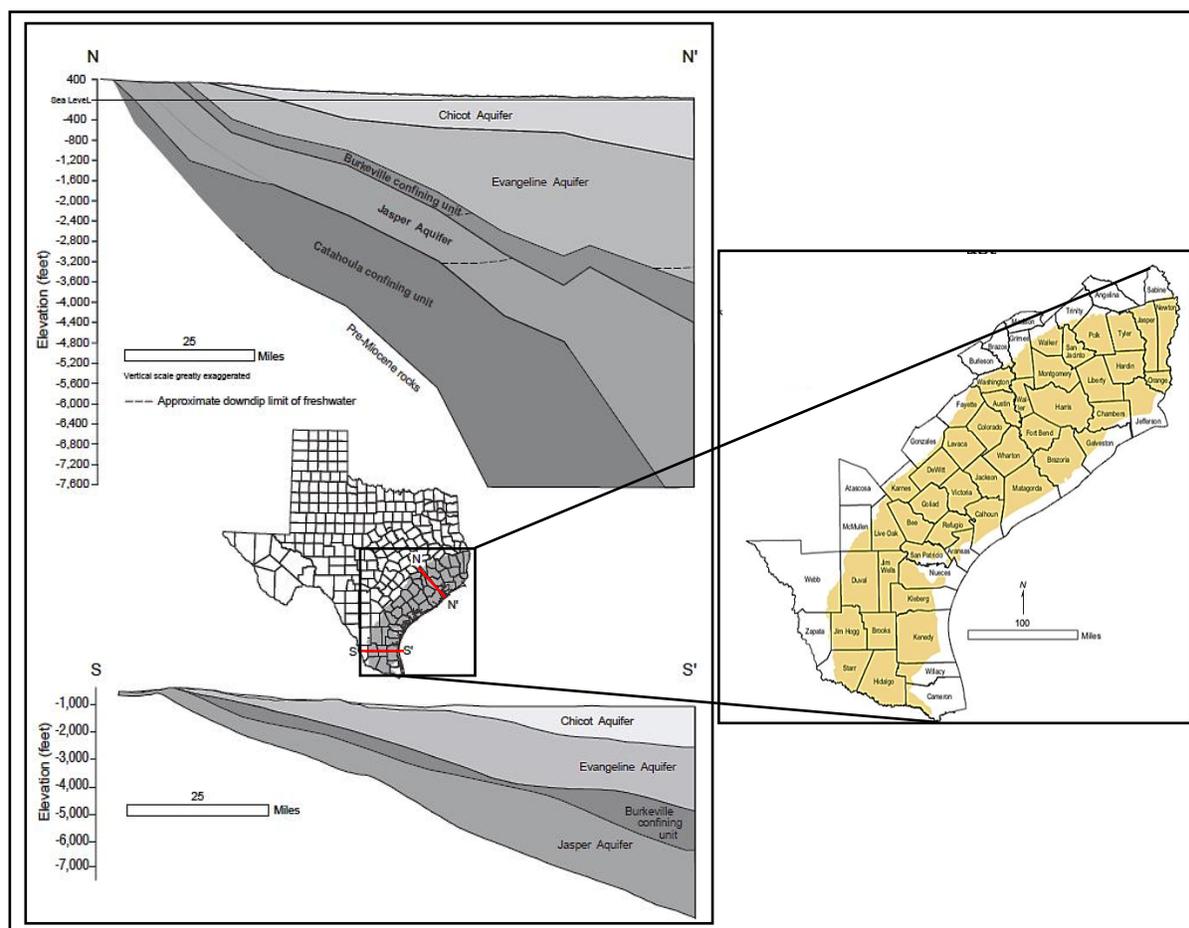
*Nota.* Se resaltan los tres principales cuerpos rocoso con considerable saturación de recursos hídrico almacenado en su espacio poroso. Todos suprayacentes a la Formación *Eagle Ford*. Tomado de *A reconnaissance analysis of groundwater quality in the Eagle Ford shale region reveals two distinct bromide/chloride populations*. [https://www.researchgate.net/publication/308282722\\_A\\_reconnaissance\\_analysis\\_of\\_groundwater\\_quality\\_in\\_the\\_Eagle\\_Ford\\_shale\\_region\\_reveals\\_two\\_distinct\\_bromidechloride\\_populations](https://www.researchgate.net/publication/308282722_A_reconnaissance_analysis_of_groundwater_quality_in_the_Eagle_Ford_shale_region_reveals_two_distinct_bromidechloride_populations). Modificado por el Autor.

### 1.2.4.a. Acuífero Gulf Coast

Acuífero mayor, con área total de 41.879 millas cuadradas (Figura 13), se caracteriza por ser uno de los más grandes de todo el Estado de Texas, compuesto por intercalaciones discontinuas de gravas, areniscas, limolitas y arcillas. Posee un espesor de 700 pies al sur, hasta 1.300 pies en el norte del acuífero (Figura 13). Posee un espesor de 1.000 pies saturados de agua fresca con concentraciones menores a 500 partes por millón ppm de sólidos disueltos totales TDS en la parte central del acuífero, mientras que en la parte sur, dicha concentración incrementa hasta valores superiores a 10.000 ppm de TDS (Gillham et al., 2011).

**Figura 13.**

*Acuífero Gulf Coast, Texas y Corte Seccional.*



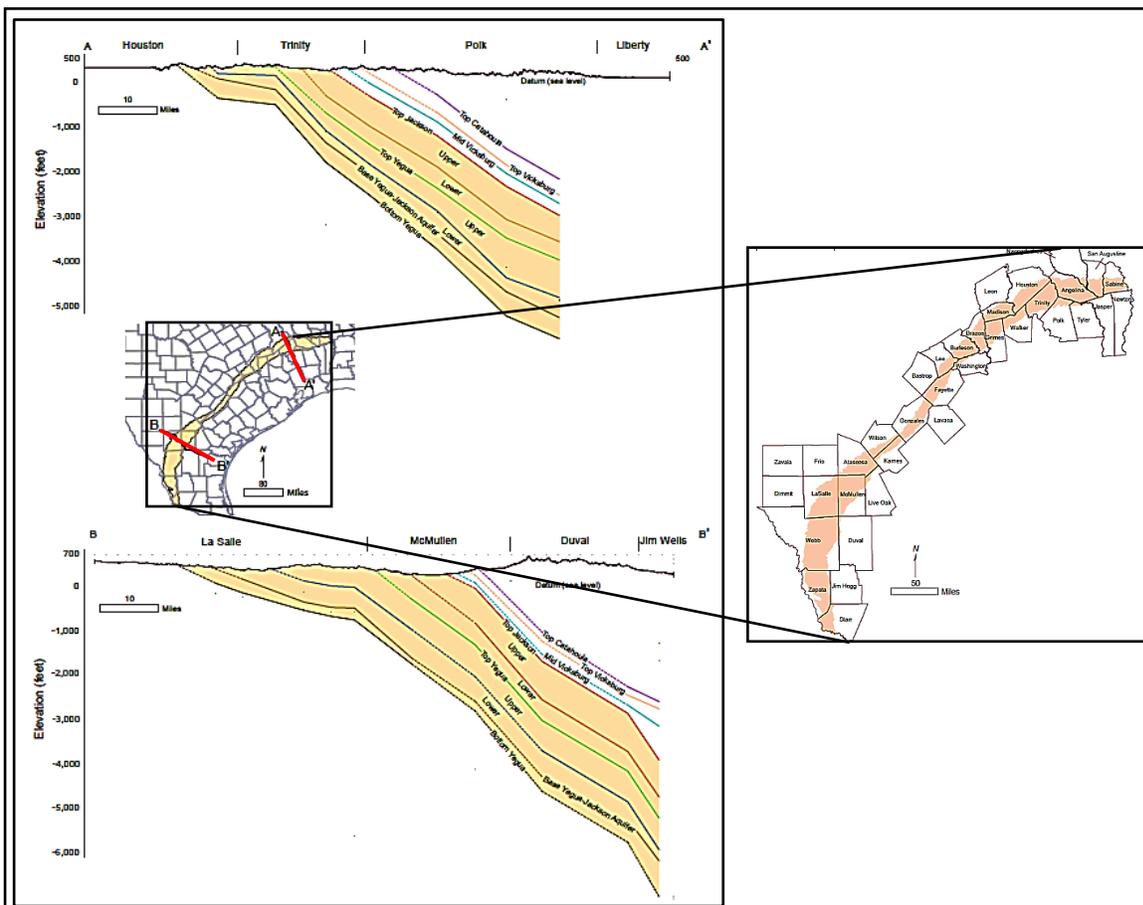
**Nota.** Costado izquierdo: dos cortes seccionales: N-N' en la zona norte y S-S' en la zona sur del acuífero *Gulf Coast*, el cual está conformado por múltiples acuíferos de menor envergadura. Costado derecho: ampliación de vista superficial. Tomado de *Aquifers of Texas*. [https://www.twdb.texas.gov/publications/reports/numbered\\_reports/doc/R380\\_AquifersofTexas.pdf](https://www.twdb.texas.gov/publications/reports/numbered_reports/doc/R380_AquifersofTexas.pdf). Modificado por el Autor.

### 1.2.4.b. Acuífero Yegua-Jackson

Acuífero menor ubicado en el sureste del Estado de Texas, con 10.904 millas cuadradas de área (Figura 14), conformado por intercalaciones de areniscas, limolitas y arcillas, depositadas en ambientes fluviales y deltaicos. Espesor promedio de 170 pies saturados de agua fresca con concentraciones menores de 50 a 1.000 ppm de SDT, la cual es empleada principalmente en el sector industrial. A lo largo de todo el acuífero se identifica un notable incremento de la mineralización de agua, a medida que aumenta la profundidad (Gillham et al., 2011).

**Figura 14.**

*Acuífero Yegua-Jackson, Texas y Corte Seccional*



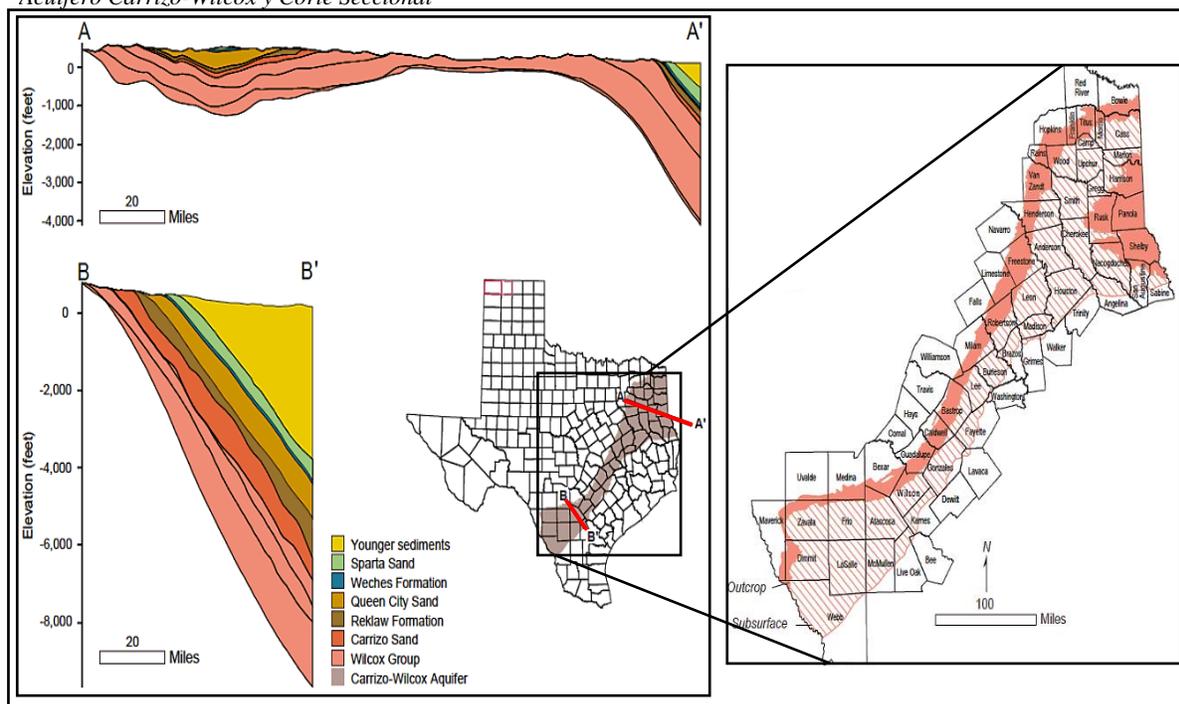
**Nota.** Costado izquierdo: dos cortes seccionales: A-A' en la zona norte y B-B' en la zona sur del acuífero *Yegua-Jackson*, el cual está conformado por múltiples acuíferos de menor envergadura, se evidencia la suprayacencia de la formación *Jackson* sobre la formación *Yegua*, ambas subdivididas en sus respectivos grupos superior e inferior. Costado derecho: ampliación de vista superficial. Tomado de *Aquifers of Texas*. [https://www.twdb.texas.gov/publications/reports/numbered\\_reports/doc/R380\\_AquifersofTexas.pdf](https://www.twdb.texas.gov/publications/reports/numbered_reports/doc/R380_AquifersofTexas.pdf). Modificado por el Autor.

### 1.2.4.c. Acuífero Carrizo-Wilcox

Acuífero mayor, abarca más de 25.409 millas cuadradas (Figura 15), compuesto principalmente de arenas intercaladas con gravas, limos y arcillas. Alcanza hasta 3.000 pies de espesor, de los cuales en promedio 670 pies se encuentran saturados por agua fresca con una concentración menor a 500 ppm de SDT (Gillham et al., 2011). Sin embargo, existen registros de agua fresca a 1.100 pies de profundidad (Louisiana, 2012). En las zonas más profundas se observa agua salobre con valores de hasta 7.000 ppm de SDT, con altos contenido de hierro (Fe) y magnesio (Mg) (Gillham et al., 2011).

Figura 15.

Acuífero Carrizo-Wilcox y Corte Seccional



**Nota.** Costado izquierdo: dos cortes seccionales: A-A' en la zona norte y B-B' en la zona sur del acuífero Carrizo-Wilcox, se evidencia la suprayacencia de la formación Carrizo y Reklaw en ambos cortes. Tomado de *Aquifers of Texas*. [https://www.twdb.texas.gov/publications/reports/numbered\\_reports/doc/R380\\_AquifersofTexas.pdf](https://www.twdb.texas.gov/publications/reports/numbered_reports/doc/R380_AquifersofTexas.pdf). Modificado por el autor

### 1.3. Analogía Formación La Luna y Formación Eagle Ford

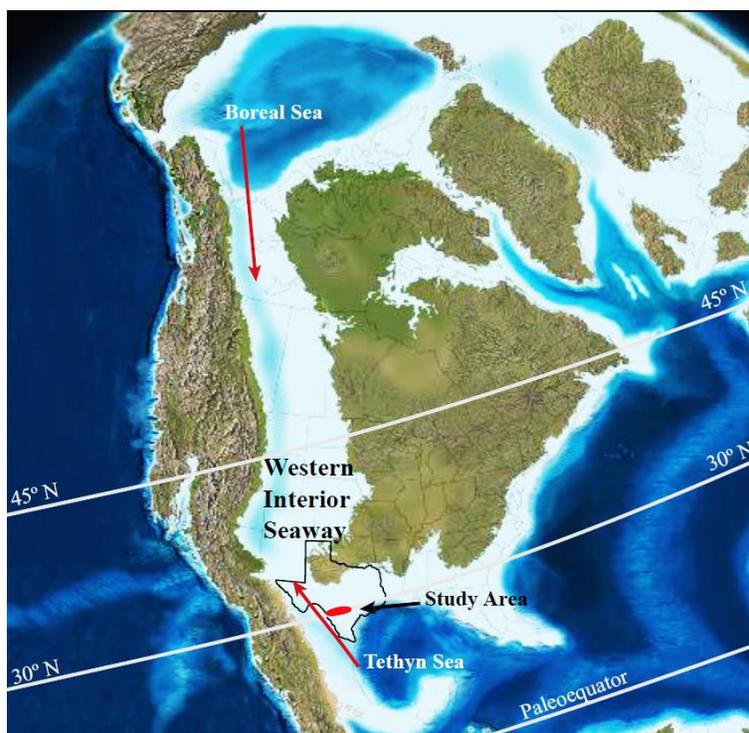
Según la metodología del trabajo, se identifican considerables similitudes entre la Formación La Luna en la cuenca de VMM en Colombia y la Formación *Eagle Ford* en el Estado de Texas en

EE. UU.. En la Figura 19. se comparan parámetros críticos como: permeabilidad, porosidad, *Total Organic Carbon TOC* (%), tipos de hidrocarburo, tipo de kerógeno, temperatura (K) y vitrina de reflectancia (Ro). Siguiendo la misma línea, la comparación realizada por (Cerón et al., 2013) concluye que ambas formaciones son similares, y que inclusive, según muestras tomadas de La Formación La Luna y comparadas con muestras tomadas de la Formación *Eagle Ford*, la formación colombiana exhibe importantes características (porosidad, TOC y permeabilidad) que son comparables o de mejor calidad que los rasgos correspondiente a las muestras tomadas en el sur de Texas en la Formación *Eagle Ford*. Por otra parte, cabe traer a colación el estudio realizado en conjunto por la UIS y Ecopetrol S.A., en donde se toma como punto de partida las condiciones de la Formación *Eagle Ford*, para analizar diferentes métodos de tratamiento para fluidos de retorno en operaciones de fracturamiento hidráulico en la Formación La Luna (Aranguren et al., 2017).

En la zona superior de la Figura 19. se expone el período geológico en el cual fueron depositadas las formaciones en estudio, ambas depositadas en el cretácico. De hecho, ambas formaciones fueron depositadas en ambientes de depositación marítima de baja energía, en el caso de la Formación *Eagle Ford*, en la Figura 16 es claro como solía lucir el Estado de Texas, tanto en el cretácico temprano, como en el cretácico tardío: un contundente ambiente marino.

