

VISIÓN INTEGRAL DE FACILIDADES PARA LA SINERGIA ENTRE LAS
OPERACIONES DE UN CAMPO CONVENCIONAL Y UN NO CONVENCIONAL

Autores:

John Jairo Galvis Viancha

Santiago Vásquez Rodríguez

Proyecto de Grado

Director:

Jorge Andrés Sáchica Ávila

Magister en Ingeniería De Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de ingeniería Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2021

Contenido

Introducción	11
1. Alcance	12
1.1. Objetivo General	12
1.2. Objetivos Específicos.....	12
2. Facilidades de Superficie	13
2.1. Separadores	13
2.2. Remoción de crudo en dispersión	13
3. Metodología y Plan de Trabajo.....	15
4. Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	17
4.1. Localización.....	17
4.2. Geología.....	17
4.2.1. Estratigrafía y tectónica	18
4.2.2. Elementos estructurales principales	20
4.4.3. Sistema Petrolero	22
4.4. Mecanismos de levantamiento en el Valle Medio del Magdalena	24
4.5. Descubrimiento de los campos más importantes	25
4.6. Campo Llanito	27
4.6.1. Historia del campo	27
4.6.2. Localización	28

4.6.3. Propiedades del fluido.....	28
4.6.4. Estación Nororiental de Llanito y Estación tres de Llanito	29
4.6.5. Estación Gala	31
4.6.6. Estación Única de Galán.....	34
4.6.7. Planta deshidratadora Galán	37
4.6.7. Bombeo a la refinería.....	39
5. Yacimientos No Convencionales en Colombia	40
5.1. Características	43
5.2. Facilidades de Flowback (agua de producción).....	47
5.2.1. Tratamiento físico	47
5.2.2. Tratamiento biológico.....	48
5.2.3. Tratamiento con membranas.....	48
5.2.4. Tecnologías térmicas	49
5.2.5. Tratamiento químico.....	50
5.2.6. Procesos avanzados de oxidación para el tratamiento de agua de producción	51
5.3. Recuperación de aceite en lodos	52
5.3.1. Extracción por solvente.....	52
5.3.2. Tratamiento de centrifugación	53
5.3.3. Recuperación de petróleo mejorada con surfactante (EOR).....	53
5.3.4. Tratamiento de congelación / descongelación	53

5.3.5. Pirólisis del lodo	54
5.3.6. Irradiación de microondas.....	55
5.3.7. Método electrocinético.....	55
5.3.8. Irradiación ultrasónica	56
5.3.9. Flotación de espuma	56
5.4. Métodos de eliminación de lodos aceitosos.....	57
5.4.1. Incineración.....	57
5.4.2. Estabilización/solidificación.	57
5.4.3. Tratamiento de oxidación	57
6. Integración de un yacimiento convencional y un no convencional	60
7. Plan conceptual de esquema de facilidades	64
7.1. Diseño de prueba de pozo de fluido de retorno	64
7.2. Selección de tecnologías de flowback	66
7.3. Normatividad para vertimiento y reutilización del agua en Colombia	74
7.4. Selección del Sistema de Levantamiento.....	80
7.5. Proyección de producción con capacidad instalada.....	85
8. Análisis de Resultados	91
9. Conclusiones y recomendaciones	93
Referencias bibliográficas.....	96

Lista de Figuras

Figura 1. Evolución de la cuenca Valle Medio del Magdalena _____	19
Figura 2. Terrenos estructurales del Valle Medio del Magdalena. _____	21
Figura 3. Línea de tiempo Valle Medio del Magdalena _____	26
Figura 4. Localización del campo Llanito _____	28
Figura 5. Descripción del proceso de la estación Gala _____	32
Figura 6. Estación Única de Galán _____	37
Figura 7. Planta deshidratadora de Galán _____	38
Figura 8. Yacimientos Convencionales y Yacimientos No Convencionales _____	40
Figura 9. Yacimiento convencional y yacimiento no convencional (en roca generadora) ____	42
Figura 10. Saturación de crudo retenido en el miembro Galembó, Formación la Luna y VMM	43
Figura 11. Etapas físicas digital de las rocas para shales _____	45
Figura 12. Diseño de prueba de pozo de fluido de retorno _____	65
Figura 13. Agua necesaria para fracturamiento hidráulico en YNC en Colombia _____	68
Figura 14. Consumo de energético de tecnologías Flowback _____	71
Figura 15. Costo capital de tecnologías de flowback _____	72
Figura 16. Capacidad de tratamiento de tecnologías flowback _____	73
Figura 17. Costo de tratamiento por volumen de agua de flowback _____	73
Figura 18. Curva tipo de producción YNC en la formación La Luna _____	80
Figura 19. Sistemas de levantamiento en curva tipo de formación La Luna _____	81
Figura 20. Costo asociado al Sistema de Levantamiento Implementando, primer periodo de implementación _____	84

Figura 21. Costo asociado al Sistema de Levantamiento Implementando, segundo periodo de implementación _____ 84

Lista de Tablas

Tabla 1. Secuencia Sedimentaria Valle Medio del Magdalena _____	20
Tabla 2. Terrenos estructurales de la cuenca del VMM _____	22
Tabla 3. Sistema Petrolero VMM _____	23
Tabla 4. Formaciones generadoras _____	23
Tabla 5. Formaciones reservorio _____	23
Tabla 6. Formaciones Sello _____	24
Tabla 7. Propiedades del fluido del campo Llanito _____	29
Tabla 8. Estado operacional de Estación Única de Galán _____	35
Tabla 9. Analogía entre La Luna del VMM, Lower Eagle Ford y Middle Wolfcamp _____	46
Tabla 10. Comparación del campo convencional y no convencional del área de estudio _____	60
Tabla 11. Composición del agua de retorno en Eagle Ford _____	67
Tabla 12. Composición fisicoquímica del fluido de retorno antes y después de los tratamientos _____	69
Tabla 13. Costo capital y operacional de tecnologías Flowback _____	74
Tabla 14. Normatividad para vertimiento de agua _____	75
Tabla 15. Normatividad para vertimiento de agua vs composición final de tecnologías de flowback _____	76
Tabla 16. Normatividad vigente para la reutilización del agua tratada _____	77
Tabla 17. Normatividad para reutilización del agua (áreas verdes y jardines no domiciliarios) vs composición final de tecnologías de flowback _____	79
Tabla 18. Ciclo completo, desempeño cualitativo _____	82
Tabla 19. Primer ciclo, desempeño cualitativo _____	82
Tabla 20. Segundo ciclo, desempeño cualitativo _____	83

Tabla 21. Producción del campo convencional, proyección de producción del no convencional y total (campo convencional y no convencional) _____ 86

Tabla 22. Capacidad de separación, tiempo de retención en las Estaciones del Campo Llanito 87

Tabla 23. Capacidad de tratamiento de crudo, agua y gas de las Estaciones en el Campo Llanito (Capacidad instalada y proyectada) _____ 87

Tabla 24. Capacidad total instalada y proyectada del campo Llanito para yacimiento convencional _____ 88

Tabla 25. Capacidad de separación total (instalado y proyectado) _____ 89

Tabla 26. Comparación de producción total estimada (YC y YNC) vs capacidad de tratamiento (instalada y proyectada por la compañía operadora) _____ 89

Tabla 27. Crudo y gas sin tratamiento (Yacimiento convencional y no convencional) _____ 90

Resumen

Título: Visión integral de facilidades para la sinergia entre las operaciones de un campo convencional y un no convencional*

Autores: John Jairo Galvis Viancha, Santiago Vásquez Rodríguez**

Palabras Claves: Yacimiento convencional, yacimiento no convencional, yacimiento en roca generadora, facilidades de superficie, fracturamiento hidráulico, fluido de retorno.

Descripción:

Durante más de cien años se han desarrollado los yacimientos convencionales en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en Colombia, con una contribución bastante significativa a la economía y desarrollo del país, sin embargo, en la actualidad para garantizar la Seguridad Energética es necesario incrementar la cantidad de reservas de aceite y gas, por lo cual los yacimientos no convencionales (en roca generadora) tiene un papel importante para este hecho.

El proyecto nace de la necesidad de incrementar las reservas en el país de manera eficiente y rentable, la hipótesis del proyecto surge a partir de la prospectiva de aceite y gas disponible, y la capacidad que tiene el Valle Medio del Magdalena para producir yacimientos en roca generadora realizando una sinergia con las facilidades de superficie del campo Llanito.

La investigación desarrolla un análisis histórico y prospectivo del Valle Medio del Magdalena estimando la cantidad petróleo y gas recuperable en el miembro Galembó de la formación la Luna, analizando las facilidades de superficie del campo Llanito, así como su plan de expansión para verificar la viabilidad técnica para la sinergia del campo convencional y no convencional, finalizando con el análisis conceptual técnico-económico para integrar las facilidades de superficie de ambos campos.