**Figura 16.**

Mapa de Norteamérica en el período cretácico

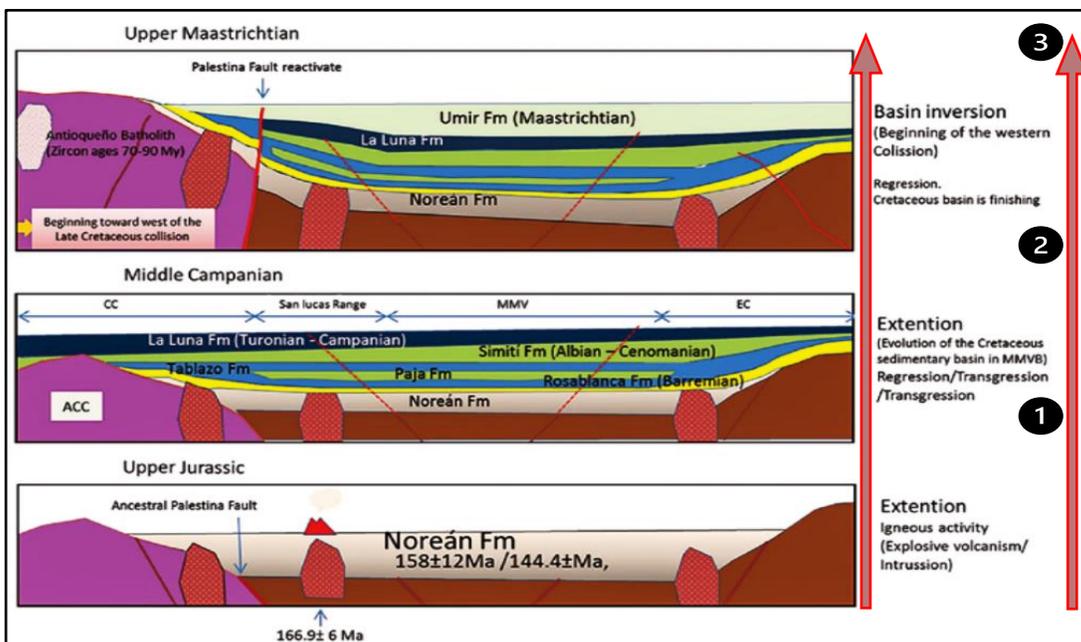


*Nota.* Se observa la distribución territorial del continente norteamericano en el periodo Cretácico, justo cuando se depositaba la formación *Eagle Ford* en un ambiente de depositación marino. Se demarca el estado de Texas y se rotula el área de estudio (Formación *Eagle Ford*) Tomado de *Integrating depositional facies and sequence stratigraphy in characterizing unconventional reservoirs: Eagle Ford Shale, South Texas*. [https://scholarworks.wmich.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1154&context=masters\\_theses](https://scholarworks.wmich.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1154&context=masters_theses) Modificado por el Autor.

De igual forma, la depositación de la Formación La Luna, ocurrió en un ambiente marítimo de baja energía, representado por biomicritas de foraminíferos plantónicos encontrados principalmente en el miembro Salada de la Formación La Luna. Dicha depositación, sucede de la mano con el levantamiento de la Cordillera Central y Cordillera Occidental al norte del territorio colombiano (Sarmiento et al., 2015), tal y como se muestra en la Figura 17., ratificando las similitudes encontradas por (Cerón et al., 2013).

Figura 17.

Deposición Formación La Luna, Cretácico Superior

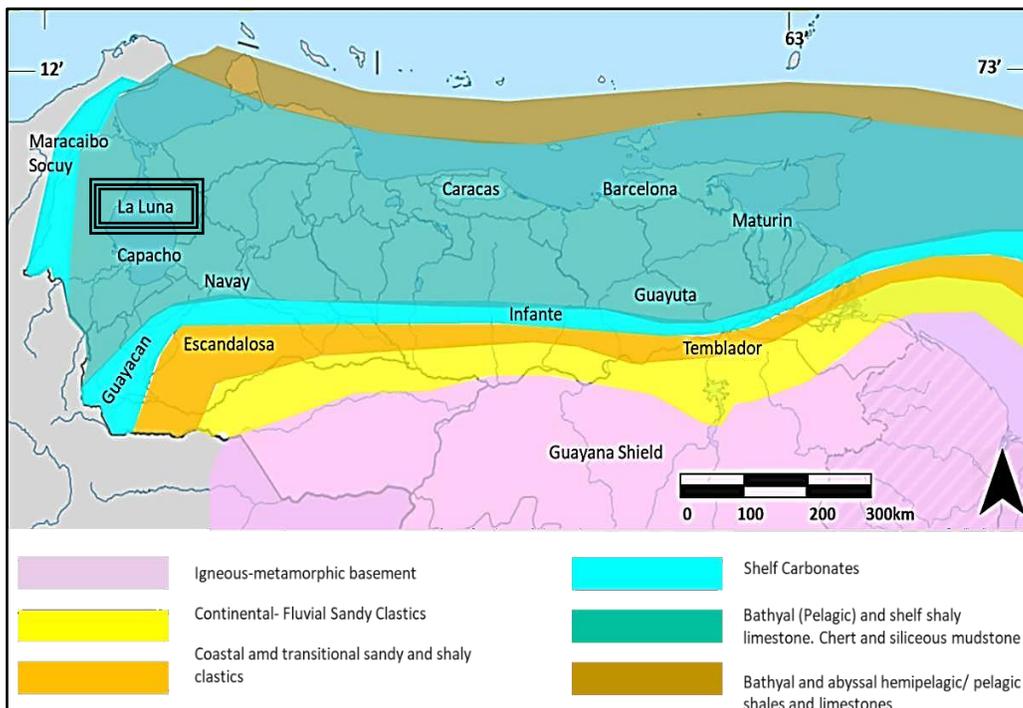


*Nota.* Se describe la evolución de la Cuenca del VMM, iniciando desde la zona inferior en el Jurásico Superior con la acumulación de sedimentos de origen volcánicos, correspondientes a la formación Noreán. Al mismo tiempo se observan considerables subducciones ígneas. En el recuadro central, se expone el inicio rápido de una sedimentación que toma lugar en una cuenca a mar abierto, durante el cretácico (Formación la Luna). En el recuadro superior, se muestra un gran cambio en el ambiente de depositación; pasando de un ambiente marino a uno de pantanos costeros, como resultado del levantamiento de la Cordillera Central. Tomado de Evolución Geológica y Estratigrafía del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena. <https://www.researchgate.net/publication/288668619>. Modificado por el autor.

De manera muy similar se depositó la Formación la Luna en territorio venezolano. De hecho, la invasión marina presentada en el cretácico, se presentó de forma muy similar en Norteamérica, Suramérica y Europa, conllevando a deportación de grandes volúmenes de calizas y lutitas ricas en materia orgánica (Figura 18), que dieron como resultado la Formación La Luna (Liborius, 2019) en la zona norte el continente suramericano.

**Figura 18.**

*Distribución de cuerpos rocosos al norte de Suramérica (Colombia y Venezuela) en periodo Cretácico.*



**Nota.** Esquina superior izquierda: Formación La Luna, actuando como punto de transición entre territorio Colombiano y Venezolano. En color rosa, zona de basamento ígneo – metamórfico. En color amarillo claro, sedimentos transportados por medios fluviales. En color amarillo oscuro, zona costera y transicional. En azul claro, plataformas carbonatadas. En color azul opaco, zona batial (zona de mar con profundidad desde 1000 metros a 6000 metros), con presencia de caliza y rocas silíceas. En color café, zona batial abisal (zona de mar con profundidad desde 4000 metros hasta 6000 metros) con presencia de lutitas y calizas. Tomado de *Applied Petroleum Source Rock Evaluation and High-Resolution Sequence Stratigraphy for Unconventional Reservoirs In La Luna Formation (Cenomanian- Santonian) Northwest Maracaibo Basin, Venezuela.* <https://shareok.org/handle/11244/319563> Modificado por el autor.

Posteriormente, en la Figura 19. se compara la porosidad, la cual varía en un rango de 4% - 10% para el caso de la formación *Eagle Ford*. De forma muy similar en la Formación La Luna, la porosidad comprende valores de 3.9% - 9.7%.

En cuanto al tipo de Kerógeno la Formación *Eagle Ford*, cuenta con kerógeno tipo I y II, mientras que la Formación La Luna posee únicamente kerógeno tipo II. Ambos característicos de ambientes de depositación marítimos de baja energía, componentes primordiales para la generación de gas húmedo, seco y crudos livianos.

Inmediatamente después, se muestra el TOC, en donde la Formación *Eagle Ford* sobresale ante la Formación La Luna, exhibiendo un amplio rango desde 2% hasta 9%, mientras que la formación colombiana cuenta con un rango que abarca desde 2.88% hasta 5.33%. Según la categorización de (Schlumberger, 2017), estos valores permiten catalogar el kerógeno de la formación norteamericana como de una “muy buena calidad”. Mientras que para el caso de la Formación La Luna, el kerógeno es catalogado entre “bueno” y “muy bueno”.

De igual forma se resalta la gran similitud de temperaturas entre las formaciones La Luna y *Eagle Ford*; ambas con temperaturas comprendidas entre 350 K y 384 K, óptimas para generar hidrocarburos.

Finalmente, en la parte inferior de la Figura 19 se evidencian vitrinas de reflectancia desde 0.8% a 3% para el caso de la Formación *Eagle Ford*, mientras que para el caso de la Formación la Luna se observa un rango más reducido desde 0.6% a 1.0%. Según Linley del *British Geological Survey BGS*, estos valores van de la mano con el tipo de kerógeno y en ambos casos ratifican la condición de roca generadora en los casos de estudio (Linkey, 2014). En el caso de la formación norteamericana, enmarcada en un rango de producción más amplio de hidrocarburos, abarcando gas seco, gas húmedo y crudos livianos. Mientras que la lutita colombiana, posee matices para la generación de hidrocarburos como: gas húmedo, crudos livianos y pesados.

En el trabajo realizado por (Aranguren et al., 2017), se evalúan propiedades de los grupos Salada y Galembo de la Formación La Luna, en relación con la Formación *Eagle Ford*. Teniendo en cuenta lo planteado por (Suárez, 2016) quien describe a los miembros La Salada y Galembo con un potencial petrolífero muy bueno, mientras que el miembro Pujamana catalogado como regular a bueno en el marco del TOC.

Figura 19.

Analogía entre Formación Eagle Ford y La Luna

| Formation                         | Eagle Ford   | La Luna   |                                 |
|-----------------------------------|--|---|---------------------------------|
|                                   |  | Salada Member                                   | Galembó Member                  |
| Age                               | Cretaceous   | Upper Cretaceous                                |                                 |
| Approx. area (m <sup>2</sup> )    | 12 140'569 267   | 6 190'071 584                                   |                                 |
| Basin                             | Appalachian  | VMM   |                                 |
| Mineral Composition               | Quartz 3%<br>Calcite 77%<br>Dolomite 2%<br>Pyrite 6%<br>Clay: 8%<br>Other: 4%                          | Quartz 62%<br>Carbonates: 25%<br>Clay: 13%      |                                 |
| Porosity (%)                      | 4-10   | 8.3 +/- 0.023<br>8.27+ / -3.54                  | 8.69% +/- 0.037<br>6.89 +/- 2.9 |
| Permeability                      | 1-1.5  | 17  | 4.3                             |
| Thickness                         | 31-101   | 198-274   | 274-518                         |
| TOC (%)                           | 2-9  | 3.7 +/- 1.63                                    | 3 +/- 1.22                      |
| Average depth (meters)            | 1 676-4 572  | 836 – 3 781                                     |                                 |
| Pressure Gradient (psi/m)         | 1.3 – 2.13   | 1.8 – 2.6                                       |                                 |
| Hydrocarbon Type                  | Dry gas, Humid Gas/condensed and oil with API between 33° and 50°                                      | Light crude and humid gas                       | Heavy Crude                     |
| Total resources                   | 150 Tera cubic feet (Tcf) of gas and 33 m <sup>3</sup> /millions of cubic feet standard (MMcf) of oil. | 117.8 Tcf 12.120 billion m <sup>3</sup> of oil. |                                 |
| Temperature (°K)                  | 350-384  | 355 – 361                                       |                                 |
| Maximum temperature (°K)          | -  | 494-504   |                                 |
| Kerogene Type                     | I and II   | II  |                                 |
| R <sub>o</sub> (%)                | 0.8-3  | 0.6-1   |                                 |
| Poisson Coefficient               | -  | 0.120-0.375                                     |                                 |
| Young Module (10/6 psi)           | -  | 1.476-5.248                                     |                                 |
| Technically recoverable resources | 532.608 m <sup>3</sup> of oil<br>21 Tcf of gas   | 14.1 Tcf 728 m <sup>3</sup> of oil              |                                 |

**Nota.** Comparación entre Formación Eagle Ford (costado izquierdo) y la Formación La Luna (miembros Salada y Galembó) en el costado derecho. Tomado de *A selection methodology of flowback treatment technologies and water reuse in hydraulic fracturing in source rocks-a strategy to reduce the environmental impacts in Colombia*. [http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0122-53832017000200005&script=sci\\_arttext&tlng=en](http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0122-53832017000200005&script=sci_arttext&tlng=en)

A partir del análisis anteriormente presentado, es posible seleccionar la Formación *Eagle Ford* como análogo a la Formación La Luna en la cuenca del VMM colombiano, por lo tanto, para el presente trabajo se asume que los fluidos para realizar operaciones de fracturamiento hidráulico en La Formación La Luna serían los mismos que los empleados para desarrollar este tipo de actividades en la Formación *Eagle Ford*. Adicionalmente, se asume que los fluidos de retorno en superficie se comportarán de manera similar.

## **2. RIESGOS AMBIENTALES DEL TRATAMIENTO DE FLUIDO DE RETORNO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

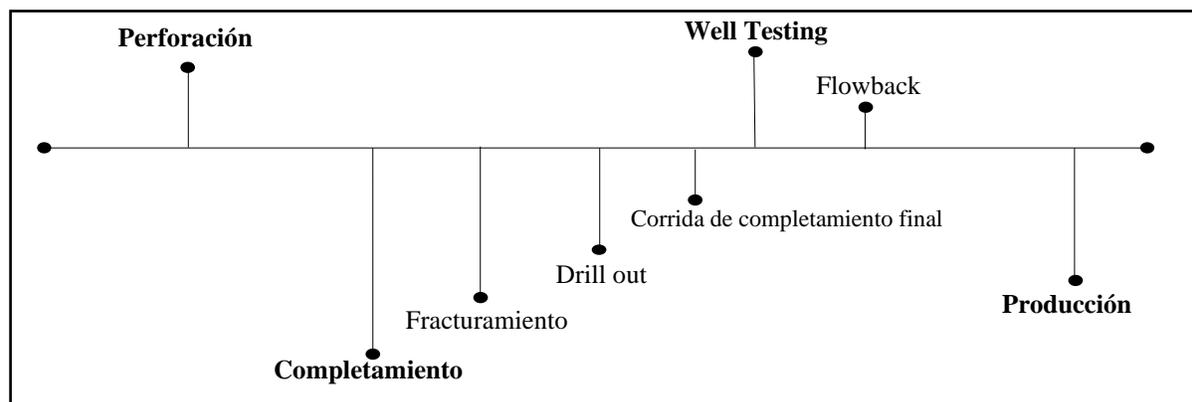
Al momento de gestionar el riesgo, con frecuencia éste se expresa al combinar sus consecuencias y la probabilidad asociada a su materialización (Icontec Internacional, 2015). Al enmarcar el riesgo en el ámbito ambiental, se acude principalmente a las actividades antropogénicas, las cuales a diario exponen el medio ambiente a impactos negativos. A lo largo del proceso de puesta en marcha de un pozo de hidrocarburos, son diversos los riesgos que se pueden llegar a materializar. A continuación, se describe el proceso contemplado para llegar a obtener el fluido de retorno en superficie y una breve descripción del fluido de fracturamiento hidráulico. Teniendo claro dichos conceptos, se identifican los principales riesgos ambientales en el marco de las operaciones de tratamiento en superficie del fluido de retorno.

### **2.1. Puesta en Marcha de un pozo de Hidrocarburos en YNC**

El proceso desde la perforación hasta la puesta en marcha de un pozo de hidrocarburos no es corto, ni fácil en lo absoluto, de hecho, es un proceso interdisciplinario que alberga profesionales de diferentes áreas (Figura 20). En primera instancia, se encuentra la etapa de perforación (Figura 21), seguidamente la etapa de completamiento, dentro de las cuales se ubican las operaciones de fracturamiento hidráulico (Figura 23), *drill out* y corrida de completamiento final. Posteriormente se encuentra la etapa de *Well Testing* (Figura 22), donde retorna a superficie el fluido de fractura y se evalúan los resultados del fracturamiento hidráulico, mientras se caracteriza y definen los límites del yacimiento (si se requiere). Finalmente, inicia la etapa de producción (Figura 24) con la puesta en marcha del pozo, empleando las facilidades de producción y almacenamiento de hidrocarburos (Hoss et al., 2017). Durante el proceso de puesta en marcha de un pozo en YNC los impactos paisajísticos son pequeños en comparación a las extensas áreas que se solían emplear anteriormente para producir los mismos volúmenes de hidrocarburos. A continuación, se procede a detallar las etapas de completamiento y *well testing*.

**Figura 20.**

*Puesta en Marcha de un pozo de Hidrocarburos en YNC*



*Nota.* De izquierda a derecha: Etapa de perforación, etapa de completamiento (fracturamiento, *drill out* y corrida del completamiento final). Etapa de *well testing* con recibo del *flowback*. Inicia la producción de hidrocarburos. Tomado de *Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs*. <https://www.sciencedirect.com/book/9780128498712/hydraulic-fracturing-in-unconventional-reservoirs>

**Figura 21.**

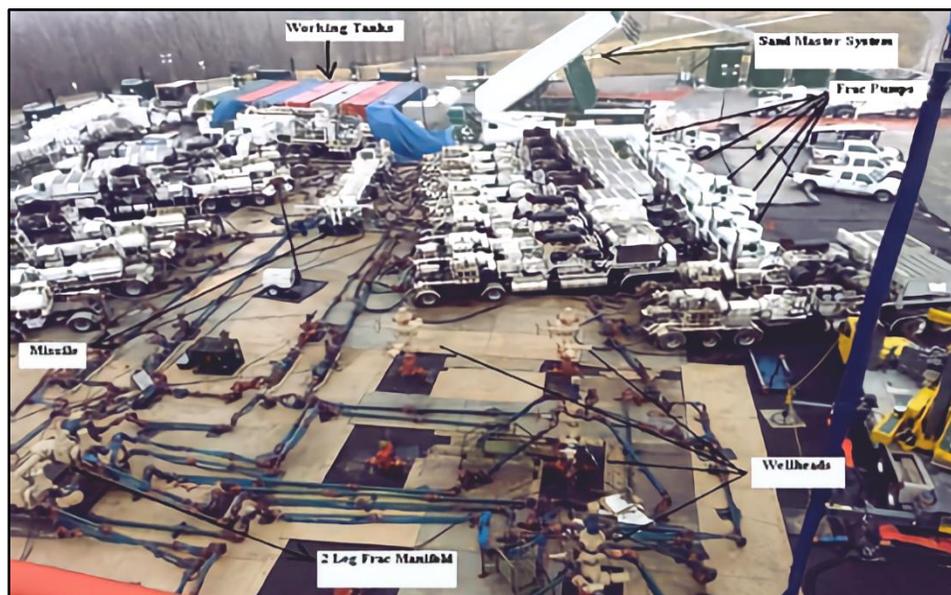
*Taladro de perforación en tierra*



*Nota.* Taladro de perforación. De derecha a izquierda: bombas, generadores, *standpipe*, torre de perforación y mesa de perforación. Tomado de *National Oilwell Varco Inc NOV*. <https://www.nov.com/products/land-drilling-rigs>

Figura 23.

## Vista Aérea de Operaciones de Fracturamiento Hidráulico



*Nota.* Ilustración general de locación en operaciones de fracturamiento hidráulico. En la zona superior de derecha a izquierda: sistema almacenamiento de material propante, *frac tanks*, almacenamiento de compuestos químicos. En zona central: mezcladores, unidades de bombeo, *Missile*. En zona inferior: Manifold, Cabezas de pozos o *Wellheads*. Taladro de perforación ha sido retirado de la locación. Tomado de *Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs*. <https://www.sciencedirect.com/book/9780128498712/hydraulic-fracturing-in-unconventional-reservoirs>

Figura 22.

## Operaciones de Well Testing



*Nota.* Ilustración general de locación en operaciones de *Well testing*. En zona superior: *Frac Tanks*. En zona central de izquierda a derecha: cabezal de pozo o *Wellhead*, *choke manifold*, trampa de arena y separador. Todo equipo empleado en fracturamiento ha sido retirado de la locación. Tomado de *Greene's Energy Group*. <https://www.greenesenergy.com/products-services/well-testing-services/well-testing/>

**Figura 24.***Pozo en producción*

**Nota.** Cabezal de pozo en producción. Todo equipo empleado en *Well testing* ha sido retirado de la locación. Tomado de ROGTEC. <https://rogtecmagazine.com/rpi-downhole-and-wellhead-equipment-market-prospects-new-technologies-impact-of-sanctions/>

### 2.1.1. Etapa de Completamiento

Proceso por medio del cual se lleva un pozo perforado a condiciones seguras y eficientes de producción o inyección (Bellarby, 2009). Dentro de estos trabajos se encuentran operaciones de cañoneo, fracturamiento hidráulico, *drill out*; en donde se muelen herramientas (*plugs*) empleadas en el fracturamiento hidráulico que se encuentran al interior del pozo, luego se realiza la corrida del completamiento final. Es importante acotar que trabajos de estimulación hidráulica pueden ser desarrollados bajo dos escenarios (Figura 25):

**Figura 25.***Fracturamiento inicial o Refrac*

| Completamiento Inicial  | Refrac  |
|---|---|
| Se refiere al fracturamiento de pozos vírgenes, que no han sido puestos en producción | Se refiere al fracturamiento de pozos que han sido fracturados y puestos en producción (Hoss et al., 2017). |

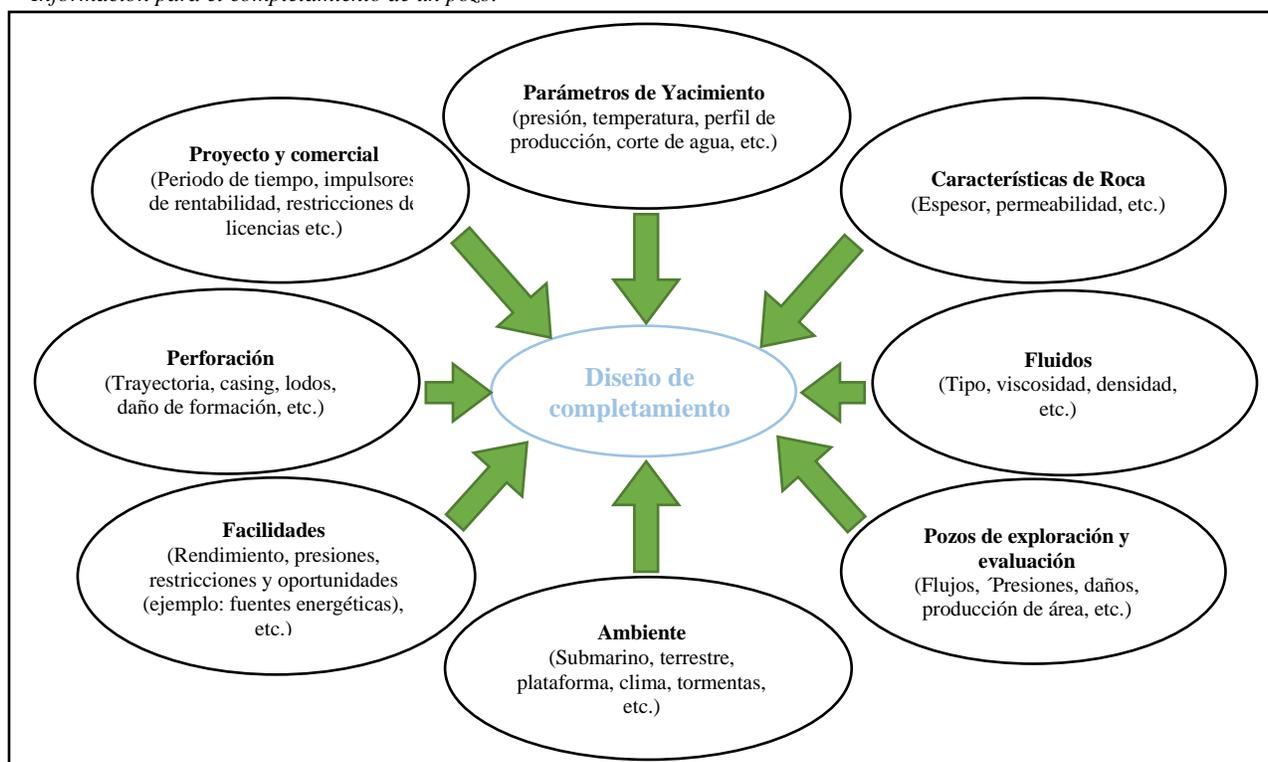
**Nota.** Zona izquierda: Completamiento Inicial. Zona derecha: Refrac. Tomado de *Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs*. <https://www.sciencedirect.com/book/9780128498712/hydraulic-fracturing-in-unconventional-reservoirs>

Para el presente caso de estudio se contemplan operaciones de fracturamiento hidráulico para un completamiento inicial, ya que en Colombia no se han realizado proyectos de fracturamiento hidráulico en YNC.

Todos los pozos a nivel mundial se enfrentan a condiciones diferentes, ellas son totalmente dinámicas, haciendo cada programa de perforación, completamiento o *well testing* único e irrepetible. En el diseño de un completamiento de pozo (Figura 26), se tienen en cuenta: parámetros de reservorio, características de la roca, propiedades de los fluidos, condiciones de pozos cercanos, medio ambiente, acceso a equipos disponibles, condiciones del pozo a completar y evaluaciones económicas (Bellarby, 2009).

**Figura 26.**

*Información para el completamiento de un pozo.*



*Nota.* Áreas contempladas en el diseño del completamiento de un pozo de hidrocarburos (gas o petróleo). Tomado de *Well completion design*. <https://www.elsevier.com/books/well-completion-design/bellarby/978-0-444-53210-7>

### 2.1.2. Etapa de Well Testing

Proceso por medio del cual se obtiene información de vital importancia para el desarrollo de un proyecto de hidrocarburos como: presión promedio del yacimiento, permeabilidad vertical y horizontal, extensión del reservorio (límites) y productividad del pozo (Chaudhry, 2003). La etapa de *well testing* en YNC, es igual o más crítica que el fracturamiento hidráulico *per se*, debido al riesgo potencial de perder estabilidad del material propante en las fracturas inducidas durante el fracturamiento hidráulico (Hoss et al., 2017).

Tan pronto inician operaciones de *well testing* y el fluido de retorno se encuentra en superficie, el primer componente con el que entra en contacto son las válvulas de producción o el muy conocido árbol de navidad, proveniente del inglés *Christmas Tree*, cuya principal función es permitir el acceso al pozo de una forma segura y controlada. Posteriormente, el fluido de retorno atraviesa los equipos que componen el proceso de pretratamiento: i) *choke manifold*, ii) trampa de arena y iii) separador. A continuación, se describe cada uno de los elementos:

El *choke manifold*, permite regular el flujo de fluido de retorno por medio de un juego de válvulas que comúnmente son ajustables de forma manual o remota (Figura 27).

**Figura 27.**

Choke manifold



**Nota.** *Choke manifold* en color azul. Eslingas de seguridad en color rojo, aseguran conexiones y líneas de superficie en caso de observar presiones atrapadas. Tomado de Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs. <https://www.sciencedirect.com/book/9780128498712/hydraulic-fracturing-in-unconventional-reservoirs>

Posteriormente, el fluido pasa a través de la trampa de arena (Figura 28), cuya función es capturar el material propante que no se almacenó correctamente en las fracturas. En ocasiones, dependiendo de los parámetros de retorno, la trampa de arena se puede ubicar aguas arriba o aguas abajo del *choke manifold* con el objetivo de evitar erosión en las válvulas del *choke manifold* por los altos volúmenes de material propante retornado (Hoss et al., 2017).

**Figura 28.**

*Trampa de arena*



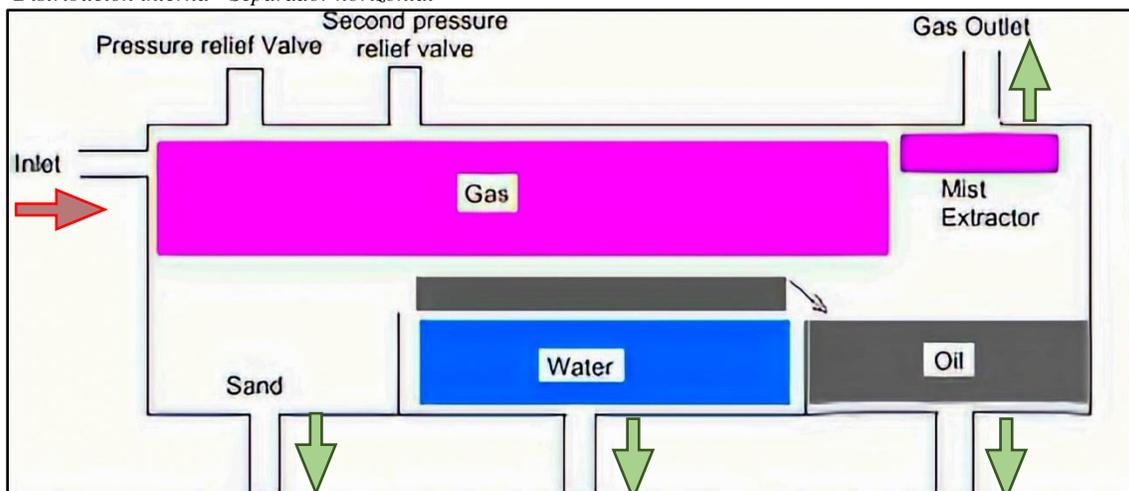
**Nota.** Líneas de superficie conectadas a trampa de arena. Tomado de Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs. <https://www.sciencedirect.com/book/9780128498712/hydraulic-fracturing-in-unconventional-reservoirs>

Finalmente, el fluido pasa a través del separador, el cual se encarga de separar los componentes presentes en el fluido de retorno, para el caso de estudio se analiza un separador de 4 fases para discriminar residuos de material propante, agua, gas y aceite (Figura 29). Al ingresar fluido al separador, la arena o material propante cae inmediatamente en una cavidad en donde es almacenado. Los fluidos son separados por diferencia de densidades; el agua al ser más pesada que el aceite y el gas, es enviada a la parte inferior del separador. El gas es transportado por la parte superior del separador a través de un extractor de neblina para ser quemado en una tea o

quemadero. Posteriormente, el aceite es entrampado en un bolsillo por medio de un sistema de reboce. En la Figura 30. Se observan tres separadores trifásicos horizontales.

**Figura 29.**

*Distribución interna - Separador horizontal*



**Nota.** Ingreso de fluido de retorno por costado izquierda. Válvula de seguridad y segunda válvula de seguridad en parte superior izquierda. De izquierda a derecha 4 efluentes: arena, agua, crudo y gas (zona superior derecha). Tomado de *Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs*. <https://www.sciencedirect.com/book/9780128498712/hydraulic-fracturing-in-unconventional-reservoirs>. Modificado por el autor.

**Figura 30.**

*Separadores trifásicos*



**Nota.** Tres separadores trifásicos en paralelo. Operaciones de *well testing* Tomado de *Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs*. <https://www.sciencedirect.com/book/9780128498712/hydraulic-fracturing-in-unconventional-reservoirs>

Los residuos generados a partir del proceso mencionado anteriormente deben ser transportados hasta el lugar de su disposición final. Para el presente trabajo se evalúa el transporte por medio de

vehículos de carga líquida, ya que las magnitudes del proyecto evaluado no ameritan transporte del fluido por líneas de superficie.

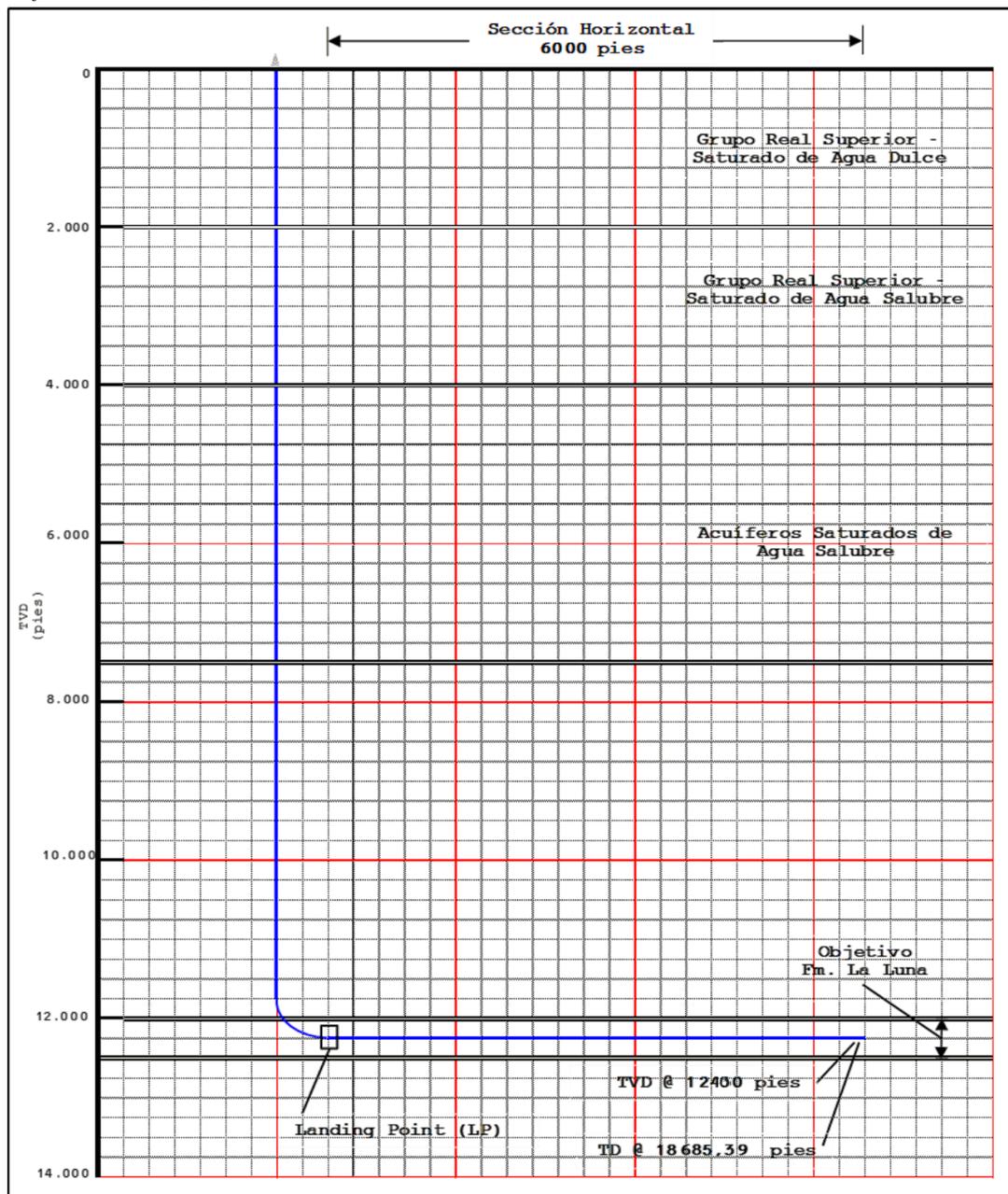
### **2.1.3. Volumen necesario de Fluido de Fractura**

A continuación, se puntualizan las asunciones técnicas que son empleadas como base para realizar cálculos volumétricos referentes al caso de estudio y determinar realmente el volumen de agua requerida para realizar fracturamiento hidráulico en YNC en Colombia. Dichas consideraciones son indispensables debido a que Anadarko Petroleum Corporation, compañía encargada de operar el pozo *Worthey Ranch 37H*, haciendo uso de su derecho de Privacidad de Datos y Confidencialidad, no hace públicos detalles técnicos enmarcados en la perforación, ni completamiento del pozo.

Para el presente trabajo se asume un total de 4 pozos a fracturar en igualdad de condiciones. Para el Pozo A, se evalúa una profundidad vertical de 12.400 pies TVD según lo expuesto por (Cerón et al., 2013), en la comparación llevada a cabo entre la Formación La Luna y la Formación *Eagle Ford*. La sección horizontal se define con una longitud de 6.000 pies. Se asume una profundidad total perforada TD de 18.685,39 pies (Figura 31). Se propone un pozo revestido en su totalidad desde TD hasta superficie con *casing* de 7 pulgadas, 26 libra/pie. Finalmente, según lo expuesto en la Resolución N° 90341 de 2014, se asume que el *casing* de 7 pulgadas esta cementado hasta por lo menos 500 pies por encima del zapato del *casing* de 7 pulgadas (Ministerio de Minas y Energía, 2014).

Figura 31.

Perfil Direccional Pozo A



**Nota.** Eje vertical corresponde a profundidad medida en pies. Eje horizontal corresponde a sección lateral o direccional del pozo. Línea azul: Perfil del pozo. En la zona superior de la figura se ubican los principales cuerpos hídricos subterráneos en el área de estudio. Espaciamiento mayor a 4.000 ft desde zona de fractura hasta base del cuerpo hídrico más próximo, el cual almacena fluidos salubres, en condiciones no aptas para consumo humano. Autoría Propia

Como resultado del estado mecánico planteado en la figura anterior, se obtiene un volumen total del pozo de 715 barriles empleando la Ecuación 1

**Ecuación 1.**

*Cálculo de volumen de pozo vacío*

$$\text{Volumen de pozo vacío} = \frac{ID^2}{1.029,4} \times MD$$

**Nota.** Ecuación empleada principalmente en programas de perforación, completamiento intervención de pozo y operaciones de control de pozo. Tomado de Formulas and Calculations for Drilling, Production and Work-over. <https://www.slideshare.net/amrhaggag/formulas-calculations>

Donde 1.029,4 es la constante de conversión para obtener resultados de volumen en (barriles). ID corresponde a diámetro interno del *casing* empleado (dicho diámetro es comúnmente determinado según: fabricante, rango, grado, peso y tipo de conexión del *casing*). Finalmente, MD equivalente a profundidad medida del pozo, proveniente de sus siglas en inglés *Measured Depth*.