La conclusión del trabajo presenta que el Valle Medio del Magdalena tiene un gran potencial de aceite y gas en roca generadora, especialmente en la formación La Luna, analizando las facilidades de superficie existentes del campo Llanito, como su plan de expansión. Se comprobó que existe la posibilidad a una sinergia entre el campo convencional y no convencional además se estimó la capacidad que tiene el campo Llanito para tratar el crudo y gas del campo no convencional, seleccionando la tecnología óptima para el tratar el fluido de retorno del yacimiento no convencional.

* Trabajo de grado

** Facultad: Ingeniería Físicoquímicas. Escuela: Ingeniería de Petróleos. Director: Jorge Andrés Sáchica Ávila

Abstract

Title: Integral vision of surface facilities for synergy between the operations of a conventional and an unconventional field *

Authors: John Jairo Galvis Viancha, Santiago Vásquez Rodríguez **

Keywords: Conventional reservoir, unconventional reservoir, source rock, surface facilities, hydraulic fracturing, flowback.

Description:

For more than a hundred years, conventional reservoirs have been developed in the Middle Magdalena Valley basin, in Colombia, with a significant contribution to the country's economy and development, however, to guarantee Energy Security it is necessary to increase the amount of oil and gas reserves, which is why unconventional reservoirs (in source rock) have an important role in this aspect.

The project was created from the necessity of increasing reserves in the country in an efficient and profitable manner. The hypothesis of the project arises from the prospect of oil and gas available, and the capacity that the Middle Magdalena Valley have of producing in source rock reservoirs generating a synergy with the surface facilities of the Llanito's oil field.

The project develops a historical and prospective analysis of the Middle Magdalena Valley estimating the amount of oil and gas recoverable in the Galembó member of La Luna formation, analyzing the surface facilities of the Llanito field, as well as its expansion plan to verify the technical feasibility for the synergy of the conventional and unconventional field, ending with the technical-economic conceptual analysis to integrate the surface facilities of both fields.

The conclusion of the work shows that the Middle Magdalena Valley has a great potential for oil and gas in source rock, especially in the La Luna formation, analyzing the existing surface facilities of the Llanito field, as its expansion plan. The conclusions verified that there is the possibility of a synergy between the conventional and unconventional field, in addition, the capacity of the Llanito field to treat oil and gas from the unconventional field was estimated, selecting the optimal technology to treat the return fluid from the reservoir. non-conventional.

* Bachelor Thesis

** Facultad: Ingeniería Fisicoquímicas. Escuela: Ingeniería de Petróleos. Director: Jorge Andrés Sáchica Ávila

Introducción

El Valle Medio del Magdalena cuenta un potencial petrolífero bastante atractivo tanto para campos convencionales con más de 6 billones de barriles petróleo original en sitio (ANH, 2019) como no convencionales especialmente en la formación La Luna (formación productora), hay un desarrollo comercial en campos convencionales desde hace más de cien años como lo es en el caso de Infantas. Con la necesidad de mantener y afianzar la Seguridad Energética en Colombia, es necesario el desarrollo de campos no convencionales de una forma eficiente y eficaz, por lo cual se debe utilizar en la medida de lo posible las facilidades de superficie existentes de yacimientos convencionales para realizar una sinergia con los yacimientos no convencionales.

Para el desarrollo de campos en roca generadora, es necesario conocer a fondo la geología de la cuenca, haciéndose para el caso de Colombia en el Valle Medio del Magdalena un factor favorable, sin embargo al ser una tecnología nueva en Colombia se deben estudiar otros casos donde ha sido favorable la implementación de estas técnicas como lo es el caso de las cuencas Eagle Ford y Permian de los Estados Unidos escalando las técnicas y métodos utilizados a la geología y necesidades específicas de la cuenca colombiana.

Las facilidades de superficie son un aspecto vital para el estudio de la viabilidad técnico-económica de un campo petrolífero, permitiendo la separación del crudo de otros componentes no deseados para la industria de hidrocarburos, además que la adecuación de los escenarios son bastante costosos, por lo cual se hace indispensable realizar una planeación estratégica de forma eficiente utilizando los recursos ya presentes en las facilidades de yacimientos de un campo convencional, para integrarlos con las facilidades de superficie de un campos de roca generadora y así poder realizar un trabajo eficaz al menor costo posible.

1. Alcance

Proyecto investigativo que tiene como fin analizar y evaluar la cantidad de crudo y gas presente en el Valle Medio del Magdalena para determinar la viabilidad técnico-económica de integrar las facilidades de superficie ya existentes de un campo convencional con un campo no convencional, para así poder tener una mayor eficiencia al menor costo posible.

1.1. Objetivo General

- ✓ Evaluar la viabilidad técnica y económica de la sinergia de las facilidades de un campo convencional con un campo no convencional.

1.2. Objetivos Específicos

- ✓ Realizar un estudio sobre el Valle Medio del Magdalena, considerando el descubrimiento de principales campos y su geología. Describir las facilidades de recolección, separación, tratamiento, despacho e inyección para el petróleo y el agua de un campo convencional del Valle Medio del Magdalena.
- ✓ Analizar la potencialidad del desarrollo de yacimientos no convencionales en Colombia en el Valle Medio del Magdalena y describir las facilidades específicas necesarias para desarrollar un yacimiento no convencional.
- ✓ Realizar una comparación de las facilidades de superficie de un campo convencional y uno no convencional identificando las posibles sinergias.
- ✓ Conceptualizar un plan integrado de facilidades de superficie para el desarrollo de las reservas convencionales y los recursos no convencionales del área en estudio del Valle Medio del Magdalena.

2. Facilidades de Superficie

Las facilidades de superficie de producción son una serie de equipos y técnicas diferentes que están diseñadas para separar los fluidos provenientes del pozo, típicamente compuesto por 3 fases: Agua, petróleo y gas. (Arnold & Stewart, 2008)

2.1. Separadores

Recipientes capaces de separar dos o más fluidos inmiscibles entre sí, comúnmente se utilizan para separar gas, agua y petróleo.

2.1.1. Separadores Bifásicos

Recipientes diseñados para la separación del gas y líquidos inmiscibles, los cuales están diseñados para liberar la mayor cantidad de gas posible del petróleo y viceversa a presiones y temperaturas definidas (Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), 1995).

2.1.2. Separadores Trifásicos

Recipientes diseñados para separar tres fluidos inmiscibles, con una fase gas y dos líquidas (agua y aceite), esta separación es muy efectiva especialmente en la separación del agua con el petróleo, pues se procura que ambas fases salgan libres de la otra (Martínez, 1991).

2.2. Remoción de crudo en dispersión

Son diferentes unidades diseñadas para la separación del crudo en dispersión, es decir el crudo que se encuentra en forma de gotas dentro del agua de producción, luego de pasar por los separadores convencionales mencionado anteriormente.

2.2.1. Tanque desnatador

Es un tanque que tiene como objetivo separar el aceite del agua por medio de un proceso el cual es continuo, con esto lo que se busca es poder remover la mayor cantidad de crudo presente en el

agua. Los principales tipos de tanques desnatadores funcionan son: por gravedad, coalescedores e hidrociclones (Durkee, 2008).

2.2.2. Celdas de flotación

Esta unidad funciona produciendo pequeñas burbujas en parte inferior de la unidad las cuales se adhieren a las gotas de crudo dispersas en el agua y a pequeños sedimentos en flotación las cuales, por medio de las burbujas suben a la superficie (Schwarz, Koh, Wo, Nguyen, & Zhu, 2019).

3. Metodología y Plan de Trabajo

Etapas y su respectiva descripción en cual se detallará como se llevará a cabo la metodología y el plan trabajo.

Primera etapa: Obtención, recopilación, revisión y selección del material bibliográfico

- Búsqueda y obtención de material bibliográfico, principalmente de artículos científicos, libros, tesis de pregrado y postgrados referentes a las facilidades de superficie para yacimientos convencionales y no convencionales, además se buscará artículos sobre la cuenca del Valle Medio del Magdalena y su potencial petrolífero para la extracción tanto para yacimientos convencionales como YNC y análisis financieros
- Revisión del material bibliográfico disponible
- Selección del material bibliográfico en base a poder dar respuesta a los objetivos específicos planteados

Segunda Etapa: Análisis de la información y bibliografía seleccionada

- Organizar la información obtenida, separándola por los diferentes objetivos específicos planteados para lograr satisfacerlos
- Identificación de los principales métodos y equipos utilizados en las facilidades de superficies de yacimientos convencionales y no convencionales.
- Comprensión de los principales mecanismos de extracción utilizados en Valle Medio del Magdalena.

Tercera Etapa: Estructuración del plan conceptual de sinergia de recursos petrolíferos convencionales y no convencionales Valle Medio del Magdalena

- Estructurar un plan de crecimiento para una zona seleccionada en el Valle Medio del Magdalena para aprovechamiento de los recursos petrolíferos convencionales como de roca generadora.
- Estructurar un plan conceptual de Sinergia para las facilidades de superficie de un campo convencional con un campo no convencional.