A continuación, se presentan los cálculos para el volumen del Pozo A, sin presencia de herramienta alguna al interior de él.

$$\text{Volumen de pozo vacío} = \frac{6,276 \text{ pulgadas}^2}{1029,4} * 18.685.39 \text{ pies}$$

$$\text{Volumen de pozo vacío} = 715 \text{ Barriles}$$

Considerando lo expuesto por (Bagci et al., 2017), se contempla una separación de 250 pies entre cada una de las etapas de fractura, obteniendo como resultado un total de 24 etapas a fracturar por cada uno de los 4 pozos evaluados. De igual forma, se asume que cada etapa de un pozo requiere 5.000 barriles de fluido de fractura.

Según lo expuesto por (Boschee, 2014), se considera un retorno en superficie del 15% durante las operaciones de *well testing*, esto se asume para todo el proyecto y por consiguiente para cada etapa y pozo fracturado. Considerando las asunciones mencionadas se requieren 480.000 barriles de fluido de fractura una vez finalice la etapa de completamiento en los 4 pozos en estudio, de los cuales 72.000 barriles retornan a superficie (Figura 32), para ser enviados a planta de tratamiento.

**Figura 32.***Asunciones y Resultado de Cálculos, Pozo Caso Estudio-1*

| Tipo de pozo  | Horizontal   |
|---|--|
| Profundidades   | 18.685,39 pie MD / 12.400 TVD  |
| Sección Horizontal  | 6.000 pies   |
| Casing de producción:   | 7 pulgadas, 26#, P-110, TXP, R3.<br>Desde superficie hasta 18.685,39 pies MD |
| Capacidad casing 7" 26#   | 0,0383 barriles/pie  |
| Capacidad total del pozo (Vacío)                                      | 715 barriles   |
| Eficiencia del sistema de tratamiento de agua en locación             | 90%  |
| Volumen bombeado por etapa a fracturar                                | 5.000 barriles   |
| Volumen fluido de retorno en superficie por etapa fracturada          | 750 barriles   |
| Volumen de fluido para disposición final por etapa                    | 750 barriles   |
| Volumen bombeado por pozo a fracturar                                 | 120.000 barriles   |
| Volumen fluido de retorno en superficie por pozo fracturado           | 18.000 barriles  |
| Volumen de fluido para disposición final por pozo                     | 18.000 barriles  |
| Volumen total bombeado para fracturar 4 pozos                         | 480.000 barriles   |
| Volumen total de fluido de retorno en superficie al fracturar 4 pozos | 72.000 barriles  |
| Volumen total de fluido para disposición final para 4 pozos           | 72.000 barriles  |

*Nota:* Cálculos volumétricos para el caso de estudio. Autoría Propia.

Para transportar 480.000 barriles de agua se requieren 4.000 vehículos de carga líquida con capacidad de 120 barriles cada uno. Por otra parte, para enviar 72.000 barriles de fluido de retorno a planta de tratamiento se requieren 60 vehículos de carga líquida de las mismas condiciones.

## 2.2. Fluido de fractura

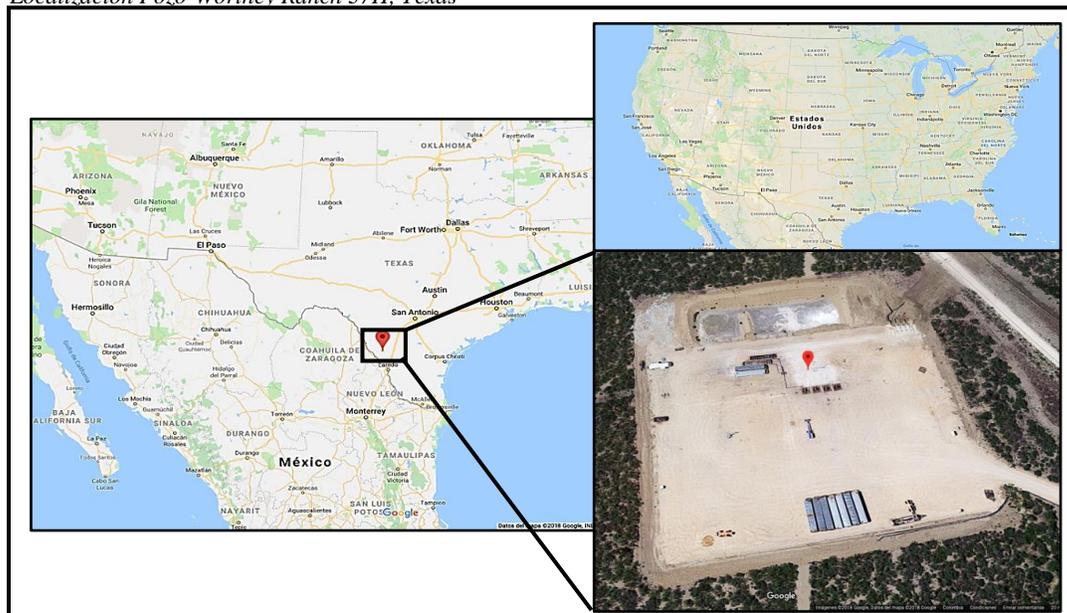
El diseño del fluido de fractura es uno de los aspectos de mayor criticidad en operaciones de fracturamiento hidráulico. Actualmente existen varios tipos de fluido de fractura, entre los cuales el *slick water* es uno de los más usados a nivel mundial (por su fácil y rápida preparación, y bajo costo en comparación con otros tipos de fluido), sin embargo, la selección de un tipo de fluido u otro, depende de las condiciones únicas de cada yacimiento. Entre las principales propiedades a evaluar se encuentran: módulo de Young, el cual describe el comportamiento de materiales elásticos ante cualquier tipo de esfuerzo; radio de Poisson, que describe la deformación de una material en dirección perpendicular a la dirección a la cual se aplica cualquier fuerza; y permeabilidad, que corresponde a la capacidad de un material de permitir el flujo de un fluido a través de él (Hoss et al., 2017). A continuación, se detallan los componentes del fluido de fractura empleado en la fractura de la Formación *Eagle Ford*, por medio del pozo *Worthey Ranch 37H* el cual corresponde a un fluido de fractura *slick water*.

### 2.2.1. Componentes del Fluido de Fracturamiento Hidráulico

Los componentes más usados en la elaboración de un fluido de fractura tipo *slick water*, son: reductor de fricción, biocida, inhibidor de *scale*, inhibidor de corrosión, inhibidor de arcillas, agente mojante, agente rompedor y material propante. La concentración de los componentes puede variar de un pozo a otro, e inclusive de una etapa de facturación a otra, a partir de los resultados obtenidos en las operaciones de fractura. En la Figura 33 se presentan los componentes del fluido de fractura, empleado en el pozo *Worthey Ranch 37H* en junio de 2014 (Frac Focus et al., s/f), ubicado en el Estado de Texas (Figura 34).

Figura 34.

## Localización Pozo Worthey Ranch 37H, Texas



**Nota.** Campo Worthey Ranch, ubicado en el condado de Webb, sur occidente del Estado de Texas, EE. UU. La locación cuenta con 4 pozos, entre los cuales se encuentra el pozo Worthey Ranch 37H, ubicado en segundo lugar de izquierda a derecha. Tomado de Google Maps. <https://www.google.com/maps>. Modificado por el autor.

Figura 33.

Caracterización Fluido de Fracturamiento Hidráulico usado por Anadarko Petroleum Corporation, en el pozo Worthey Ranch 37H, junio de 2014

| Pozo              | Componentes             | Propósito                    | Máxima Concentración en el fluido (% masa) |
|-------------------|-------------------------|------------------------------|--|
| Worthey Ranch 37H | Agua                    | Fluido Base                  | 94   |
|                   | Arena                   | Propante                     | 5.36                                       |
|                   | Ácido Clorhídrico       | Acidificación                | 0.41                                       |
|                   | FR-1B                   | Reductor de Fricción         | 0.041                                      |
|                   | Ácido Clorhídrico (15%) | Acidificación                | 0.037                                      |
|                   | X-CIDE 750              | Biocida                      | 0.021                                      |
|                   | SCW5277                 | Inhibidor de Scale           | 0.01                                       |
|                   | Cl-1                    | Inhibidor de Corrosión ácida | 0.004                                      |

**Nota.** Fluido de fractura discriminando componentes, propósito y máxima concentración en el fluido en % de masa. Tomado de *A selection methodology of flowback treatment technologies and water reuse in hydraulic fracturing in source rocks-a strategy to reduce the environmental impacts in Colombia*. [http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0122-53832017000200005&script=sci\\_arttext&tlnq=en](http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0122-53832017000200005&script=sci_arttext&tlnq=en)

En el caso de la fractura realizada a la Formación *Eagle Ford* por medio del pozo *Worthey Ranch 37H*, se empleó 94% de agua, 5.36 % de material propante y 0.64% de componentes químicos, de los cuales destacan: 0.41% y 0.037% de ácido clorhídrico al 7% y 15% de concentración respectivamente, biocida o también conocido como bactericida al 0.021%, reductor de fricción al 0,041% e inhibidores de corrosión y *scale* al 0.004% y 0,01% correspondientemente (Figura 33). Se observa la sobresaliente cantidad de agua empleada en comparación a otros componentes como el ácido clorhídrico y material propante, adicionalmente se observa la presencia de reductor de fricción, producto característico de los fluidos de fractura *slick wáter*.

Las funciones de cada uno de los componentes del fluido de fractura son puntuales, como se ve a continuación:

- **Ácido clorhídrico:** Disuelve minerales presentes en la formación objetivo. Elimina obstrucciones en tubería al interior del pozo, que pueden alterar el desarrollo de las operaciones de fractura.
- **Reductor de fricción:** Reduce pérdidas de energía por fricción entre los fluidos bombeados al pozo y la tubería por la cual se desplazan.
- **Biocida:** Elimina bacterias presentes en el agua (base del fluido de fractura *slick water*) dichas bacterias pueden corroer equipos, conexiones y tubería tanto de fondo como de superficie.
- **Inhibidor de *scale*:** Previene depositación de *scale* o incrustaciones en tuberías y equipos tanto en superficie como en fondo.
- **Inhibidor de corrosión:** Previene reacciones de oxido-reducción las cuales se desarrollan principalmente entre los átomos de hierro (presentes en las aleaciones metálicas) y los átomos de oxígeno presentes en el agua que se bombea al pozo.

Dichos componentes son usados en la actualidad en operaciones de estimulación matricial y fracturamiento de yacimientos convencionales, los cuales están estrictamente regulados a nivel mundial. En el caso puntual de Colombia, controladas y reguladas por medio de licencias ambientales emitidas por la Asociación Nacional de Licencias Ambientales ANLA, en conformidad al Decreto 2820 de 2010.

Durante los trabajos de estimulación hidráulica, el fluido de fractura experimenta considerables variaciones en sus componentes; el fluido que ingresa al pozo no retorna a superficie en las mismas condiciones. Este cambio se debe a la interacción entre el fluido de fractura y la formación objetivo, en donde propiedades como composición mineralógica, temperatura de yacimiento, presión de fractura y tiempo de exposición entre fluido de fractura y roca, toman gran relevancia. Usualmente, entre más tiempo este expuesto el fluido de fractura a la formación de interés, mayor es la cantidad de componentes orgánicos e inorgánicos adquiridos por el fluido de fractura, dificultando su tratamiento en superficie (Oetjen et al., 2018).

### **2.3. Riesgos Ambientales**

Las actividades realizadas en el tratamiento de agua después de los procesos de fracturamiento hidráulico se dan en superficie, la fractura hidráulica en sí, se da en el subsuelo. Sin embargo, existe el riesgo de que cuerpos hídricos subterráneos sean contaminados por derrames de fluidos superficiales. Este fenómeno se da principalmente por medio de infiltración de fluidos a través del suelo hacia zonas de recarga (rocas de alta permeabilidad) de acuíferos subyacentes. Esto toma mayor criticidad en Colombia, en donde se tiene identificado el tan solo el 30.8% de los sistemas acuíferos a nivel nacional y en donde hasta el año 2018 se publicó el primer Mapa Nacional de Zonas Potenciales de Recarga (de manera indicativa).

Según la delimitación realizada en el Mapa Nacional de Zonas Potenciales de Recarga los departamentos del Cesar y Norte de Santander, son catalogados como zonas de alta potencialidad de recarga (IDEAM, 2018) por lo que en primera instancia invita a tomar mayor precaución y detalle con el objetivo de proteger y resguardar recursos hídricos subterráneos que pueden llegar a ser contaminados por el eventual derrame y posterior infiltración de fluido de retorno durante su transporte hacia planta de tratamiento. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, la categorización realizada por el IDEAM responde a una clasificación de horizonte nacional y de carácter netamente indicativo la cual requiere mayor detalle y especificidad, que permita tomar de decisiones más acertadas al momento de definir rutas y puntos de disposición final de *flowback*.

Un análisis realizado por la Environmental Protection Agency EPA de EE. UU. manifiesta que los datos que podrían usarse para caracterizar la presencia o migración de productos químicos en el subsuelo, antes, durante y después de la fracturación hidráulica son escasos respecto a la relación con el número de pozos de producción de petróleo y gas con fracturación hidráulica. No obstante, este estudio de la EPA permitió identificar algunos casos en donde incidentes presentados en distintas fases de la operación pueden llegar a ocasionar impactos en los recursos hídricos, si el manejo de fluidos durante la operación y en superficie, no es el adecuado (EPA, 2015).

A continuación, se muestran algunos resultados del análisis de la EPA que permiten determinar en qué situaciones del manejo de fluidos en marcadas en operaciones de fracturamiento hidráulico, se debe prestar especial atención y deben ser contempladas durante el desarrollo de todos los proyectos de YNC en Colombia y por ende en el presente caso de estudio.

- Durante el manejo del *flowback* o agua de producción. Existen casos particulares como en *Barnett Shale* en Texas, en donde el volumen total de agua de retorno puede igualar o exceder el volumen inyectado de fluido de fracturación hidráulica (EPA, 2015). Al inicio del periodo de *flowback*, generalmente se observan altas tasas de retorno, sin embargo, a lo largo del tiempo, la producción tiende a disminuir. Los impactos por manejo inadecuado del agua de retorno o por no prever casos excepcionales como el de *Barnett Shale*, puede generar derrames en zonas cercanas a la operación que podrían impactar cuerpos de aguas superficiales.

La EPA caracterizó 225 casos en 11 Estados de los EE. UU. en los que agua de producción se derramó sobre o cerca de locaciones (*pads*). Las causas de los derrames fueron registradas como error humano, falla del equipo, falla de integridad del contenedor, causas diversas (incendios, actos vandálicos) y causas desconocidas. El 74% del volumen total derramado para los 225 casos fue causado por fallas de integridad en contenedores (EPA, 2015). Es importante aclarar que los impactos ambientales de los derrames dependen principalmente del volumen y toxicidad del fluido derramado, la superficie en donde se materialice el riesgo y el tiempo de exposición del fluido, y del suelo.

- Manejo de aguas residuales con tratamientos inadecuados. La EPA en su estudio revela un caso de *Marcellus Shale* en el Estado de Pensilvania, *EE. UU.*, en donde se encontraron concentraciones elevadas de radio, alfa bruto y beta bruto en muestras de efluentes de algunos *Centralized Waste Treatment CWT* que reciben aguas residuales de operaciones relacionadas con petróleo y gas, las cuales no estaban preparadas para la gestión de dichos compuestos (EPA, 2015). Si bien no es el caso de *Eagle Ford*, es importante contemplar la posibilidad de que se presente material radioactivo y estar preparados para su gestión.

En el caso de Colombia la disposición de materiales radioactivos *Naturally-Ocurring Radioactive Material NORM*, está regulado de la Resolución 180005 de 5 de enero de 2010 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, la cual en paralelo a la Guía para la gestión de desechos radiactivos clase 2, armoniza los niveles de dispensa de residuos radiactivos mediante criterios regionales, a través de la Resolución 41178. Por lo tanto, toda actividad que contemple gestión de desechos radiactivos en Colombia debe regirse bajo las resoluciones mencionadas anteriormente de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia como miembro del Organismo Internacional de Energía Atómica – OIEA, el 5 de diciembre de 2002 (Ministerio de Minas y Energía, 2010).

Otro aspecto de vital importancia es el déficit de precipitaciones temporales recurrentes o mejor conocidas como sequías. En épocas recientes, las zonas del Caribe, Magdalena-Cauca y Pacífico colombiano han presentado sequías correlacionadas con eventos conexos al fenómeno del niño, de una forma más frecuente y por periodos más prolongados (IDEAM, 2018). En adición, se debe contemplar la tendencia incremental en la demanda de agua a nivel nacional, la cual según el IDEAM bajo un escenario pesimista estima un incremento del 27% al año 2030, con una tasa de crecimiento anual que oscila entre el 2% y el 6% (IDEAM, 2018). Por otra parte, se debe considerar que en último Estudio Nacional del Agua ENA realizado en el 2018, no se expuso el análisis de cargas generadas y vertidas por municipio, el cual es vital para evaluar la calidad del agua a nivel nacional y por ende la oferta hídrica del territorio nacional. Es importante coordinar actividades de gran demanda hídrica con periodos de sequía, periodos de alta demanda hídrica y calidad del agua ofertada, con el objetivo de evitar afectaciones en la oferta hídrica a zonas poblacionales del área de influencia.

Como resultado de periodos de sequía cada vez más prolongados, la erosión del suelo se ve afectada por la gran cantidad de vehículos de carga pesada requeridos para transportar recurso hídrico hasta pozo y desde pozo hasta planta de tratamiento (al igual que la calidad del aire, por presencia de material particulado) lo que va de la mano con el deterioro del paisaje y la alteración en los ciclos de vida de flora y fauna aledañas.

En contraste a los periodos de sequía presentados en el territorio nacional, se encuentran los eventos de inundaciones. De hecho, se ha identificado que las zonas con mayor potencial de inundación son aquellas aledañas a cuerpos hídricos superficiales (IDEAM, 2018). Para este caso de estudio, se acota netamente al Río Magdalena, el cual atraviesa la cuenca del VMM en su totalidad, poniendo al descubierto un riesgo ambiental al momento de evacuar fluidos de retorno de locaciones cercanas a dicha corriente, agregando otro factor al momento de planear proyectos de fracturamiento hidráulico en el VMM colombiano.

Finalmente, uno de los principales impactos es la generación de residuos, para el presente caso de estudio se evalúan 72.000 barriles de fluido de retorno que son enviados a planta de tratamiento, para su posterior disposición final.

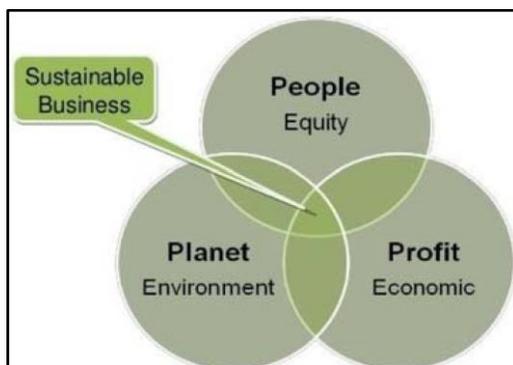
### 3. MEJORES PRÁCTICAS PARA EL TRATAMIENTO EN SUPERFICIE DE FLUIDO DE RETORNO EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Con el agigantado aumento poblacional que experimenta el mundo, países en vía de desarrollo con crecientes demandas energéticas, generando cada vez, más y más residuos no recuperables, que por medio de gases de efecto invernadero aceleran el cambio climático, es mandatorio una transición energética lo más pronto posible. Las industrias energéticas a partir de fuentes no renovables, como protagonistas en el cambio climático, deben tomar cartas sobre la mesa y adoptar acciones inmediatas hacia una transición energética, la cual se debe llevar a cabo con la menor cantidad de impactos ambientales negativos posibles.

El desarrollo de proyectos sostenibles donde se evalúe el ámbito económico, ambiental y social de una forma equitativa (Figura 35) son fundamentales para alivianar las cargas actuales que soporta el planeta tierra. Estos proyectos sostenibles, van de la mano de una transición de economías lineales hacia economías circulares con cero desechos. Para el desarrollo de economías circulares se debe prestar especial atención a 5 categorías: Salud de Material, Reutilización de Material, Administración del Agua, Equidad Social y Energías Renovables (McDonough y Braungart, 2010).

**Figura 35.**

*Áreas de Estudio de Proyectos Sostenibles*



**Nota.** Diagrama de áreas evaluadas al momento de desarrollar proyectos sostenibles. Donde al evaluar cada una de las categorías el valor de ellas debe ser positivo o cero. En caso de obtener evaluaciones negativas se debe replantear el proyecto para permanecer en el marco de la sostenibilidad. Tomado de *Environmental Risk Management Strategies and the Moderating Role of Corporate Social Responsibility in Project Financing Decisions*. [https://www.researchgate.net/publication/326870157\\_Environmental\\_Risk\\_Management\\_Strategies\\_and\\_the\\_Moderating\\_Role\\_of\\_Corporate\\_Social\\_Responsibility\\_in\\_Project\\_Financing\\_Decisions](https://www.researchgate.net/publication/326870157_Environmental_Risk_Management_Strategies_and_the_Moderating_Role_of_Corporate_Social_Responsibility_in_Project_Financing_Decisions)

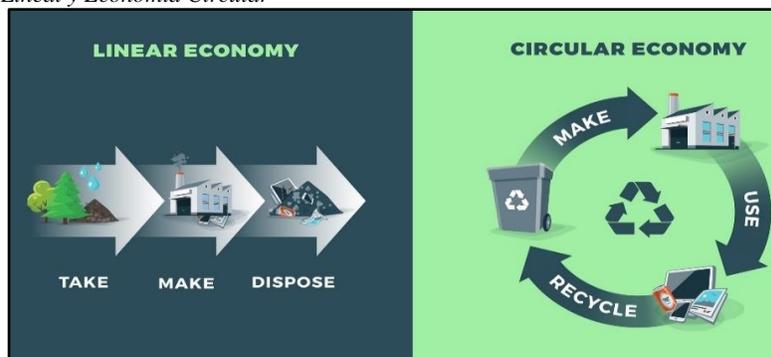
A continuación, se suministran dos métodos por medio de los cuales se puede realizar inmensos avances hacia la reducción de riesgos ambientales en actividades enmarcadas en el tratamiento de fluido de fractura. El primero, reutilización del fluido de fractura reduciendo la generación de residuos y optimizando la administración del agua y el segundo, uso de fluidos de fractura con productos lo más seguro posible para el ambiente y salud humana. Por otra parte, se proponen mecanismos de gestión para otros de los riesgos ambientales identificados en el capítulo 2.

### 3.1. Economía Circular

Modelo preventivo que propone una mínima generación de residuos y en caso de ser generados, se tratan como recursos. Para ello se requiere de ecodiseños iniciales de productos y procesos, lo que permite que una vez el producto es descartado, sus componentes son reutilizados o biodegradados, reduciendo así impactos ambientales negativos (Figura 36). Para lograr ecodiseños, usualmente se toma como punto de partida el funcionamiento de sistemas naturales (en donde no se generan residuos, sino recursos), esto por medio del retiro de paradigmas relacionados con la economía lineal, la cual supone el siguiente proceso: extracción, uso y disposición final. Fundamentalmente, este modelo supone errores de diseño inicial en el producto o proceso, lo cual se traduce en falta de reutilización o generación de residuos no biodegradables, lo que finaliza con la materialización impactos ambientales negativos (McDonough y Braungart, 2010).

**Figura 36.**

*Economía Lineal y Economía Circular*



**Nota.** Costado izquierdo: diagrama general de Economía Lineal, donde se generan grandes volúmenes de residuos. Costado derecho: diagrama general de economía circular, donde se busca reducción de residuos a partir de ecodiseños. Tomado de NAEM. <https://www.naem.org/connect/blog/read/the-green-tie/2014/10/07/william-mcdonough-next-industrial-revolution->

Por otra parte, el desempeño de proyectos enmarcados dentro de la economía circular se puede medir por medio del método Circulytics. Dicha herramienta permite medir la circularidad de una compañía, accediendo a una toma de decisión integral alineada en la economía circular. Para medir la circularidad de una empresa, se emplean indicadores (alrededor de 30 indicadores) dependiendo de la actividad económica, evaluando tanto flujo de material como de energía considerando impactos negativos hacia el medio ambiente. Esto es un punto de partida válido y real, ya que el método permite comparar la situación actual de la compañía frente a otros pares que se encuentren en una transición hacia la circularidad (Ellen Macarthur Foundation, 2019).

### ***3.1.1. Reutilización del Fluido de Fractura***

El agua es vital para la supervivencia humana y la vida en general, cada día son más evidentes los problemas de desabastecimiento hídrico presentes en el planeta tierra, por ello es esencial usar dicho recurso de forma estratégica. En etapas iniciales el agua empleada en operaciones de fracturamiento hidráulico puede provenir de diferentes medios, ya sea de fuentes hídricas superficiales o subterráneas (campos de petróleo cercanos o adquirida de terceros autorizados). Este recurso puede ser transportado por medio de vehículos de carga líquida o por medio de tubería, a partir de la necesidad del proyecto. A la hora de desarrollar proyectos relacionados con extracción de hidrocarburos, las fuentes de obtención de recursos dependen estrictamente de lo que se haya admitido en la licencia ambiental aprobada por la ANLA, no se permite extracción de recursos hídricos de ninguna otra fuente, por esto, si se desea realizar reutilización de fluido de retorno en operaciones de YNC en Colombia, se debe contemplar desde el inicio de la planeación del proyecto.

El proceso de reutilización del fluido de fractura (Figura 37), considera que una vez recibido el fluido en superficie y finalizado el pretratamiento, donde el fluido libre de propante e hidrocarburos, puede tomar tres vertientes en donde puede:

- Ser enviado al sistema de membranas de destilación para desmineralizar el fluido, según lo expuesto por (Aranguren et al., 2017) .

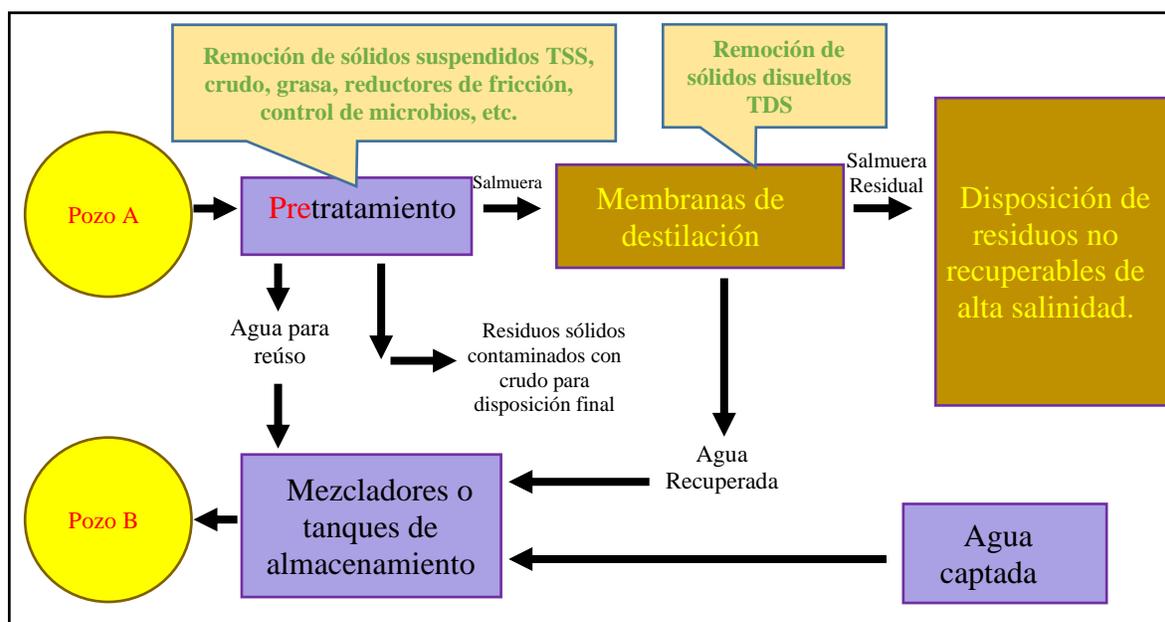
- Ser enviado directamente a tanques de almacenamiento para su posterior reutilización, sin ser tratado en el sistema de membranas de destilación.
- Ser almacenado y enviado hacia su tratamiento y disposición final (para el caso de material propante y crudo).

En cualquiera de las dos opciones iniciales se recomienda diluir el efluente con agua externa para disminuir la concentración de TDS. En el caso de que el fluido sea enviado al sistema de membranas de destilación, se presentan dos vertientes:

- Agua recuperada, que es enviada a tanques de almacenamiento para su reutilización. El recurso hídrico puede ser empleado no solo en operaciones de fracturamiento hidráulico, sino también en operaciones de perforación, completamiento, pruebas de producción e inyección, las cuales demandan considerables volúmenes de recursos hídricos a lo largo del desarrollo de un campo petrolero. Según lo estipulado en la Resolución 421 de 2014 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, se debe recordar que en Colombia está prohibido el almacenamiento de fluido de retorno o agua de producción en piscinas al aire libre, únicamente está permitido el uso de tanques cerrados como *frac tanks* o similares (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2014b).
- Residuos no recuperables, los cuales son enviados a celdas de seguridad o rellenos de seguridad autorizados, ellos deben contar con un sistema de seguimiento ambiental (plan de manejo o licencia ambiental) para su correspondiente aislamiento y confinamiento final.

Figura 37.

Ciclo del Agua en Operaciones de Fracturamiento Hidráulico Multietapas, Caso de Estudio

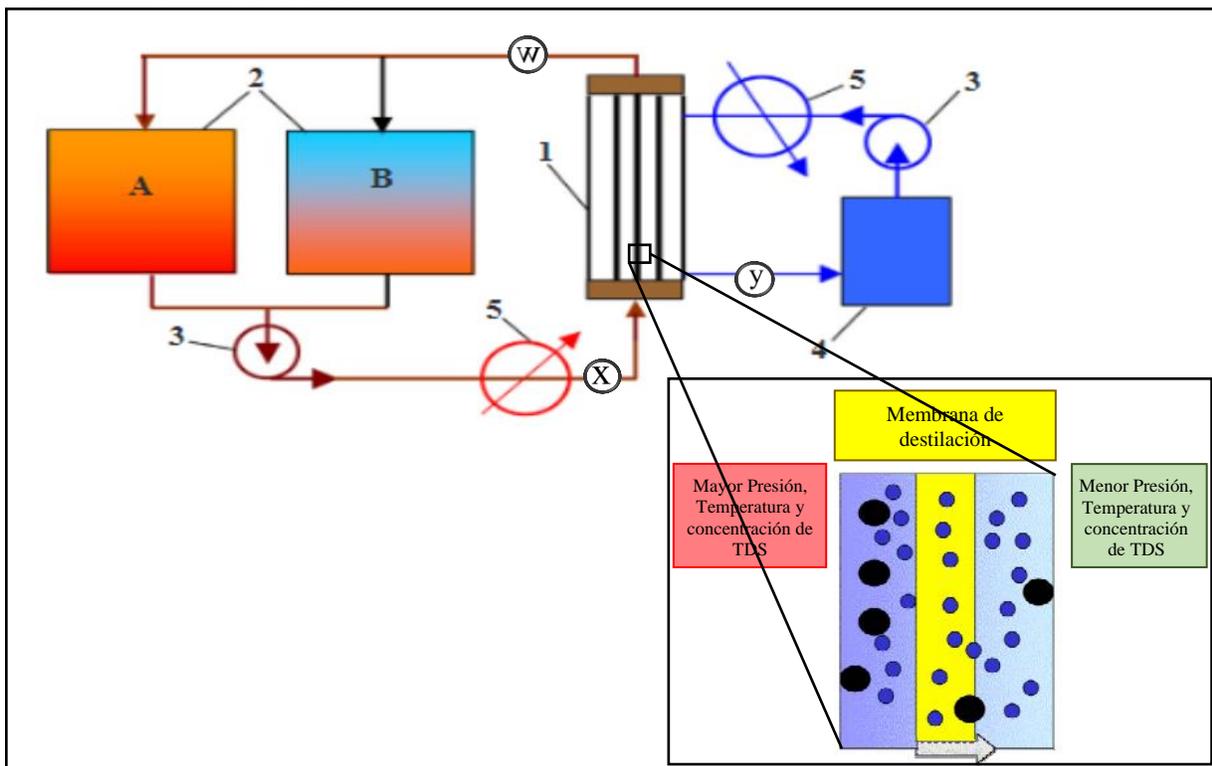


**Nota.** Zona Izquierda: Pozo A (fracturado) y Pozo B (próximo a fracturar). Zona Central: pretratamiento, membranas de destilación, mezcladores, tanques de almacenamiento, residuos contaminados de hidrocarburos, reciclo de agua recuperada. Zona derecha: agua que ingresa al sistema y residuos no recuperado con alta salinidad. Tomado de *Characterization of Marcellus and Barnett Shale Flowback Waters and Technology Development for Water Reuse* [https://www.epa.gov/sites/production/files/documents/12\\_Hayes\\_-\\_Marcellus\\_Flowback\\_Reuse\\_508.pdf](https://www.epa.gov/sites/production/files/documents/12_Hayes_-_Marcellus_Flowback_Reuse_508.pdf). Modificado por el autor.

### 3.1.1.a. Membrana de Destilación

Proceso térmico de separación dirigido por evaporación y condensación, principalmente de fluidos acuosos contaminados, los cuales son puestos en contacto con membranas porosas e hidrofóbicas. El proceso de separación (Figura 38) se da por medio de un fenómeno de cambio de fase binario y simultáneo entre evaporación; que ocurre en un costado de la membrana al elevar la temperatura del fluido hasta llevarlo a su fase de vapor, y condensación, que toma lugar al otro lado de módulo de membrana por medio de la disminución de temperatura. La fuerza que dirige el proceso es el diferencial de presión entre la presión de vapor en un costado de la membrana y la presión en el costado donde se manifiesta la condensación del fluido. El resultado es el incremento en la concentración de sales en la superficie de las membranas, mientras que se reduce en el fluido tratado (Hankins y Singh, 2016).

**Figura 38.**  
Destilación a través de membranas.



**Nota.** Imagen en zona superior izquierda, esquemático general de sistema de membranas de destilación, donde: 1. Módulo de membranas. 2. Tanque de almacenamiento y tanque de reserva. 3. Bomba. 4. Tanque de destilación 5. Intercambiador de calor. Corriente w, fluido con presencia de sólidos disueltos y temperatura ambiente; corriente x, fluido (vapor de agua) con presencia de sólidos disueltos y temperatura incrementada por intercambiador de calor; corriente y, fluido (agua en estado líquido) sin presencia de sólidos disueltos y temperatura ambiente. En zona inferior derecha (ampliación), de membrana de destilación; elemento filtrante; retiene los sólidos disueltos, permitiendo el paso del fluido. Imagen izquierda, tomado de *Bilge water separation by membrane distillation*. <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1383586619330461?token=10F94628AAA4DC506E6F06DF88FB685347CAC1C21101E1F2E8B99E9F67A81694E8E2A4734C0FD4D83565D60097328982>. Imagen derecha, tomado de Estudio De Los Fundamentos De Diseño Para Equipos De Pervaporación Ruth Victoria Correa Marín Universidad De Los Andes. Facultad De Ingeniería Química. <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/15519/u234391.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Modificado por el autor.

El uso de membranas de destilación ha sido ampliamente estudiado, y actualmente cuenta con gran acogida en la industria de los hidrocarburos. Dicha acogida no solo ha tomado fuerza en el área de completamiento, sino también en el área de producción, donde se estudia el uso de este sistema para desmineralización de agua producción con TDS mayores a 70.000 ppm (Minier-Matar et al., 2014).

A pesar de que no se poseen registros de presencia de NORM en relación con operaciones de fracturamiento hidráulico en la Formación *Eagle Ford*, es importante aclarar que el sistema de filtración con membranas, ha sido probado para remoción de dichos componentes, con resultados

positivos, bajo ciertas configuraciones de membranas y concentraciones específicas de NORM (Chmielewski y Harasimowicz, 1997).

### **3.1.1.b. Caracterización del Fluido de Retorno antes y después del Tratamiento**

Una vez se encuentre en fondo el completamiento final del pozo y se instalen los equipos de *well testing*, inicia el recibo del *flowback*. El fluido de retorno en operaciones de fracturamiento hidráulico en YNC se caracteriza, por altas concentraciones de TDS.