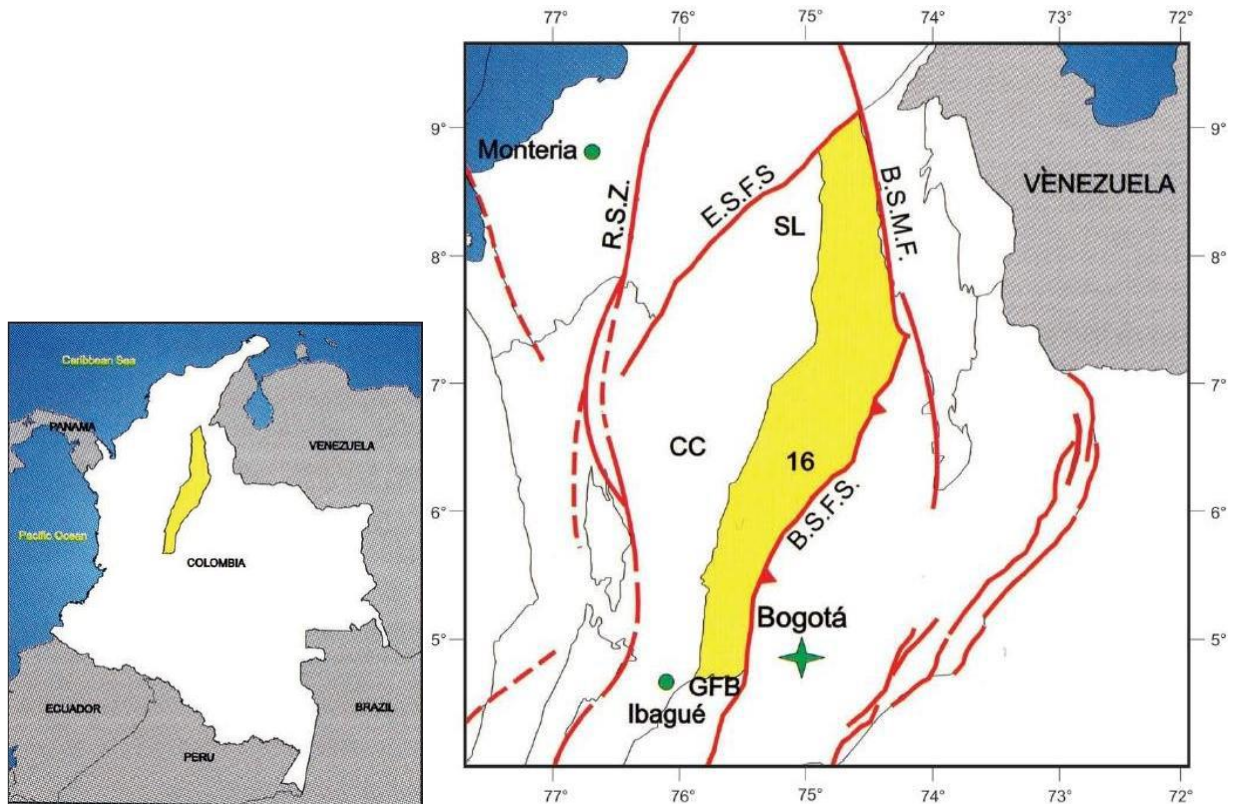
Cuarta Etapa: Resultados y Elaboración de Libro

- Organizar los resultados obtenidos con el propósito de dar respuesta a todos los objetivos planteados en un principio.
- Elaborar el libro final con todos los lineamientos necesarios para su posterior revisión con el director de tesis y/o codirectores, para su corrección y posterior publicación.

4. Cuenca del Valle Medio del Magdalena

4.1. Localización

La cuenca del Valle Medio del Magdalena está ubicada entre las cordilleras central y oriental, al Norte limita con el sistema de fallas Espíritu Santo, al Noreste con las fallas de Bucaramanga-Santa Marta, al Sur Este por el sistema de fallas Bituima y La Salina, al Sur con el cinturón plegado de Girardot. Esta cuenca geomorfológicamente se encuentra localizada a lo largo del valle central atravesado por el río Magdalena, cubriendo un área de 32.000 km², abarcando los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca y Antioquia.



Nota. Imagen izquierda representa la ubicación del La Cuenca del Valle Medio del Magdalena e imagen derecha muestra las fallas y los límites creado a partir de (Barrero, Pardo, Vargas, & Martinez, 2007)

4.2. Geología

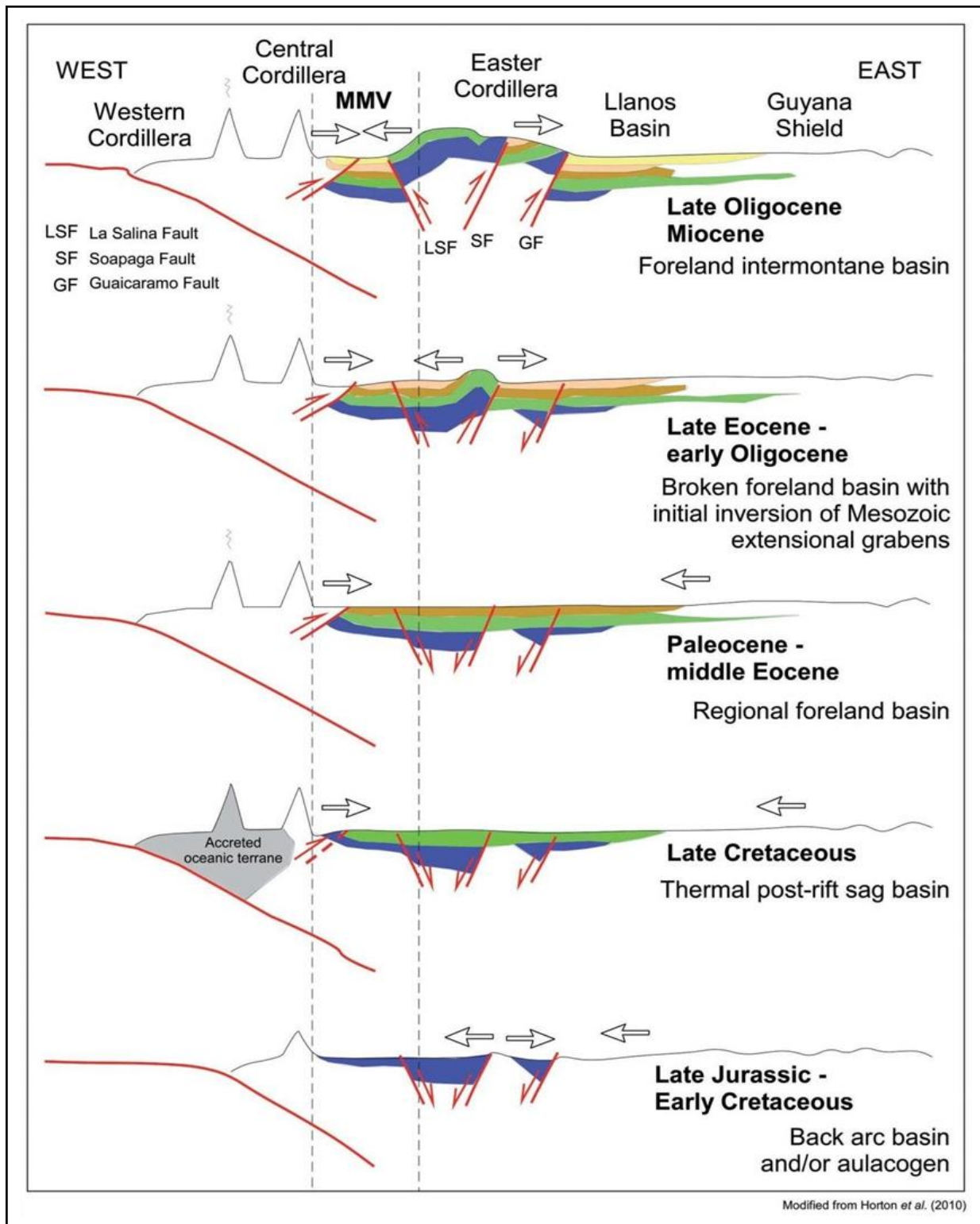
La tectónica de placas de las cordilleras Central y Oriental dan el origen al lugar en el cual se depositó la cuenca del Valle medio del Magdalena (VMM). De esta forma, la evolución de esta cuenca inicia en el mismo momento que el levantamiento de ambas cordilleras en la Era Mesozoica (Sarmiento, 2011)

4.2.1. Estratigrafía y tectónica

La columna estratigráfica de la cuenca del VMM comienza con rocas cristalinas del paleozoico generándose en el sentido Oeste incluyendo la Cordillera Central, sobre la cual se depositan rocas del Triásico-Jurásico, donde inicia la columna sedimentaria.

Esta cuenca se ha afectado en gran medida por diferentes procesos tectónicos, los cuales han generado los sistemas de fallas de La Salina, Guaicaramo y Sopapaga (Sarmiento, 2011). Con el levantamiento de la Cordillera Central, la cuenca del VMM pasa por una evolución de intra-arco a ante-arco al finalizar el levantamiento de esta cordillera, y debido al levantamiento de la Cordillera Oriental una sección de intra-montaña (Figura 1).

Figura 1. Evolución de la cuenca Valle Medio del Magdalena



Nota. Levantamiento de las cordilleras y la evolución de la cuenca de ante-arco a intra-arco. Tomado de (AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, 2012).

Las formaciones sedimentarias que integran la cuenca del VMM inician con la sedimentación al final de la primera parte del Mesozoico en ambientes continentales, pasando a ambientes marinos en la segunda parte del Mesozoico y finaliza en el Cenozoico nuevamente con sedimentos provenientes de continentales. La siguiente **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, ilustra las secuencias en que se depositaron los sedimentos en esta cuenca:

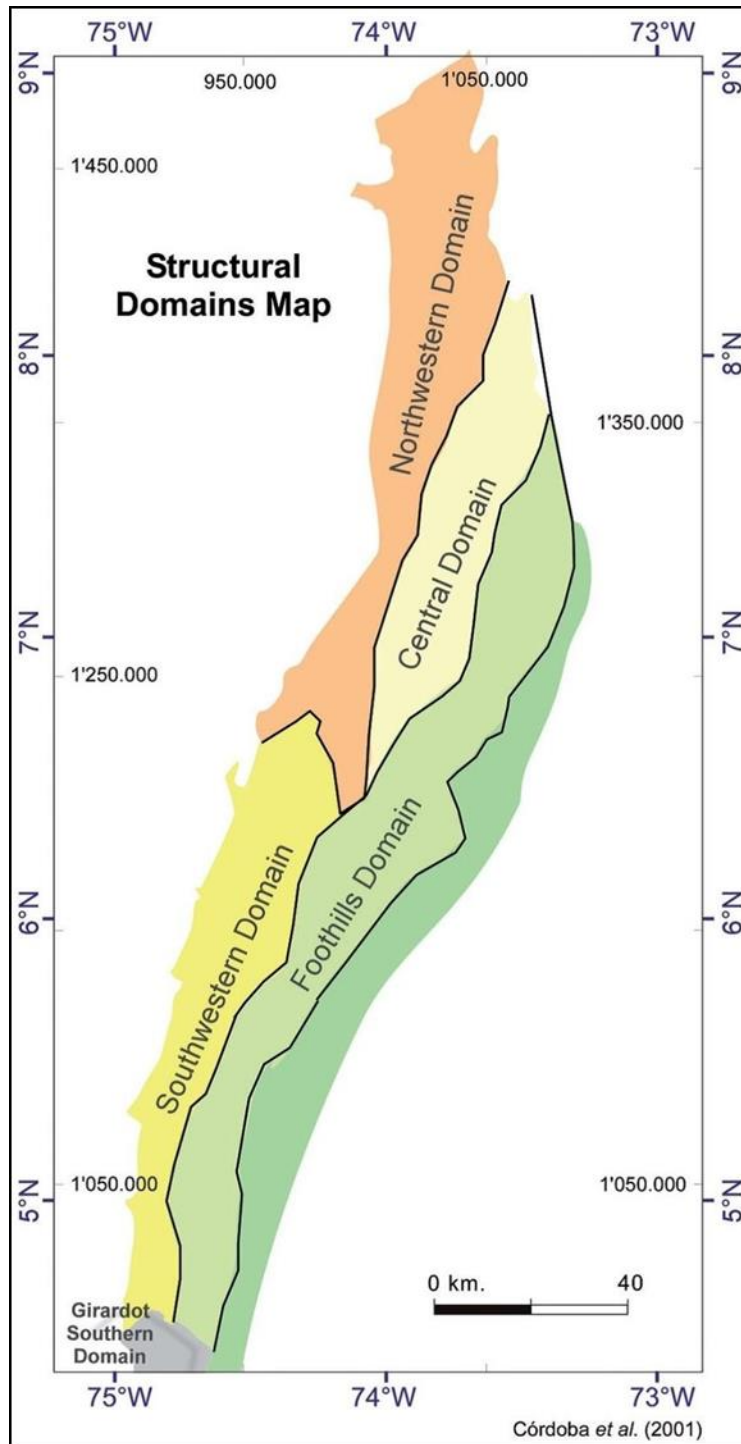
Tabla 1. *Secuencia Sedimentaria Valle Medio del Magdalena*

Secuencia de sedimentación			
Secuencia	Desde	Hasta	Formaciones
1	Jurásico tardío	Valanginiano	Los Santos y Cumbre
2	Hauteriviano	Hauteriviano	Rosa Blanca
3	Barremiano	Aptiano	Paja la cual sufre un evento erosivo
4	Albiano	Senomaniano	Tablazo, Simití y Salto
5	Turoniano	Santoniano	La Luna
6	Campaniano	Maastrichtiano	Umir
7	Paleoceno temprano	Paleoceno temprano	Lisama la cual sufre un proceso erosivo
8	Eoceno medio	Eoceno tardío	La Paz y Esmeraldas
9	Oligoceno	Oligoceno	Mugrosa y Colorado, esta última presenta erosión
10	Mioceno medio	Mioceno medio	Real
11	Plioceno	Plioceno	Mesa

4.2.2. Elementos estructurales principales

Los diferentes procesos geológicos que sucedieron en la cuenca del VMM causaron diferentes tipos de estructuras, diferenciando principalmente 5 terrenos estructurales los cuales se dividieron según el origen y la sedimentología Figura 2:

Figura 2. Terrenos estructurales del Valle Medio del Magdalena.



Nota. Adaptado de (Córdoba, López, Rolón, Buchelli, & Sotelo, 2001)

Tabla 2. *Terrenos estructurales de la cuenca del VMM*

Terrenos estructurales de la cuenca del VMM	
Terreno Noroccidental	Ubicado en el Noreste de la cuenca limitando con el flaco Este de la Cordillera Central, todas sus capas de orientan en dirección al Este y las fallas son extensionales son extensionales con componente normal, estas fallas son muy importantes para el sistema petrolero, debido a que actúan como trampa estructural en los campos Totumal, Buturama, Peñas Blancas, Casabe, Galán, Cantagallo, Llanito, Las Garzas, Cristalino y Sogamoso (Beltran & Romero, 1992).
Terreno Suroccidental	Ubicado entre los terrenos Noroeste y Girardot, se caracteriza por presencia de fallas que afectan la totalidad de los sedimentos desde el basamento hasta el Cenozoico, las capas se encuentran en dirección Este y la sección sedimentaria del Cretácico se encuentra ausente debido a la degradación de esta (Lozano & Zamora, 2014).
Terreno Zona Central	Ubicado entre los terrenos Noroeste y Piedemonte, caracterizado por pliegues y fallas inversas afectando la secuencia geológica que va desde el mesozoico hasta el Cenozoico, el desarrollo se relaciona con eventos extensivos y compresivos que dieron origen a las cordilleras Central y Oriental (Córdoba, López, Rolón, Buchelli, & Sotelo, 2001).
Terreno Piedemonte	Ubicado en la totalidad del sector Este de la cuenca, limitando con la Cordillera Central, caracterizado por amplios sinclinales, anticlinales angostos y fallas inversas.
Terreno Sur de Girardot	Esta localizado en el extremo Sur de la cuenca y gracias a esfuerzos positivos y a regímenes de rumbo con acortamiento perpendicular, se encuentran fallas en forma de flor y fallas reactivadas durante la última parte del Cenozoico. Entre las estructuras más destacadas en este terreno se encuentran: la falla de Cambao y el sinclinal de Guaduas y el cinturón plegado de Girardot (Cortés, Collett, & Angelier, 2006).

4.4.3. Sistema Petrolero

La cuenca del VMM, está caracterizada por tener muchos campos petroleros maduros, por lo cual se tiene un amplio conocimiento del sistema petrolero de la zona siendo compuesto de la siguiente forma:

Tabla 3. Sistema Petrolero VMM

Sistema Petrolero	
Roca Generadora	Formaciones Paja, Tablazo, La Luna y Rosa Blanca.
Roca Reservorio	Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa, Colorado, Umir y Lisama.
Roca Sello	Formaciones Paja, Simití, Umir, Lisama, los shales de La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado.