A continuación, se expone la caracterización teórica de fluidos de retorno en operaciones de fracturamiento hidráulico en la Formación *Eagle Ford* antes y después de ser tratadas (Figura 39). Lo anterior por medio de un análisis teórico realizado en conjunto entre la Universidad Industrial de Santander UIS y el Instituto Colombiano del Petróleo ICP de Ecopetrol S.A (Aranguren et al., 2017). La tecnología seleccionada para el tratamiento de los fluidos de retorno, fueron las membranas de destilación descritas en la sección anterior. Ellas brindan una eficiencia teórica hasta del 90% en procesos de filtración, variando en función de su configuración, volumen tratado y concentración de contaminantes. (Aranguren et al., 2017).

Como se evidencia, no hay presencia de NORM en el efluente. En la Figura 39, se observa disminución en la concentración de TDS y TSS. De igual forma, se observa una reducción en los compuestos orgánicos representados en TOC.

En caso de presentarse residuos peligrosos, deben ser tratados con extrema cautela, según lo expuesto en el Código Sanitario Nacional Ley 9 de 1979, Título III, Artículo 130 “En la importación, fabricación, almacenamiento, transporte, comercio, manejo o disposición de sustancias peligrosas deberán tomarse todas las medidas y precauciones necesarias para prevenir daños a la salud humana, animal o al medio ambiente, de acuerdo con la reglamentación del Ministerio de Salud” (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2014a, p. 20). Adicionalmente, se debe realizar seguimiento y control, a lo largo de todo el proceso e inclusive posterior al confinamiento de los residuos no recuperables en las celdas de seguridad.

Figura 39.

## Caracterización Teórica del Fluido de Retorno antes y después de tratamiento

| Componente            |             | Afluente (ppm) | Membrana de Destilación | Comportamiento del Componente |
|-----------------------|-------------|----------------|-------------------------|-------------------------------|
| Nombre                | Formula     |                | Efluente (ppm)          |                               |
| Aluminio              | Al          | <1.000         | 130                     | ↓                             |
| Arsénico              | As          | <25            | 25                      | ↔                             |
| Bario                 | Ba          | 10             | 10                      | ↓                             |
| Boro                  | B           | 711            | 106,65                  | ↓                             |
| Cadmio                | Cd          | <20            | 20                      | ↔                             |
| Calcio                | Ca          | 1270           | 139,7                   | ↓                             |
| Cromo                 | Cr          | 55             | 7,15                    | ↓                             |
| Cobre                 | Cu          | <130           | 16,9                    | ↓                             |
| Estroncio             | Sr          | 203            | 26,39                   | ↓                             |
| Hierro                | Fe          | 112            | 14,56                   | ↓                             |
| Magnesio              | Mg          | 111            | 12,21                   | ↓                             |
| Manganeso             | Mn          | 1,2            | 1,2                     | ↔                             |
| Mercurio              | Hg          | <0,2           | 0,2                     | ↔                             |
| Molibdeno             | Mb          | <50            | 6,5                     | ↓                             |
| Níquel                | Ni          | <200           | 26                      | ↓                             |
| Potasio               | K           | 192            | 24,96                   | ↓                             |
| Plata                 | Ag          | <50            | 50                      | ↔                             |
| Plomo                 | Pb          | 22,4           | 22,4                    | ↔                             |
| Selenio               | Se          | <25            | 25                      | ↔                             |
| Sodio                 | Na          | 10.900         | 11,9                    | ↓                             |
| Zinc                  | Zn          | <100           | 100                     | ↔                             |
| Alcalinidad (mg/Lt)   | $CaCO_3$    | 406            | 52,78                   | ↓                             |
| Cloros                | $Cl^-$      | 19318          | 1545,44                 | ↓                             |
| Nitrógeno             | $N_2$       | 19,3           | 19,3                    | ↔                             |
| Silicio               | $SiO_2$     | 148            | 19                      | ↓                             |
| Sulfato               | $SO_4^{2-}$ | 163            | 21,19                   | ↓                             |
| Bicarbonato           | $HCO_3$     | 736            | 95,68                   | ↓                             |
| TOC                   |             | 612            | 79,56                   | ↓                             |
| pH                    |             | 7              | 6                       | ↓                             |
| Turbidez (NTU)        |             | >100           | 94                      | ↓                             |
| Conductividad (μs/cm) |             | 37.000         | 30.000                  | ↓                             |
| TSS                   |             | 840            | 109,2                   | ↓                             |
| TDS                   |             | 33.015         | 3.631,65                | ↓                             |

**Nota.** Componentes antes y después de tratamiento de membranas de destilación. Concentraciones en ppm. Notable disminución en concentración de TDS, TSS, (principales valores al considerar el reúso del fluido de fractura). Valores teóricos. Tomado de A selection methodology of flowback treatment technologies and water reuse in hydraulic fracturing in source rocks-a strategy to reduce the environmental impacts in Colombia. [http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0122-53832017000200005&script=sci\\_arttext&lng=en](http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0122-53832017000200005&script=sci_arttext&lng=en)

### 3.1.1.c. Volumen recuperado con reutilización

A partir de la reutilización del fluido de fractura y contemplando una eficiencia de tratamiento en superficie de hasta 90% (Aranguren et al., 2017), para el caso de estudio se obtiene un retorno en superficie de 750 barriles por etapa (según lo expuesto en la sección 2.1.3.), 675 barriles de fluido reutilizable por etapa fracturada, para un total de 64.800 barriles de recurso hídrico reutilizable a lo largo de todo el proyecto, en términos porcentuales, una reutilización cercana al 14% del fluido bombeado. Los 7.200 barriles de fluidos no recuperables (de la totalidad del proyecto) son almacenados y posteriormente enviados para su disposición final por medio de vehículos de carga líquida, cada uno con una capacidad de 120 barriles, para un total de 60 vehículos. A continuación, se presentan los principales cálculos en la Figura 40.

*Figura 40.*

*Asunciones y Resultado de Cálculos*

|   |                  |
|---|------------------|
| Eficiencia del sistema de tratamiento de agua en locación               | 90%              |
| Volumen bombeado por etapa a fracturar                                  | 5.000 barriles   |
| Volumen fluido de retorno en superficie por etapa fracturada            | 750 barriles     |
| Volumen de fluido tratado y en condiciones de reutilización             | 675 barriles     |
| Volumen de fluido para disposición final por etapa                      | 75 barriles      |
| Volumen bombeado por pozo a fracturar                                   | 120.000 barriles |
| Volumen fluido de retorno en superficie por pozo fracturado             | 18.000 barriles  |
| Volumen de fluido tratado y en condiciones de reutilización por pozo    | 16.200 barriles  |
| Volumen de fluido para disposición final por pozo                       | 1.800 barriles   |
| Volumen total bombeado para fracturar 4 pozos                           | 480.000 barriles |
| Volumen total de fluido de retorno en superficie al fracturar 4 pozos   | 72.000 barriles  |
| Volumen de fluido tratado y en condiciones de reutilización por 4 pozos | 64.800 barriles  |
| Volumen total de fluido para disposición final para 4 pozos             | 7.200 barriles   |

*Nota:* Cálculos volumétricos para el caso de estudio. Autoría Propia.

El reciclaje del recurso hídrico con tratamiento en locación trae consigo múltiples beneficios en términos de mitigación de riesgos ambientales como:

- Optimización de recurso hídrico. Disminuye su captación de fuentes superficiales o subterráneas.
- Mitigación del riesgo de accidentes ambientales durante el transporte de los fluidos de retorno desde el pozo hasta la planta de tratamiento.
- Reducción de material particulado levantado hacia el aire. Reducción en la emisión de gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono, proveniente de vehículos de combustión interna.
- Disminución en la erosión del suelo, por menor circulación de vehículos de carga pesada.
- Menor deterioro de paisajes y menor alteración en los ciclos de vida de flora y fauna.
- Reducción de fuentes de generación de ruido en área de influencia.
- Menor generación de residuos.
- Menor costo energético. Energéticamente es más económico el reúso que el consumo de materia nueva.

Por otra parte, se obtienen beneficios económicos ya que disminuye la adquisición de recurso hídrico, costos logísticos y costos de tratamiento y disposición de residuos. De hecho, al comparar los dos escenarios, se ve una optimización del recurso en cerca de 18.000 barriles los cuales representan más de 14% del recurso empleado a lo largo del proyecto.

### 3.1.2. *Fluidos de Fractura Sostenibles*

La industria de los hidrocarburos está migrando hacia la reducción de residuos. Esto se ha estudiado en los últimos años obteniendo beneficios ambientales, económicos y técnicos en operaciones de perforación y completamiento en plataformas en mar abierto (*offshore*). La reducción de residuos implica grandes beneficios económicos en términos de evitar movimiento de buques adicionales para disponer residuos, al igual que el costo del tratamiento y disposición en tierra de ellos. Beneficios ambientales, por reducción de residuos y vectores asociados. Beneficios operacionales, ya que permite enfocar a los trabajadores en las operaciones de perforación y completamiento. Estos son resultados de trabajos mancomunados entre empresas operadoras, prestadoras de servicios petroleros, como respuesta a estrictas legislaciones en cuanto a generación de residuos en proyectos de hidrocarburos *offshore* (Eia y Hernandez, 2006).

La forma más óptima de reducir residuos es atacando la fuente, es decir el punto de generación, en el presente caso los componentes del fluido de fractura. Inicialmente, se ha estudiado el uso de materiales provenientes de la industria alimenticia, sin embargo, estos productos mantienen su idoneidad a temperaturas bajas. Por lo cual no son útiles a altas temperaturas y presiones del subsuelo en donde se realizan las fracturas. Debido a esto, el estudio de polímeros biodegradables ha tomado mayor fuerza, manteniendo como punto de partida, el ser amigables con el medioambiente.

Dentro de los principales parámetros que se evalúan en estos productos biodegradables, se encuentran:

- Altas o bajas temperaturas de las zonas en donde se desarrollan estos proyectos.
- Deben ser compactos para ser almacenado y transportados con facilidad.
- Durabilidad, para que mantengan su idoneidad durante largos periodos de almacenamiento (meses o años). Actualmente se estudia aplicaciones de fotoquímica, para preservar sus principales características al reaccionar con rayos UV.
- No requerir tratamientos adicionales al momento de tratarlos en superficie.
- Que sean costo-efectivos (Allison et al., 2011).

A continuación, se muestra un método de evaluación de riesgos específicos en la formulación y diseño de un surfactante (puede aplicarse a cualquier compuesto), pudiendo marcar el punto de partida en la reducción de riesgos categorizados como: aspectos ambientales, toxicológicos y riesgos físicos. Posterior a la asignación de un valor numérico para cada categoría (donde un menor valor significa menor riesgo y un mayor valor significa mayor riesgo) se exponen los compuestos con menor nivel de riesgo en color verde (en la zona inferior de la Figura 41). Para el caso expuesto, el compuesto con menor nivel de riesgo es el producto H (zona inferior izquierda). El método permite identificar rápidamente productos amigables con el medio ambiente, con bajos riesgos toxicológicos y riesgos físicos (Jordan et al., 2010).

Figura 41.

Matriz de evaluación de aditivos químicos

| Component  | Methanol | Component A | Component B | Water     | Total Score | Weight Score |          |
|--|----------|-------------|-------------|-----------|-------------|--------------|----------|
| CAS Number   | 67-56-1  | CAS# A      | CAS# B      | 7732-18-5 |             |              |          |
| %  | x        | x           | x           | x         |             |              |          |
| <b>Environmental Criteria</b>  |          |             |             |           |             |              |          |
| Acute Aquatic Toxicity   | 1        | 3           | 2           | 0         |             |              |          |
| Air Pollutants (VOCs)  | 3        | 0           | 0           | 0         |             |              |          |
| Priority Water Pollutants  | 0        | 0           | 0           | 0         |             |              |          |
| Bioaccumulation  | 0        | 0           | 0           | 0         |             |              |          |
| Biodegradation   | 0        | 1           | 1           | 0         |             |              |          |
| <b>total score/component</b>   | x        | x           | x           | x         | 176         | 4.4          |          |
| <b>Toxicological Criteria</b>  |          |             |             |           |             |              |          |
| Acute Mammalian Toxicity   | 0        | 0           | 0           | 0         |             |              |          |
| Carcinogenicity  | 0        | 0           | 0           | 0         |             |              |          |
| Genetic Toxicity   | 1        | 1           | 0           | 0         |             |              |          |
| Reproductive and Developmental   | 3        | 3           | 3           | 0         |             |              |          |
| Corrosive/Irritant   | 1        | 1           | 1           | 0         |             |              |          |
| <b>total score/component</b>   | x        | x           | x           | x         | 223         | 5.6          |          |
| <b>Physical Hazards</b>  |          |             |             |           |             |              |          |
| %  |          |             |             |           | 100         |              |          |
| Explosive  |          |             |             |           | 0           |              |          |
| Flammable  |          |             |             |           | 1           |              |          |
| Oxidizer   |          |             |             |           | 0           |              |          |
| Corrosive  |          |             |             |           | 0           |              |          |
| <b>total score</b>   |          |             |             |           | 100         | 2.5          |          |
| <b>Product Score (Environmental, Toxicological and Physical Hazard Criteria)</b> |          |             |             |           |             |              |          |
|  |          |             |             |           | 499.0       | 12.5         |          |
|  |          |             |             |           |             | (out of 100) |          |
| Data gap = 1   |          |             |             |           |             |              |          |
| ↓  |          |             |             |           |             |              |          |
| <b>Surfactant Product</b>  | <b>A</b> | <b>C</b>    | <b>D</b>    | <b>E</b>  | <b>F</b>    | <b>G</b>     | <b>H</b> |
| <b>Environmental Criteria</b>  | 4.4      | 4.1         | 2.9         | 4.4       | 3.7         | 3.1          | 1.4      |
| <b>Toxicological Criteria</b>  | 5.6      | 6.6         | 4.1         | 6.8       | 2.2         | 3.7          | 3.9      |
| <b>Physical Hazards</b>  | 2.5      | 5.0         | 0.0         | 2.5       | 0.0         | 2.5          | 0.0      |
| <b>Product Score</b>   | 12.5     | 15.7        | 7.0         | 13.7      | 5.9         | 9.3          | 5.3      |
| <b>worst case</b>  |          |             |             |           |             |              |          |
| <b>best case</b>   |          |             |             |           |             |              |          |

*Nota.* Comparación cuantitativa de componentes candidatos para desarrollo de un surfactante. En eje vertical: Criterios de evaluación principales (aspectos ambientales, toxicológicos y riesgos físicos) y subdivisiones, las cuales se deben ajustar al producto en diseño. En eje horizontal: Componentes a evaluar y puntajes totales. Tomado de Quantitative Rankings Measure Oilfield Chemicals Environmental Impacts. [https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-135517-MS?sort=&start=0&q=SPE+135517&from\\_year=&peer\\_reviewed=&published\\_between=&fromSearchResults=true&to\\_year=&rows=25#](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-135517-MS?sort=&start=0&q=SPE+135517&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#). Modificado por el Autor.

Por otra parte, el Programa de Productos Responsables de Encana, es una excelente puesta en marcha con relación a fluido de fractura ambientalmente responsable. Encana, compañía de servicios petroleros, evalúa potenciales riesgos ambientales y potenciales riesgos para la salud humana de todos los productos empleados en sus fluidos de fractura, por medio de criterios toxicológicos aceptados, los cuales no comprometen la eficiencia de la operación, ni el entorno en donde se desarrollan. El proceso involucra desde estrictos requerimientos toxicológicos de sus proveedores, hasta la implementación de detallados sistemas de controles internos (Encana, 2019).

El uso de estos aditivos en los fluidos de fractura, podrían llegar a ser empleados en operaciones de fracturamiento hidráulico en VMM. No solo operaciones de fracturamiento hidráulico bajo un completamiento inicial, sino también pueden ser empleados en pozos a ser refacturados. Como se sabe, los pozos en YNC presentan altas tasas de declinación en su producción, sin embargo, si poseen potencial de reservas recuperables pueden ser objetivos para ser refacturados, obteniendo valores más beneficiosos en términos de valor presente bruto, en comparación a proyectos en donde se requiera perforar, completar y fracturar un pozo desde su etapa inicial. Si a esto se le adiciona el reúso de fluido de fractura y el empleo de aditivos biodegradables de bajo costo, se obtienen contundentes avances hacia proyectos sostenibles en el marco de YNC en Colombia.

### 3.2. Herramientas de Gestión

A lo largo del proyecto se evidencian diferentes estrategias, que pueden ser aplicadas en el desarrollo de operaciones de fracturamiento hidráulico en VMM. Es importante recalcar que el uso de componentes orgánicos en el diseño de fluidos de fractura puede llevar consigo la alteración del sistema de tratamiento para recircular el fluido.

Al momento de iniciar con el recibo del fluido de retorno es importante contar con disponibilidad de almacenar por lo menos 2 veces el volumen esperado de *flowback*. Lección aprendida a partir de eventos de derrames, debido a inesperados volúmenes de *flowback* en *Barnet Shale*.

A pesar de obtener una reducción de vehículos de carga pesada, se recomienda que dentro del plan de movilización los vehículos requeridos en las operaciones de *flowback*, eviten atravesar asentamientos poblacionales evitando la disrupción de la vida cotidiana, de acuerdo a lo establecido en el Decreto 1609 de 2002 del Ministerio de Transporte, para el transporte de sustancias peligrosas (Ministerio de Transporte, 2002).

Es importante garantizar el uso de vehículos de carga pesada con sistemas óptimos de combustión, los cuales minimicen la generación de emisiones de gases de efecto invernadero. En el caso de estudio, se recomienda que los vehículos cuenten con mantenimientos y revisiones técnicas actualizadas; atacar la fuente de generación de emisión de contaminación es el método más eficiente al momento de realizar gestión ambiental.

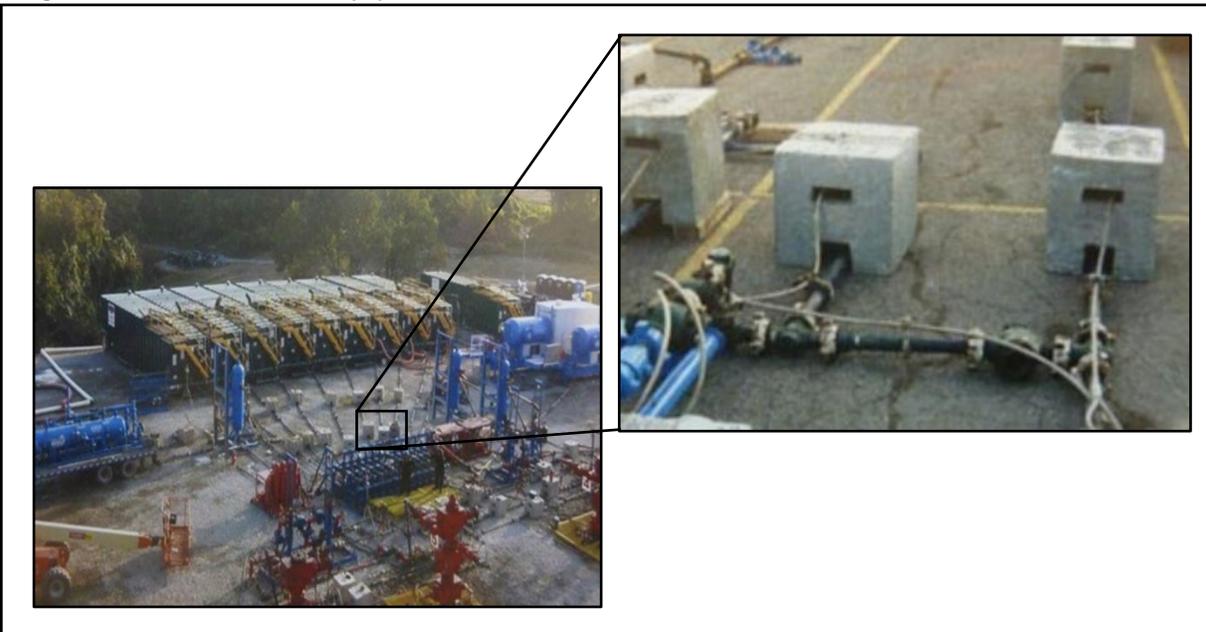
Realizar seguimiento y control, a lo largo de todo el proceso e inclusive después de entregados los residuos no recuperables en las celdas de seguridad. No basta con hacer seguimiento durante la generación del residuo y su transporte hasta la celda de seguridad.