Las características específicas de las formaciones generadoras son (Sarmiento, 2011):

Tabla 4. Formaciones generadoras

Formación Generadora	Origen	Materia Orgánica (%)	Temperatura (°C)	% Ro	Madurez
La Luna	Marino	> 4	> 435		Madura
Rosa Blanca	Marino	> 4	430-458	0.6-1.5	Madura
La Paja	Marino Somero	> 4	422-440	≤ 0.6	Inmadura
Tablazo	Marino de plataforma	≤ 5	440-460	1	Madura
Simití	Marino	2.6	> 435	0.56-1	Madura

Las características específicas de las formaciones que actúan como Roca Reservorio son (Sarmiento, 2011):

Tabla 5. Formaciones reservorio

Roca Almacén		
Formación	Porosidad (%)	Capacidad de almacenamiento
Rosa Blanca	<3	Deficiente
Tablazo	1-15	Deficiente
La Luna	1-7	Deficiente
Umir	1-3	Deficiente
Lisama	1-20	Óptima
La Paz	10-23	Óptima
Mugrosa	9-26	Óptima
Colorado	9-26	Óptima

Real	25	Óptima
-------------	----	---------------

Las características específicas de las formaciones que no permiten la migración de hidrocarburos son (Sarmiento, 2011):

Tabla 6. Formaciones Sello

Roca Sello		
Formación	Porosidad (%)	Permeabilidad
Rosa Blanca	0.5-4	Impermeable
Tablazo	1-5	Impermeable
La Luna	1-7	Impermeable

4.4. Mecanismos de levantamiento en el Valle Medio del Magdalena

El Valle Medio del Magdalena lleva más de cien años produciendo hidrocarburos dando como resultado un amplio conocimiento de zona y dejando enseñanzas sobre cómo debe ser la implementación de nuevos métodos de levantamiento en la zona, aquí se han implementado múltiples técnicas incluyendo todos los principales métodos de la industria petrolera como lo son (BM) Bombeo Mecánico, (BCP) Bombeo por Cavidades Progresivas, (LG) Levantamiento pro Gas, (BES) Bombeo Electro sumergible, (BHP y BHJ) Bombeo Hidráulico tipo pistón y Bombeo Hidráulico tipo Jet, (LEE) Levantamiento por Elevación de Embolo conocido en la industria como Plunger Lift, y, (BES-PCP) el sistema hibrido Bombeo Electro sumergible con Bomba de Cavidades Progresivas, han sido implementados en el VMM (ANH, 2019).

4.5. Descubrimiento de los campos más importantes

Como se ha mencionado en el anterior numeral la cuenca del VMM se está desarrollando hace más de un siglo en Colombia teniendo amplia información sobre la esta, con principales campos petrolíferos como lo son: La Cira Infantas, Casabe, Galán, Llanito, Gala, Lisama, Nutria, Tisquirama, San roque, Teca, Nare, Provincia, Cantagallo, Velázquez y Bonanza, los cuales empezaron gracias a la Concesión de Mares celebrada entre el Gobierno Nacional, Tropical Oil y Roberto de Mares, dando como inició a la industria petrolera en Colombia por medio del descubrimiento del campo La Cira Infantas, a continuación se presenta la línea de tiempo mostrando los descubrimientos más importantes del VMM en orden cronológico con la figura 4:

Figura 3. Línea de tiempo Valle Medio del Magdalena



Muchos de estos campos están actualmente en un desarrollo avanzado de recuperación secundaria mediante inyección de agua, como lo son La Cira Infantas y Casabe, o de vapor como se está aplicando en Teca, Nare y Velásquez. Para la finalidad de este proyecto se toma como referencia el caso del campo Llanito el cual está iniciando su proyecto de recuperación secundaria, y tiene alta prospectiva para realizar sinergia en un futuro con el desarrollo de no convencionales.

4.6. Campo Llanito

4.6.1. Historia del campo

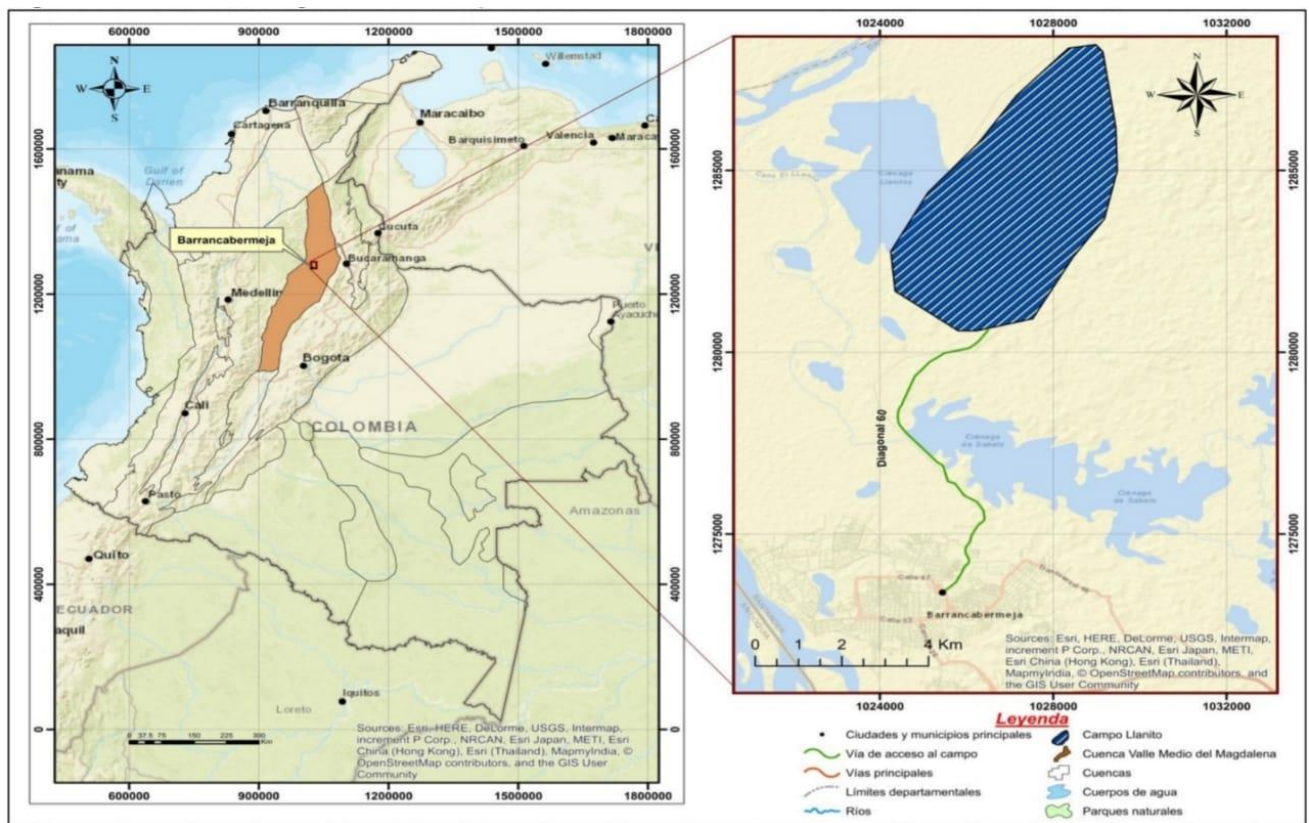
La historia del campo Llanito empieza con la firma de la Concesión de Mares en 1905, dándole el aval a Roberto de Mares de realizar actividades exploratorias en la zona, sin embargo 1919 se traspasó, el 25 de agosto, la Concesión de Mares a la Tropical Oil Company, en la notaría tercera de Bogotá (Tapias Cote). En 1945 Tropical Oil Company descubre el Campo Galán, abandonado ese mismo año por su baja producción. El 25 de agosto de 1951 se celebra la reversión de la Concesión de Mares, dando paso al nacimiento de la única empresa operadora del Campo Llanito Ecopetrol S.A., perforando en 1955 el pozo Llanito-1 el cual resulto seco y se prosiguió con la perforación de 7 pozos más hasta el año 1960 con el fin de alcanzar la formación mugrosa, posteriormente en este mismo año con el pozo Llanito-9 se da el descubrimiento del campo.

En 1977 el campo Llanito se termina de delimitar con la perforación del pozo Llanito Norte 1 y en el año 1981 inicia la fase de desarrollo del campo reduciendo el espaciamiento entre pozos de 120 a 60 acres perforando un total de 31 pozos y resultando 28 productores. En 1985 se descubre el Campo Gala ubicado al sur del Campo Llanito. Actualmente, Ecopetrol S.A continúa operando el área Llanito que comprende Llanito – Gala – Galán, realizando proyectos de Recobro Mejorado en la etapa inicial.

4.6.2. Localización

El campo Llanito (Llanito – Gala – Galán), está ubicado en Colombia en la parte oriental, en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en Barrancabermeja, Santander, en la parte norte de la Concesión de Mares y tiene una extensión aproximada de 70 km². Limita al Norte con el Río Sogamoso, al Sur con Barrancabermeja, al Occidente con la Ciénaga el Llanito y al Oriente con la Ciénaga de San Silvestre Figura 4.