Por otra parte, se resaltan de forma general las mejores prácticas propuestas por la *Occupational Safety and health Administration* (OSHA, 2014):

- Verificar que los riesgos operacionales estén identificados, evaluados y controlados por medio controles ingenieriles y administrativos.
- Garantizar que las hojas de seguridad de todos los compuestos con los cuales se vayan a desarrollar actividades se encuentren disponibles, a la mano y en el idioma de pleno entendimiento para los operadores en la locación.
- Garantizar el uso adecuado de todos los Elementos de Protección Personal EPP requeridos por los colaboradores involucrados en las operaciones de *flowback*. Se recomienda el uso mandatorio de prendas *flame-resistant*.
- Señalizar y/o usar elementos de delimitación de zonas de alto riesgo, reduciendo al máximo el personal en dichas áreas.
- Garantizar adecuado entrenamiento del personal en respuestas a eventuales emergencias, aclarando roles y responsabilidades. Mientras se garantiza entendimiento y respuestas a la presencia de sulfuro de hidrógeno y compuestos volátiles orgánicos.
- Remover fuentes de ignición incluyendo equipos eléctricos y equipos de combustión interna en zonas con presencia de materiales inflamables.
- Verificar que los equipos al interior de la locación estén debidamente aterrizados.
- Monitorear presencia de gases inflamables dentro de sus *lower explosive limit LEL*.
- Garantizar la correcta instalación de quemadero o tea, en caso de que se requiera quemar gas producido en las operaciones de *flowback*.
- Asegurar líneas de alta presión e instalar elementos de seguridad “anti-látigo “. Una buena práctica es el uso de bloques de retención de líneas de flujo (Figura 42.).

Figura 42.

*Bloques de retención de tuberías de flujo*



**Nota.** Los bloques deben ser ubicado en zonas de mayor riesgo, previniendo fugas e intervenciones humanas innecesarias. Tomado de Hydraulic Fracturing and Flowback Hazards Other than Respirable Silica. <https://www.osha.gov/Publications/OSHA3763.pdf>

- Inspeccionar y probar todo equipo y/o herramienta antes de ser usado. Tener presente la posibilidad de eventos de erosión al interior de los equipos, especialmente en el *choke manifold*.
- Tener adecuada distribución de sistema anti-incendio a lo largo de la locación en donde realiza el recibo del fluido de retorno.
- No realizar operaciones de soldadura o actividades que generen altas temperaturas, durante operaciones de recibo de *flowback*.
- Correcta instalación de diques de contención con geomembranas. La capacidad volumétrica del dique debe ser 2 veces el volumen del tanque de almacenamiento principal.
- Mantener la locación en óptimas condiciones de orden y aseo.

#### 4. CONCLUSIONES

- Se logra identificar y describir generalidades y la geología de un caso de estudio internacional a partir de la Formación Eagle Ford en el estado de Texas en EE. UU. con características muy similares a la Formación La Luna, Colombia, logrando establecer gran similitud en los fluidos de retorno al finalizar eventuales operaciones de fracturamiento hidráulico en la formación Colombiana.
- Se describen los criterios técnicos de los principales riesgos ambientales generados a partir del tratamiento en superficie del fluido de retorno en operaciones de fracturamiento hidráulico, identificando riesgos generados principalmente por desconocimiento hidrogeológico del territorio colombiano.
- Se identifican las mejores prácticas ambientales aplicables a las condiciones de la Formación La Luna, bajo el principio de Economía Circular, con la reutilización del fluido de fractura y el empleo de fluidos de fractura sostenibles, mientras se profundiza en la hidrogeología colombiana.
- Según el caso de estudio desarrollado al evaluar el desarrollo de operaciones de fracturamiento hidráulico en 4 pozos horizontales bajo las condiciones mencionadas en la sección 2.1.3. y aplicando reutilización de fluido de fractura (sección 3.1.2.) se obtiene un reúso teórico total de 14% de recurso hídrico, lo cual equivale a 64.800 barriles de agua de los 480.000 barriles empleados a lo largo del proyecto.
- Se identifican herramientas de gestión enfocadas en el marco operacional de la etapa de well testing para minimizar los posibles impactos ambientales del tratamiento en superficie del fluido de retorno en operaciones de fracturamiento hidráulico.

## 5. RECOMENDACIONES

- Se requiere con urgencia de un sistema hidrogeológico local completo para planear, producir, controlar y mejorar el manejo que se le da al recurso hídrico a nivel nacional, incluyendo principales zonas de recarga de acuíferos. Se recomienda analizar el modelo empleado en Texas, “*Groundwater Management Areas*”.
- Solicitar la publicación de los componentes usados en los fluidos de fracturamiento hidráulico, así como su toxicidad, concentración y propósito en la operación de fracturamiento hidráulico, a las compañías con interés en desarrollar proyectos en YNC.
- Profundizar en el uso de Membranas de Destilación para usos comerciales en el marco de proyectos en YNC de mayor envergadura que el caso desarrollado en el presente proyecto.
- Se recomienda considerar las temporadas de sequía en VMM (entre enero y marzo) al momento de planear proyectos en YNC, debido a las grandes demandas hídricas de dichos proyectos.
- Desarrollo de programas intensos de Seguridad Industrial de la mano de la norma ISO 45001, para garantizar personal idóneo en operaciones de alta peligrosidad y consecuencias ambientales elevadas.
- Incentivar alianzas, entre entes gubernamentales, compañías operadoras y compañías prestadoras de servicios petroleros para profundizar en el uso de aditivos biodegradables de baja toxicidad para fluidos de fractura, al igual que su tratamiento en superficie.
- Implementar principios de economía circular para los insumos que sean empleados en el ciclo de vida del proyecto; abarcando desde la perforación hasta el abandono de los pozos, con miras a disminuir al máximo la generación de todos los residuos.

## BIBLIOGRAFÍA

- Agencia Nacional de Hidrocarburos - A.N.H. (2012). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. [Archivo en PDF]. [https://www.anh.gov.co/ Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/6. Informe Final VMM.pdf](https://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/6.Informe%20Final%20VMM.pdf)
- Aranguren, F., Calderón, Z., & Usuriaga, J. (2017). A selection methodology of flowback treatment technologies and water reuse in hydraulic fracturing in source rocks - a strategy to reduce the environmental impacts in Colombia. *Revista: CT&F - Ciencia, tecnología y futuro*, (7), 15-22. [https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?Codigo =6264817&info=resumen&idioma=SPA](https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?Codigo=6264817&info=resumen&idioma=SPA)
- Argandoña, L., y Gabriel, M. (2013). Determinación De Sólidos Totales, Suspendidos, Sedimentados Y Volátiles, En El Efluente De Las Lagunas De Oxidación Situadas En La Parroquia Colón, Cantón Portoviejo, Provincia De Manabí, Durante El Período De Marzo A Septiembre 2013. (Trabajo de grado - Ingeniero Químico - Universidad Técnica De Manabí.). [http://repositorio.utm.edu.ec/bitstream/ 123456789/137/1/ DETERMINACION %20DE%20SOLIDOS%20TOTALES%2C%20SUSPENDIDOS%2C%20SEDIMENTA DOS%20Y%20VOLATILES.pdf](http://repositorio.utm.edu.ec/bitstream/123456789/137/1/DETERMINACION%20DE%20SOLIDOS%20TOTALES%2C%20SUSPENDIDOS%2C%20SEDIMENTADOS%20Y%20VOLATILES.pdf)
- Bagci, S., Castro, L., y Flores, J. (2017). Optimization of hydraulic fracturing and production enhancement: Case studies for US shale plays and tight sand reservoirs. *Revista: Society of Petroleum Engineers - SPE*. (79), 4-14. [https://doi.org/10.3997/2214-4609. 201701648](https://doi.org/10.3997/2214-4609.201701648)
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C., & Martínez, J. (2007). Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. *Agencia Nacional de Hidrocarburo - A.N.H.* [https://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cue ncas-sedimentarias/Documents/colombian\\_sedimentary\\_basins.pdf](https://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuenclas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf)
- Bellarby, J. (2009). Well Completion Design. ELSERVER. [https://www.academia.edu/ 8361169/Well\\_Completion\\_Design\\_-\\_Jonathan\\_Bellarby](https://www.academia.edu/8361169/Well_Completion_Design_-_Jonathan_Bellarby)
- Boschee, P. (2014). Produced and Flowback Water Recycling and Reuse: Economics, Limitations, and Technology. *Society of Petroleum Engineers - SPE*. , (3), 2-4. [https://doi. org/10.21 18/0214-0016-OGF](https://doi.org/10.2118/0214-0016-OGF)
- Cerón, M. R., Walls, J. D., & Diaz, E. (2013). Comparison of Reservoir Quality from La Luna, Gacheta and Eagle Ford Shale Formations Using Digital Rock Physics. [Archivo en PDF].

- AAPF. [http://www.searchanddiscovery.com/documents/2013/50875ceron/nd\\_x\\_ceron.pdf](http://www.searchanddiscovery.com/documents/2013/50875ceron/nd_x_ceron.pdf)
- Chaudhry, A. (2003). Oil Well Testing Handbook. ELSERVER. <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-7706-6.X5089-9>
- Chmielewski, A., & Harasimowicz, M. (1997). Influence of gamma and electron irradiation on transport properties of nanofiltration and ultrafiltration membranes. *Nukleonika* 42 (4), pp. 857–862 [https://www.researchgate.net/publication/270216876\\_Influence\\_of\\_gamma\\_and\\_electron\\_irradiation\\_on\\_transport\\_properties\\_of\\_nanofiltration\\_and\\_ultrafiltration\\_membranes](https://www.researchgate.net/publication/270216876_Influence_of_gamma_and_electron_irradiation_on_transport_properties_of_nanofiltration_and_ultrafiltration_membranes).
- Comisión Interdisciplinaria Independiente. (2019). Informe Sobre Efectos Ambientales (Bióticos, Físicos Y Sociales) Y Económicos De La Exploración De Hidrocarburos En Áreas Con Posible Despliegue De Técnicas De Fracturamiento Hidráulico De Roca Generadora Mediante Perforación Horizontal [Archivo en PDF]. <https://energiaevolucionaria.org/static/data/aba.pdf>
- ConocoPhillips Colombia. (2017). Resumen Ejecutivo - Estudio De Impacto Ambiental Para La Perforación Exploratoria De Hidrocarburos - Área De Perforación Exploratoria (APE) Plata. [Archivo en PDF]. <https://redjusticiaambientalcolombia.files.wordpress.com/2018/02/eia-conocophillips-resumen.pdf>
- Donovan, A., Staerker, T., Pramudito, A., Li, W., Corbett, M., Lowery, C., Romero, A., & Gardner, R. (2012). The Eagle Ford Outcrops Of West Texas: A Laboratory For Understanding Heterogeneities Within Unconventional Mudstone Reservoirs. *GCAHS*, 1 (2012), pp. 162–185. [https://www.researchgate.net/publication/281381433\\_The\\_Eagle\\_Ford\\_outcrops\\_of\\_West\\_Texas\\_a\\_laboratory\\_for\\_understanding\\_heterogeneities\\_within\\_unconventional\\_mudstone\\_reservoirs](https://www.researchgate.net/publication/281381433_The_Eagle_Ford_outcrops_of_West_Texas_a_laboratory_for_understanding_heterogeneities_within_unconventional_mudstone_reservoirs)
- Lozano, E., Zamora, N. Anexo N Compilación De La Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena. Servicio Geológico Colombiano. [http://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008\\_100024725/Documento/Pdf/2105247251114000.pdf](http://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008_100024725/Documento/Pdf/2105247251114000.pdf).
- Eia, J. T., & Hernandez, E. (2006). Environmental advances in drilling fluids and waste operations applying novel technology for fluid recovery and recycling. *Society of Petroleum Engineers - SPE*, 2 (3), pp. 2–8. <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-102737-RU>
- Ellen Macarthur Foundation. (2019). Circulytics - Presentación del Método. . Ellen Macarthur

- Foundation . <https://www.ellenmacarthurfoundation.org/assets/downloads/Circulytics-es-presentacion-metodo.pdf>
- Encana. (2019). Encana's Responsible Products Program. Encana . <https://www.ovintiv.com/wp-content/uploads/2019/10/responsible-products-program.pdf>
- EPA. (2015). Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources - Executive Summary. United States Environmental Protection Agency - EPA. <https://doi.org/10.1021/bk-2015-1216.ch009>
- Escalona, A., & Mann, P. (2006). An overview of the petroleum system of Maracaibo Basin. American Association of Petroleum Geologists Bulletin. [https://www.researchgate.net/publication/234047392\\_An\\_overview\\_of\\_the\\_petroleum\\_system\\_of\\_Maracaibo\\_Basin](https://www.researchgate.net/publication/234047392_An_overview_of_the_petroleum_system_of_Maracaibo_Basin)
- Frac Focus Ground Water Interstate Oil&Gas. Hydraulic Fracturing Fluid Product Component Information Disclosure. <https://fracfocusdata.org/DisclosureSearch/Search.aspx>
- Gillham, P., Earl, R., & Petrossian, R. (2011). Aquifers of Texas. Reporte 380. Texas Water Development Board. [https://www.twdb.texas.gov/publications/reports/numbered\\_reports/doc/R380\\_AquifersofTexas.pdf](https://www.twdb.texas.gov/publications/reports/numbered_reports/doc/R380_AquifersofTexas.pdf)
- Gómez, S., C. Alarcón, G. Patarroyo, & J. Torres. (2019). Prospección paleontológica del Cretácico Superior en la Formación La Luna, Sector de Matanza (Macizo de Santander). <https://www.researchgate.net/publication/335608817>
- Gryta, M. (2020). Bilge water separation by membrane distillation. *ELSERVIER*. 237 (10), pp. 2-8. <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2019.116332>
- Hankins, N. y Singh, R. (2016). Emerging Membrane Technology for Sustainable Water Treatment. *ELSERVIER*. <https://www.sciencedirect.com/book/9780444633125/emerging-membrane-technology-for-sustainable-water-treatment>
- Harbor, R. Facies characterization and stratigraphic architecture of organic-rich mudrocks, Upper Cretaceous Eagle Ford Formation, South Texas (Tesis de maestría). The university of Texas at Austin. <http://repositories.lib.utexas.edu/bitstream/handle/2152/ETD-UT-2011-08-3892/HARBOR-THESIS.pdf>
- HidroVisor-ASVAMM. (2015). Descripción cuenca sedimentaria Valle Medio del Magdalena. <https://sites.google.com/site/invhidrovm/ubicacion/descripcion-cuenca-sedimentaria-valle-medio-del-magdalena>
- Hoss, B., Ebrahim, F. y Fatemeh, B. (2017). Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs.

- ELSERVIER. <https://www.sciencedirect.com/book/9780128176658/hydraulic-fracturing-in-unconventional-reservoirs>
- Hughes, D. (2018). Shale Reality Check. Post Carbon Institute. <https://www.postcarbon.org/publications/shale-reality-check/>
- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM. (2013). Aguas Subterráneas en Colombia: una visión general. [Archivo en PDF] <https://www.rds.org.co/es/recursos/aguas-subterranas-en-colombia-una-vision-general>
- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM. (2014). Estudio Nacional del Agua. [Archivo en PDF] <http://www.siac.gov.co/infonalagua>
- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM. (2018). Estudio Nacional del Agua. [Archivo en PDF] [http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023858/ENA\\_2018.pdf?fbclid=IwAR28aIVmW\\_qN79xvHCkGHEKUSrTBZLB0ZbwiZGyflfyJ\\_i\\_fubDzRbE\\_Q30](http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023858/ENA_2018.pdf?fbclid=IwAR28aIVmW_qN79xvHCkGHEKUSrTBZLB0ZbwiZGyflfyJ_i_fubDzRbE_Q30)
- Instituto Colombiano de Normas Técnicas - ICONTEC. (2015). Norma Técnica Colombiana NTC-ISO 14001. [https://informacion.unad.edu.co/images/control\\_interno/NTC\\_ISO\\_14001\\_2015.pdf](https://informacion.unad.edu.co/images/control_interno/NTC_ISO_14001_2015.pdf)
- International Organization for Standardization - ISO. (2018). Sistemas de gestión de la seguridad y salud en el trabajo ISO 45.001. [Archivo en PDF]. <http://ergosourcing.com.co/wp-content/uploads/2018/05/iso-45001-norma-Internacional.pdf>
- Jordan, A., Daulton, D., Jo Ann, C., & Grumbles, T. (2010). Quantitative Rankings Measure Oilfield Chemicals Environmental Impacts. Society of Petroleum Engineers - SPE. [https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-135517-MS?sort=&start=0&q=135517&from\\_year=&peer\\_reviewed=&published\\_between=&fromSearchResults=true&to\\_year=&rows=25#](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-135517-MS?sort=&start=0&q=135517&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#)
- Kayode, A. (2018). Petroleum Refining Design and Applications Handbook. En Glossary of Petroleum and Technical Terminology. John Wiley & Sons, Inc. <https://doi.org/10.1002/9781119257110.gloss>
- King, G. (2012). Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells. Society of Petroleum Engineers - SPE.