Figura 4. Localización del campo Llanito



4.6.3. Propiedades del fluido

El campo Llanito se encuentra dividido en cuatro zonas principalmente, de las cuales cada una produce crudos diferentes como se presenta en la Tabla 7:

Tabla 7. Propiedades del fluido del campo Llanito

Parámetros	Campo Llanito			
	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Gravedad API	18,4	20	22	24
Viscosidad (cP) @CE	50	19,4	12,1	5
Factor Volumétrico	1,058	1,094	1,105	1,2
Factor Volumétrico @Pb	1,061	1,094	1,09	1,206
GOR (SCF/STB)	150	500	400	600
Presión de burbuja (psi)	1600	2175	2240	2900

Nota. Adaptado de (Rivera de La Ossa, 2010)

4.6.4. Estación Nororiental de Llanito y Estación tres de Llanito

Las estaciones Nororiental y tres de Llanito hace parte del activo de la coordinación Galán – Llanito, donde se recolecta y fiscaliza el crudo de los pozos Llanito, Yuma, Gala, la producción de petróleo y agua después de separada se redirecciona a la planta de deshidratación Galán para su tratamiento, el gas es redireccionado a baja presión a la planta compresora de Llanito y se redirecciona a mayor presión a la línea que viene de Payoa.

En las estaciones de Nororiente y tres de Llanito encontramos las siguientes facilidades:

- Dos Manifold de Pozos
- Dos Separadores de prueba
- Un Separador General
- Un Scrubber de Gas
- Un tubo de Tea (no estándar)

- Un separador API
- Un Tanque de Proceso Gun Barrel (5000 barriles Estación Nororiente y 3000 barriles Estación Tres)
- Un Tanque de Almacenamiento (5000 barriles Estación Nororiente y 3000 barriles Estación Tres)
- Dos bombas de Transferencia de petróleo, de 2 y 3 tornillos
- Un sistema de medición Dinámica de diámetro de 3”, tipo desplazamiento positivo
- Dos bombas de transferencia de aguas residuales
- Un Oleoducto compartido de diámetro de 6”
- Un Gasoducto de diámetro de 6” para la estación Nororiental del Llanito y 8” para la estación Tres de Llanito
- Una línea para trasiego de aguas residuales compartida 5”
- Un sistema de contraincendios (piscina de almacenamiento agua, bombas, hidrantes)

La estación Nororiental y tres de Llanito cuenta con un sistema actual de operación el cual al ser modificado puede garantizar más optimización en el funcionamiento de la estación, disminuyendo costos de operación y mantenimiento la ampliación en el área actual de la plata que conlleva directamente a una reducción de costos debido a la centralización de las operaciones. Garantizar una mayor capacidad operacional se proyecta la construcción y la instalación de un separador horizontal, con una capacidad de separación del 10.000 BFPD y 4 MMSCFD con un tiempo de retención de 5 minutos y mejoramiento del proceso de separación, cabe recordar que la capacidad actual de separación de las dos estaciones es de 5.250 BOPD, que a su vez cuenta con

una producción de 4.721 BFPD con un corte de agua del 61% para la estación nororiental y una producción bruta de 3.883 BFPD con un corte de agua del 58% para la estación tres de Llanito.

Se proyecta mejorar el sistema de alivio de tea mediante la construcción de un tambor de amortiguador, tea y la instalación de encendido automático, esto para 7.500 BFPD, lo cual logra el aseguramiento y confiabilidad en caso de falla. Las estaciones no cuentan con manifold, por lo que con la construcción y conexión del manifold de distribución a separadores de optimizara el uso de los separadores de prueba en relación con la frecuencia de medición de pozos.

4.6.5. Estación Gala

La estación Gala hace parte del activo de la coordinación Galán – Llanito, donde se recolecta y fiscaliza el crudo de los pozos Gala y Cardales, la producción de petróleo y agua después de separada se redirecciona a la planta de deshidratación Galán para su tratamiento, tal y cual sucede en la estación nororiental y tres de llanito.

El petróleo producido en el área del campo Gala presenta unas características como son:

- **Formación de espumas:** Las condiciones para el establecimiento de espumas en el proceso es una viscosidad mayor a 53 cp, una temperatura de operación menor de 160°F y API menor de 40
- **Incremento de viscosidades:** El corte promedio de agua es del 38% lo que hace que la viscosidad de la mezcla se incremente, lo que hace necesario la inyección de químico en el proceso de separación
- **Tiempo de retención:** Por presentar formación de espumas y existe una inyección de químico antiespumante el tiempo de retención que se tomara es de 4 minutos en el separador general, para los de prueba es de 5 minutos.

El flujo de gas obtenido del proceso de separación es medido y succionado por vacío a la planta compresora de Llanito y posteriormente el gas comprimido se envía al Campo de Payoa.

En el separador API, se produce la separación de agua – aceite, y el aceite recobrado se bombea al tanque de almacenamiento. El agua se direcciona a las piscinas de oxigenación para su bombeo hacia la planta de deshidratación Galán para su tratamiento y disposición.

En la estación Gala las facilidades existentes son las siguientes:

- Dos Manifold de Pozos
- Dos Separadores de prueba
- Un Separador General
- Un Scrubber de Gas
- Una Tea
- Un separador API
- Un Tanque de Proceso Gun Barrel 3000 barriles
- Dos Tanque de Almacenamiento 3000 barriles
- Dos bombas de Transferencia de Crudo
- Un sistema de medición Dinámica
- Dos bombas de transferencia de aguas residuales
- Un Oleoducto compartido 6”
- Un Gasoducto en serie 6” y 8”

- Una línea para trasiego de aguas residuales compartida 6”
- Un sistema de contraincendios (Tanque de almacenamiento agua, bombas, hidrantes)

La estación Gala también cuenta con proyectos que garanticen la optimización de costos y mejoramiento de las capacidades y confiabilidad, se pueden viabilizar futuros proyectos incrementales en el área, como la instalación una línea de 6” podrá bombear con el sistemas de bombas actuales una producción de petróleo diario entre 8700 y 10000 BOPD y adicionalmente le permitirá liberar disponibilidad de bombeo a las estaciones Tres y Nororiental del Llanito para un bombeo promedio de 7000 barriles día.

Teniendo presente que el sistema actual de la estación cuanta con una capacidad de separación de campo 5.250 BOPD y la carencia de una celda CPI para el proceso de separación de aguas aceitosas, se desarrollaría un montaje de celda para el proceso de separación, de tal manera que se pueda asegurar una capacidad de 15.000 BOPD para la Estación Gala, además de realizar un mejoramiento del sistema de tratamiento y segregación de aguas de producción. De esta manera las Estación Tres y Nororiental de Llanito dispondrían de una capacidad adicional de bombeo de 3.500 BFPD.

4.6.6. Estación Única de Galán

En la Estación Única Galán las facilidades existentes son las siguientes:

- Un Manifold para recibo de colectores:
 - Un Colector General
 - Un Colector de Medida
- Cinco Separadores Bifásicos (Uno general y cuatro de prueba)

- Un Tanque de Almacenamiento de 1.500 Barriles
- Dos Bombas rotatorias tipo centrifuga de 80 GPM
- Sistema de medición de crudo de 4” ubicado sobre la línea de bombeo.

Tabla 8. Estado operacional de Estación Única de Galán

Estado operacional actual	
Potencial de crudo	913 BOPD
Potencial de agua	977 BWPO
Producción actual bruta	2.050 bfpd
Corte de agua	38%
GOR	150
Producción de Gas	191.574 scfd

Cabe destacar que con lo que respecta al estado operación actual de la estación unca de Galán, los sistemas de líneas que llegan al manifold no cuentan con instrumentación asociada como indicadores de presión, indicadores de temperatura, válvulas de seguridad o de un colector de alivio y el sistema no cuenta con medición de corte de agua en línea, eso da a entender que la estación carece de facilidades optimas que garanticen el mejoramiento y desempeño de la misma, es por ello que se plantean una serie de requerimientos que puedan potencializar las facilidades.

Se recomiendan las siguientes facilidades

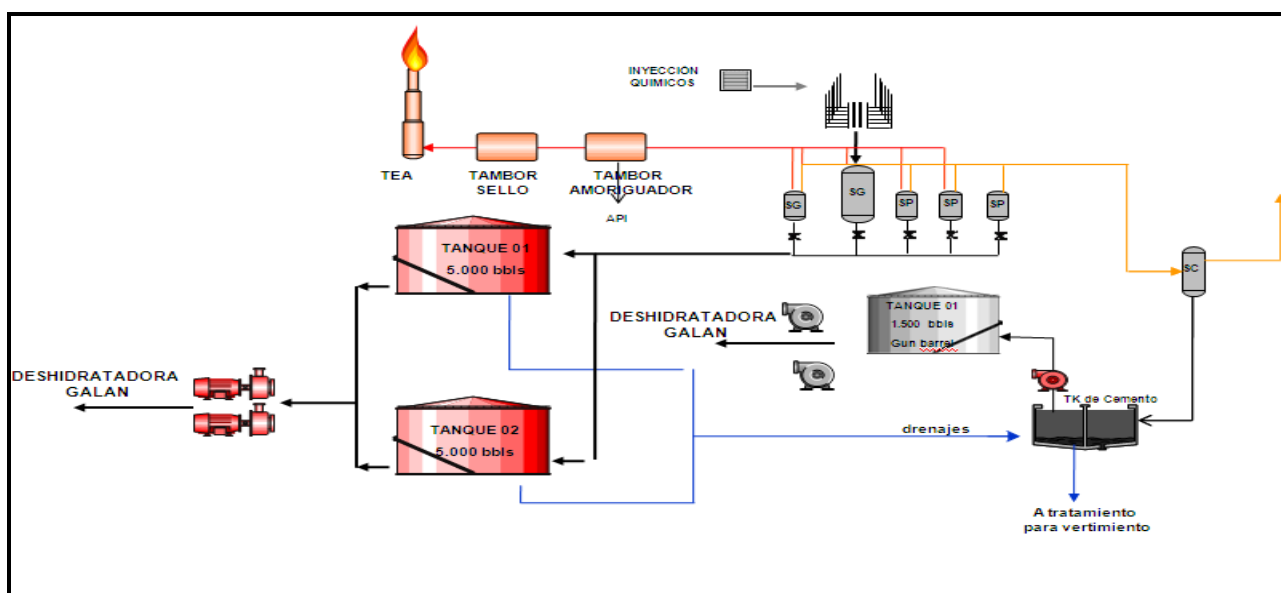
- ✓ Líneas de pozos
 - Construcción de Manifold de Campo de 25 puestos ubicado en el clúster

- Instalación de dos líneas de prueba
 - Instalación de una línea General
 - Conectar el pozo Galán 125 a este clúster
 - Utilizar la línea de producción de 3" del pozo Galán 125
 - Longitud promedio del trazado 550 metros
 - Construcción de manifold distribuidor de separadores en estación Única
- ✓ Bombeo
- Proyectar la reubicación del sistema de crudo bombeado en simultánea con el cambio y aumento de caudal de la bomba de trasiego.
 - Proyectar el cargue a tratadores desde el sistema de bombeo de la estación Única de Galán, en las nuevas alternativas
- ✓ Tratamiento químico
- Se requiere realizar una prueba de botella para el crudo de la estación única de Galán, para determinar dosificaciones y tiempos de retención óptimos para la eliminación del agua libre.
- ✓ Separadores
- En el separador general retirar la lámina de división de compartimientos internos
 - En separadores prueba 1, 2 y 3 retirar el sistema de medición volumétrica e implementar el sistema de medición dinámica

- En un separador de prueba implementar la medición de gas de pozo

Por otro lado, se requiere un sistema de almacenamiento para la planta de deshidratación y esta entregue dos tanques de 5.000 barriles de la planta de deshidratación Galán a la estación única de Galán, se reubique y se cambien las bombas de tras riego por unas bombas de mayor capacidad y se reubique el sistema de medición, con esta nueva configuración se puede dejar la opción de cargar directamente a tratadores desde estas nuevas bombas.

Figura 6. Estación Única de Galán



Nota. Adaptado de Ecopetrol S.A

4.6.7. Planta deshidratadora Galán

La planta de deshidratación Galán hace parte del activo de la coordinación Llanito se recolecta y fiscaliza el crudo bombeado de las estaciones Gala, Tres del Llanito, Nororiente de Llanito y Única de Galán, la producción de petróleo y agua después de separada se redirecciona al proceso de tratamiento termo electrostático, parte del gas es reutilizado como gas combustible del sistema de calentamiento de los tratadores.

Figura 7. Planta deshidratadora de Galán



Nota. Adaptado de Ecopetrol S.A

La planta de deshidratación Galán cuenta en cada uno de sus procesos con una serie de equipos los cuales se pueden relacionar en:

- Un Manifold distribución de tanques
- Un tanque de recibo de campo de 10.000
- Un tanque de recibo de campo de 5.000
- Una Bomba de cargue a tratadores
- Dos tratadores termo electrostáticos de capacidad de 11500 barriles
- Cuatro tanques de 5000 barriles para proceso y almacenamiento
 - Dos tanques de proceso de 5000 barriles cada uno para las operaciones de recibo crudo tratado y reposo.
 - Dos tanques de almacenamiento 5000 barriles cada uno para las operaciones de
- Almacenamiento y fiscalización.

- Dos bombas de transferencia de crudo a refinería.
- Un sistema API
- Un sistema bombas de trasiego de agua entre piscinas
- Un sistema bombas de trasiego de agua tratada a piscinas exteriores que comunican con el medio.
- Una línea para trasiego de aguas residuales
- Oleoducto 6"
- Un sistema de contraincendios (Tanque de almacenamiento agua, bombas, hidrantes)

4.6.7. Bombeo a la refinería

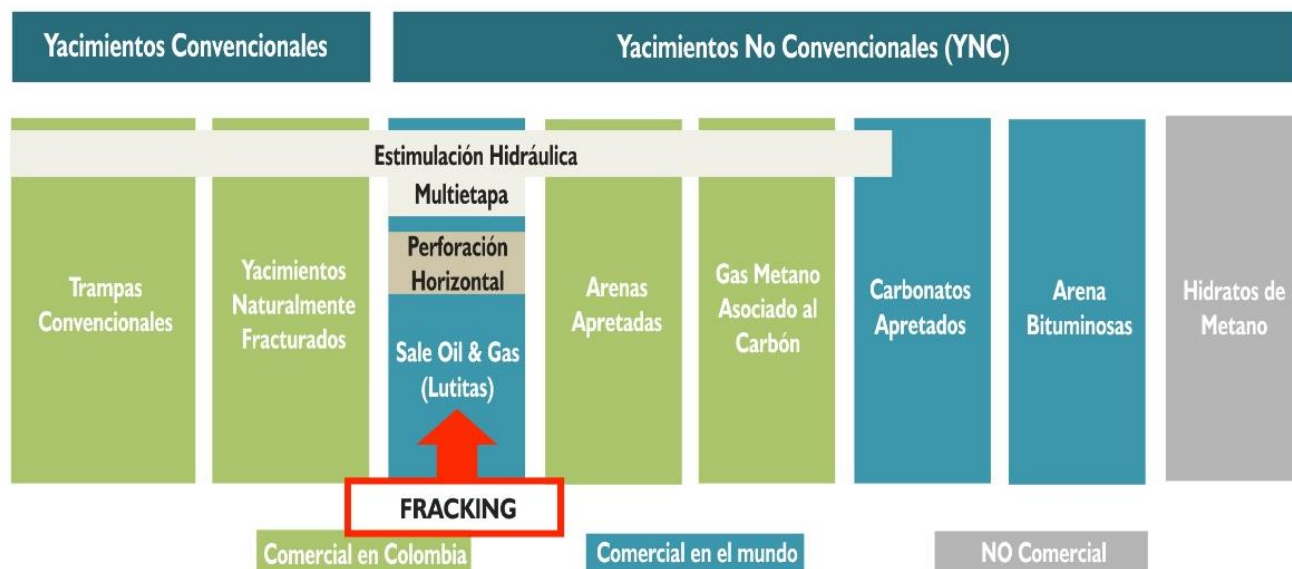
La producción promedio de petróleo en el campo Gala es de 3043 BOPD y con las facilidades proyectadas se espera estar produciendo 4200 BOPD. Para la producción proyectada actual de 7200 barriles se tiene una disponibilidad de 11 horas de bombeo, con la producción incremental del campo Gala se contaría con una disponibilidad de 8.5 horas de bombeo, esto desde el campo a la refinería de Barrancabermeja.

5. Yacimientos No Convencionales en Colombia

La industria de los hidrocarburos en Colombia tiene grandes retos y esperanza con el desarrollo de los Yacimientos No Convencionales, debido a que las reservas de crudo y gas son finitas y los Yacimientos Convencionales llevan en explotación por más de cien años y según la ANH en el 2019 las reservas de crudo alcanzan para 6,3 años, y las reservas de gas para 8 años teniendo una importante reducción en segundo ítem con respecto al año pasado, por lo cual es una necesidad incorporar nuevas reservas y es cuando entra en juego los YNC con alta prospectiva en Colombia.

Los YNC comprenden Shale Oil y gas (lutitas), arenas apretadas, gas metano asociado al carbón, carbonatos apretados, arenas bituminosas e hidratos de metano, sin embargo, para efectos de este estudio, los YNC serán los yacimientos en roca generadora (shale oil and gas).