- <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-152596-MS>
- Latham & Watkins LLP. (2015). *The Book of Jargon – Oil & Gas* (First Edit). Latham & Watkins LLP. <https://www.lw.com/bookofjargon-apps/boj-OandG>
- Lapeyrouse, Norton. (2014). *Formulas and Calculations for Drilling, Production and Work-Over*. <https://www.slideshare.net/amrhaggag/formulas-calculations>
- Liborius, Andreina de los Angeles. (2019). *Applied petroleum source rock evaluation and high-resolution sequence stratigraphy for unconventional reservoirs in La Luna Formation (Cenomanian- Santonian) Northwest Maracaibo Basin, Venezuela*. (Tesis de doctorado). University of Oklahoma. <https://shareok.org/handle/11244/319563>
- Linkey, K. (2014). *User Guide Vitrinite Reflectance data*. British Geological Survey - BGS. [Archivo en PDF]. <http://nora.nerc.ac.uk/id/eprint/509719/1/OR14055.pdf>
- Louisiana Department of Environmental Quality's - LDEQ. (2007). *Carrizo-Wilcox Aquifer Summary, 2007*. [https://deq.louisiana.gov/assets/docs/Water/Triennial\\_reports/Aquifer Summaries\\_2001-2003/02Carrizo-WilcoxAquiferSummary03.pdf](https://deq.louisiana.gov/assets/docs/Water/Triennial_reports/Aquifer_Summaries_2001-2003/02Carrizo-WilcoxAquiferSummary03.pdf)
- Mccarthy, K., Niemann, M., Palmowski, D., & Peters, K. (2011). *La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras*. *Oilfield Review*, 23 (2),. pp. 36–47. <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/03-basic-petro-2-spanish>
- McDonough, W., & Braungart, M. (2010). *Cradle to Cradle: Remaking the Way We Make Things*. <https://es.scribd.com/book/212863884/Cradle-to-Cradle-Remaking-the-Way-We-Make-Things>
- Minier-Matar, J., Hussain, A., Janson, A., & Adham, S. (2014). *Treatment of produced water from unconventional resources by membrane distillation*. *Society of Petroleum Engineers - SPE*. 3 <https://doi.org/10.2523/iptc-17481-ms>
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible - MADS. (2014a). *Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente*. Decreto Ley 2811 de 1974. 122. <http://parquearvi.org/wp-content/uploads/2016/11/Decreto-Ley-2811-de-1974.pdf>
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible - MADS. (2014b). *Resolución 421 de Marzo 20 de 2014*. [http://legal.legis.com.co/document/Index?obra=legcol&document=legcol\\_0338290432a6014ce0530a010151014c](http://legal.legis.com.co/document/Index?obra=legcol&document=legcol_0338290432a6014ce0530a010151014c)
- Ministerio de Minas y Energía - MinMinas. (s/f). *Reglamentación en Materia Nuclear* . <https://www.minenergia.gov.co/reglamentacion-nuclear1>

- Ministerio de Minas y Energía - MinMinas. (2014). Resolución 90341 de 2014. [https://www.icbf.gov.co/cargues/avance/docs/resolucion\\_minminas\\_90341\\_2014.htm](https://www.icbf.gov.co/cargues/avance/docs/resolucion_minminas_90341_2014.htm)
- Ministerio de Transporte. (2002). Decreto 1609 de 2002. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=6101>
- Occupational Safety and Health Administration - OSHA. (2014). Hydraulic Fracturing and Flowback Hazards Others than Respirable Silica. <https://www.osha.gov/Publications/OSHA3763.pdf>
- Oetjen, K., Chan, K. E., Gulmark, K., Christensen, J. H., Blotevogel, J., Borch, T., Spear, J. R., Cath, T. Y., & Higgins, C. P. (2018). Temporal characterization and statistical analysis of flowback and produced waters and their potential for reuse. *ELSERVIER. Science of the Total Environment*, 619-620. pp. 654–664. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2017.11.078>
- Sarmiento, G., Puentes, J., & Sierra, C. (2015a). Estratigrafía y Petrofacies de la Formación La Luna en el Sinclinal de Nuevo Mundo, Valle Medio del Magdalena. *Geología Norandina* 12 (2) pp. 21-40. [https://www.researchgate.net/publication/288668481\\_Estratigrafia\\_y\\_Petrofacies\\_de\\_la\\_Formacion\\_La\\_Luna\\_en\\_el\\_Sinclinal\\_de\\_Nuevo\\_Mundo\\_Valle\\_Medio\\_del\\_Magdalena](https://www.researchgate.net/publication/288668481_Estratigrafia_y_Petrofacies_de_la_Formacion_La_Luna_en_el_Sinclinal_de_Nuevo_Mundo_Valle_Medio_del_Magdalena)
- Sarmiento, G., Puentes, J., & Sierra, C. (2015b). Evolución Geológica y Estratigrafía del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena. *Geología Norandina* 12 (4) pp.51-83 [http://sociedadcolombianadegeologia.org/wpcontent/uploads/2017/06/Norandina\\_No.12\\_Art4.pdf](http://sociedadcolombianadegeologia.org/wpcontent/uploads/2017/06/Norandina_No.12_Art4.pdf)
- Schlumberger. (2017). Schlumberger Oilfield Glossary. [Www.Slb.Com](http://www.slb.com). <https://glossary.oilfield.slb.com/>
- Silvy, V., Lesikar, B., Persyn, R., & Kaiser, R. (2008). Priority Groundwater Management Areas. <https://oaktrust.library.tamu.edu/handle/1969.1/87401>
- Suárez, C. (2016). Arenas basales del Cretáceo inferior, potencial roca hidrocarburífera en la región central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. (Tesis de Mestría). Universidad Nacional de Colombia. Biblioteca UN. <http://www.bdigital.unal.edu.co/52302/>
- Tovar, E. (2019). Expectativas del Fracking en Colombia. [Archivo en PDF] <http://www.andi.com.co/Uploads/Expectativas del Fracking en Colombia>. Octubre 1

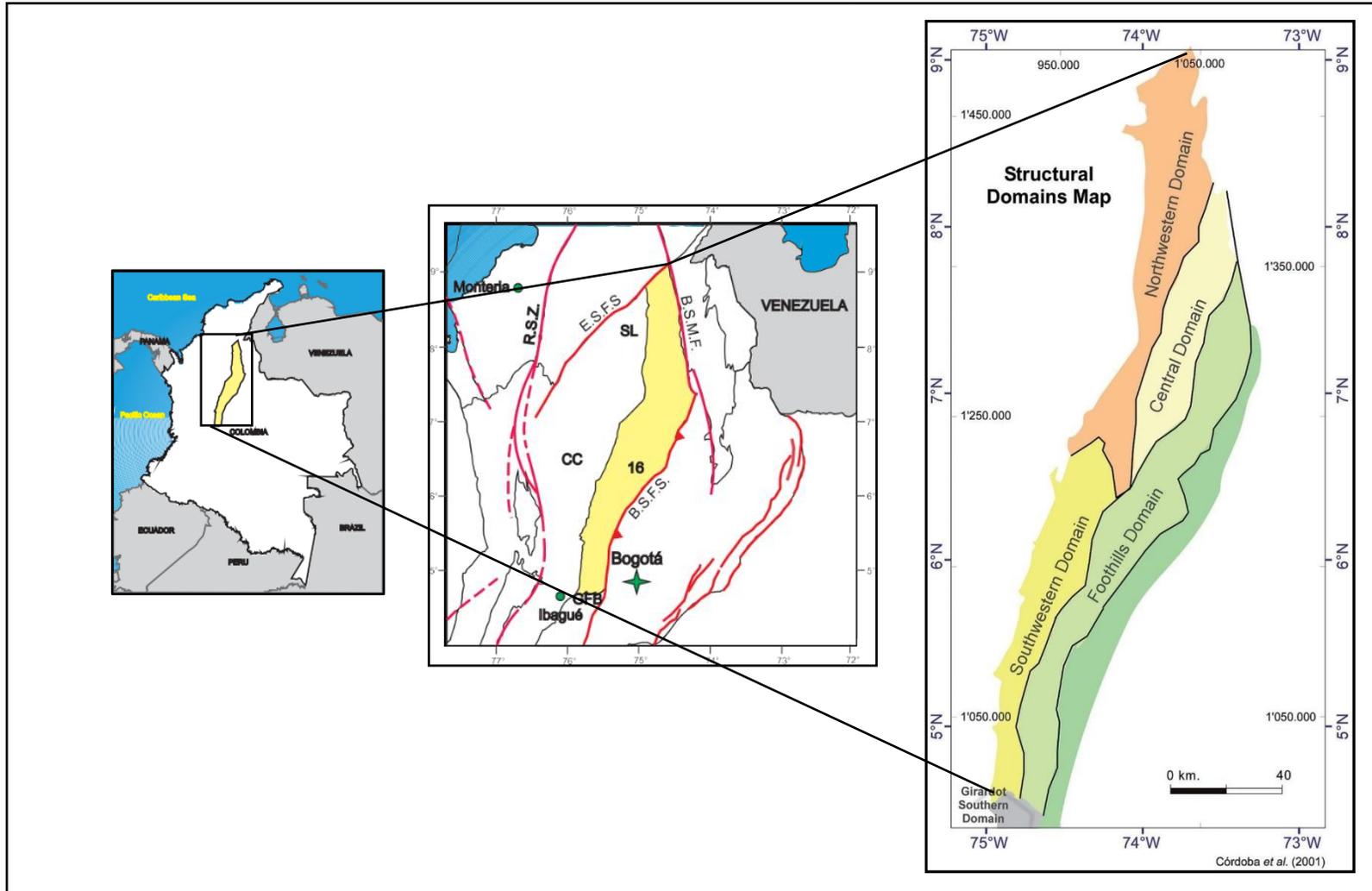
2019.pdf

- U.S. Energy Information Administration - EIA. (2011). Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays. <https://www.ourenergypolicy.org/resources/review-of-emerging-resources-u-s-shale-gas-and-shale-oil-plays-3/>
- U.S. Energy Information Administration - EIA. (2019). Country Analysis Executive Summary: Canada. 1–7. [https://www.eia.gov/international/content/analysis/countries\\_long/Canada/canada\\_CAXS.pdf](https://www.eia.gov/international/content/analysis/countries_long/Canada/canada_CAXS.pdf)
- U.S. Energy Information Administration EIA. (2020). Petroleum & Others Liquids. <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pet&s=mcrfps2&f=m>
- Universidad Nacional Autónoma de México. (2016). Origen del Petróleo e Historia de la Perforación en México. Ciudad de México, 1, 1–52. [http://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/yacimientosELIA/zonadesplegar/Lecturas/Origen del petroleo e historia.pdf](http://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/yacimientosELIA/zonadesplegar/Lecturas/Origen%20del%20petroleo%20e%20historia.pdf)
- Correa, V. (2003). Estudio de los Fundamentos de Diseño para Equipos de Pervaporacion. (Tesis de grado). Universidad de los Andes. Biblioteca UniAndes. <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/15519/u234391.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Workman, S. (2013). Integrating Depositional Facies and Sequence Stratigraphy in Characterizing Unconventional Reservoirs: Eagle Ford Shale, South Texas. En Master's Theses. [https://scholarworks.wmich.edu/masters\\_theses/148](https://scholarworks.wmich.edu/masters_theses/148)

## ANEXOS

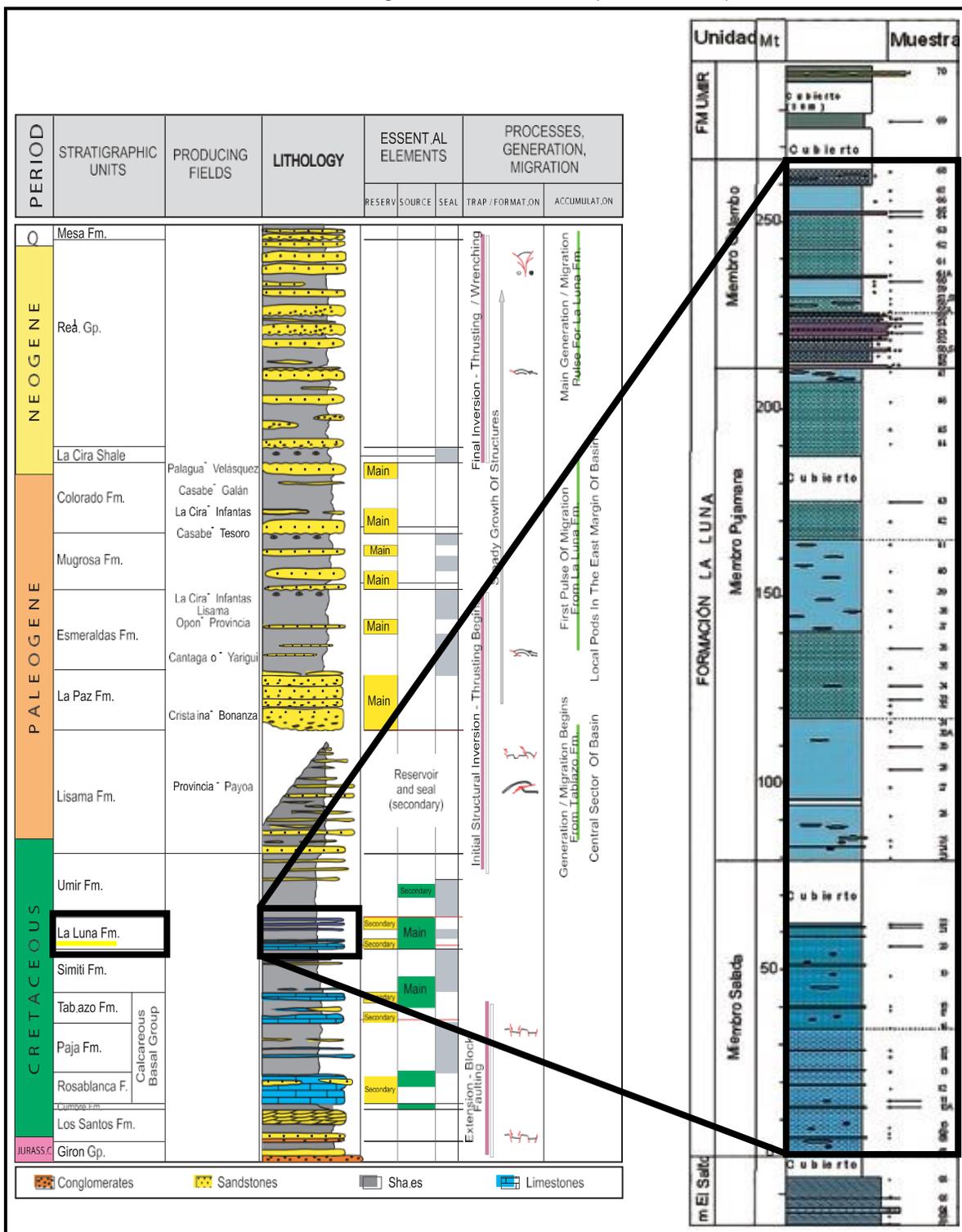
## Anexo A.

## Ubicación Cuenca Valle Medio del Magdalena VMM



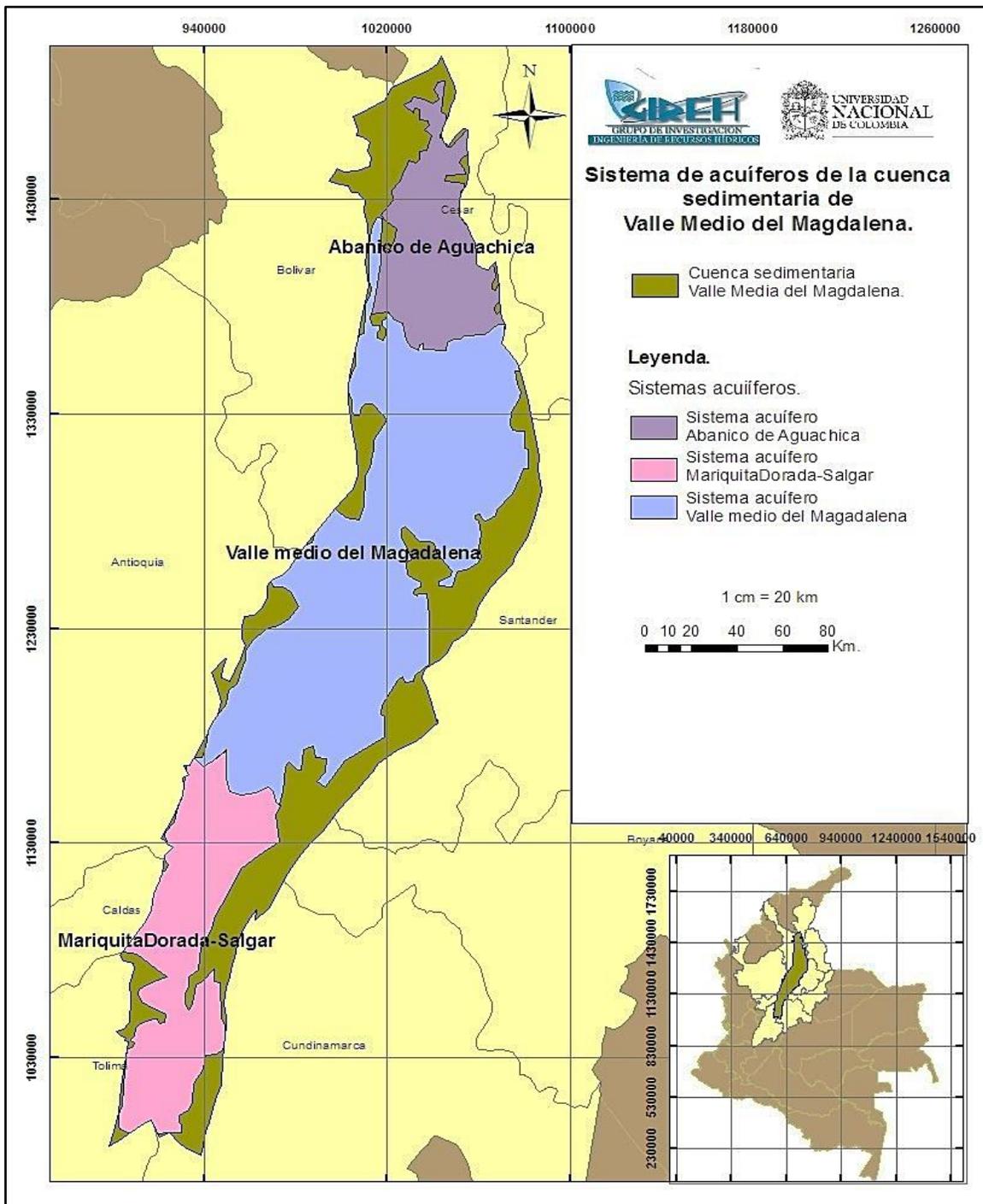
Anexo B.

Columna estratigráfica Valle Medio del Magdalena VMM generalizada y formación La Luna en la Quebrada La Sorda, Santander, Colombia.



Anexo C.

Sistemas de Acuíferos de la Cuenca Sedimentaria de Valle Medio del Magdalena



Anexo D.

Columna Estratigráfica Formación Eagle Ford, Texas