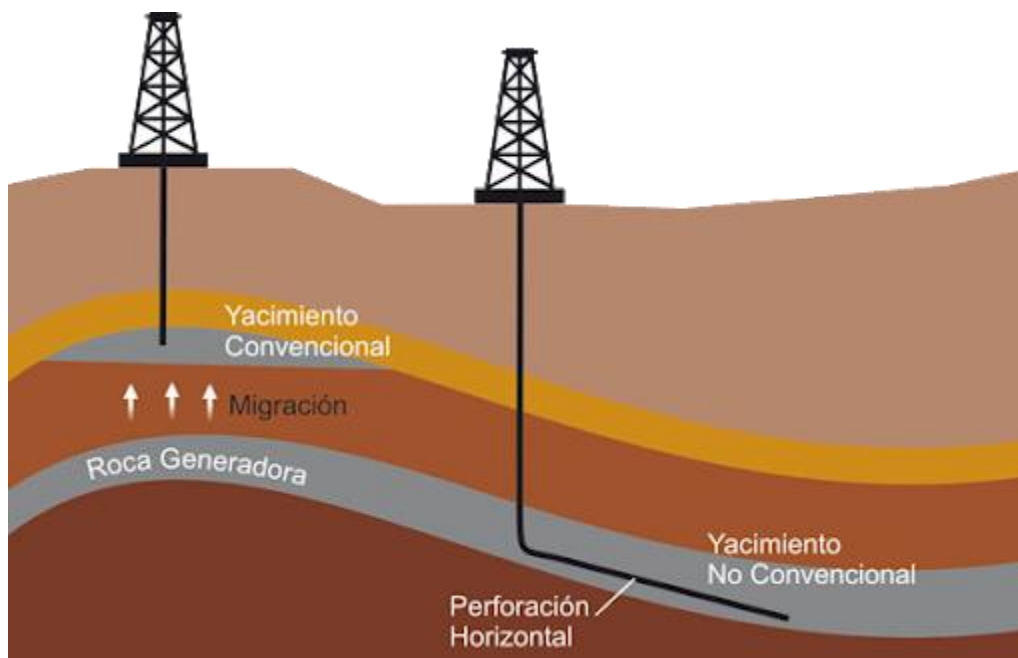
Figura 8. Yacimientos Convencionales y Yacimientos No Convencionales



Nota. Adaptado de (Bueno Serrano, 2018)

Los yacimientos convencionales y no convencionales son en cuanto a los fluidos en ellos iguales, al tratarse del mismo gas y del mismo petróleo, sin embargo, se distinguen por el tipo de yacimiento en el cual se encuentran. En los yacimientos convencionales, la roca cuenta con características de alta porosidad y permeabilidad. El hidrocarburo migra desde la roca generadora hacia la roca reservorio en trampas donde el hidrocarburo se acumula sin migrar a la superficie, esto debido a los sellos naturales, por lo general este tipo de yacimiento pueden desarrollarse mediante pozos verticales con técnicas tradicionales de extracción.

Los yacimientos no convencionales contienen hidrocarburos que todavía se encuentran en la roca generadora es decir no ha tenido el proceso completo para la generación del hidrocarburo el cual es generación, migración y almacenamiento acompañado de una roca sello, por lo cual en estos yacimientos el proceso se ve interrumpido y el hidrocarburo esta almacenado en la roca generadora llamándolos también como Yacimientos de Roca Madre. Este tipo de yacimientos comúnmente tienen buena porosidad y muy baja permeabilidad y con una extensión considerable, lo cual los hace muy atractivos para su exploración y explotación, por lo tanto, los yacimientos no convencionales son desarrollados con técnicas que estimulación hidráulica mediante los cuales se realizan microfracturas por medio de pozos horizontales en la roca para liberar los hidrocarburos atrapado en los poros aislados, interconectándolos entre sí para crear caminos hacia la cara del pozo y poder producirlos. En la Figura 9 podemos observar un yacimiento convencional y un no convencional.

Figura 9. Yacimiento convencional y yacimiento no convencional (en roca generadora)

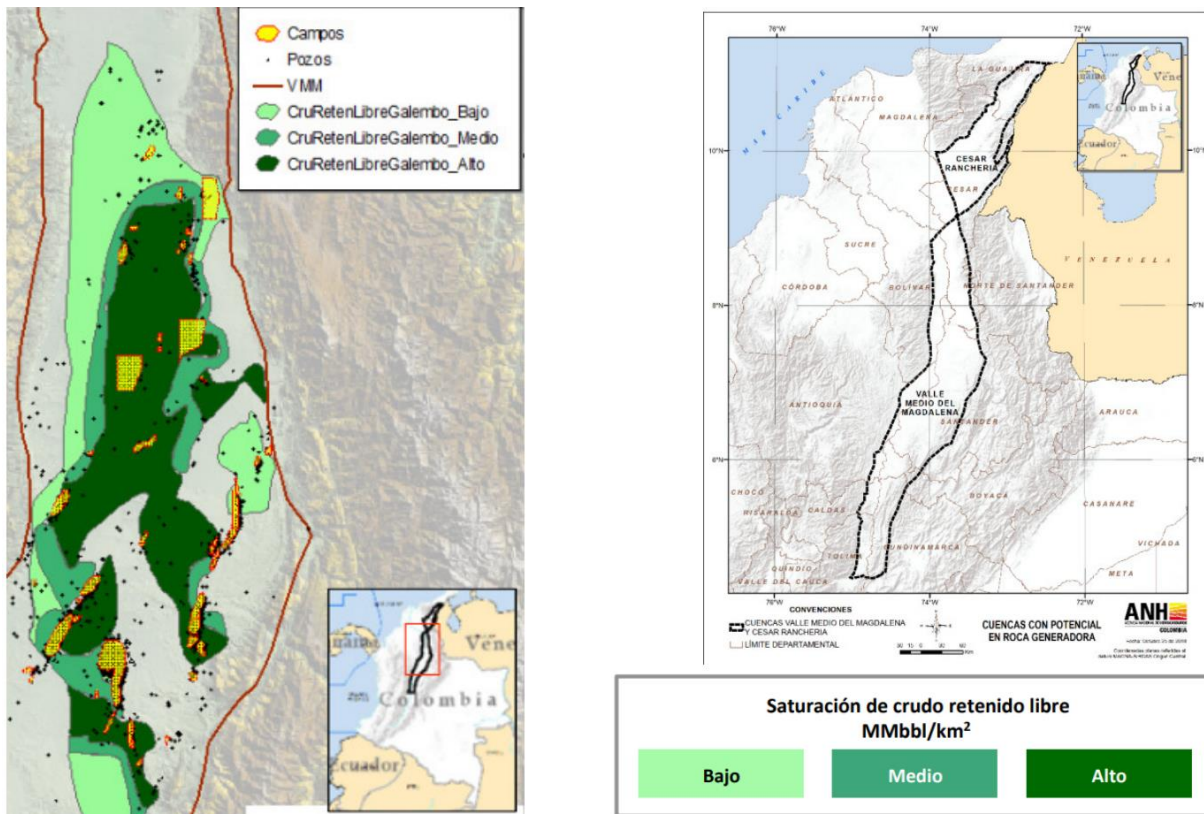
La estimulación hidráulica es una técnica utilizada en el desarrollo de los yacimientos no convencionales del tipo petróleo o gas en lutitas, incrementando el flujo del hidrocarburo. Esta es una tecnología empleada en pozos que cuentan con una sección horizontal sobre las lutitas (“shales”) que comprenden varias etapas, es decir, una estimulación hidráulica de multietapa. El objetivo de esta técnica es extraer el hidrocarburo que se encuentra atrapado en las rocas con una baja porosidad y permeabilidad, el cual no es posible producir de forma convencional.

Para Colombia los yacimientos no convencionales conllevan a generar aportes económicos significativos, puesto que con la exploración de estos yacimientos el país se beneficia con mayores recursos provenientes de regalías para apoyar el desarrollo económico y social de las regiones, por otro lado, se estimula una mayor actividad comercial en las regiones del Valle del Magdalena Medio y la cordillera Oriental, lo cual conlleva un incremento en inversiones por parte de las empresas extranjeras.

El propósito de este estudio es mostrar la factibilidad técnica y económica para realizar una sinergia de las facilidades de superficie de un campo de yacimiento convencional con un yacimiento no convencional en el Valle Medio del Magdalena, pero para eso primero se debe analizar la prospectiva de los yacimientos no convencionales en Colombia y más específicamente en la cuenca del Valle Medio de Magdalena.

5.1. Características

Figura 10. Saturación de crudo retenido en el miembro Galembó, Formación la Luna y VMM



Nota. Adaptado de (ANH, 2019)

La Figura 10 muestra la saturación de crudo retenido libre y La Formación La Luna presenta alta prospectividad en las Cuencas del Valle Medio del Magdalena y Cesar Ranchería. Amplios estudios muestran donde se examina el potencial de la Formación La Luna en el Valle

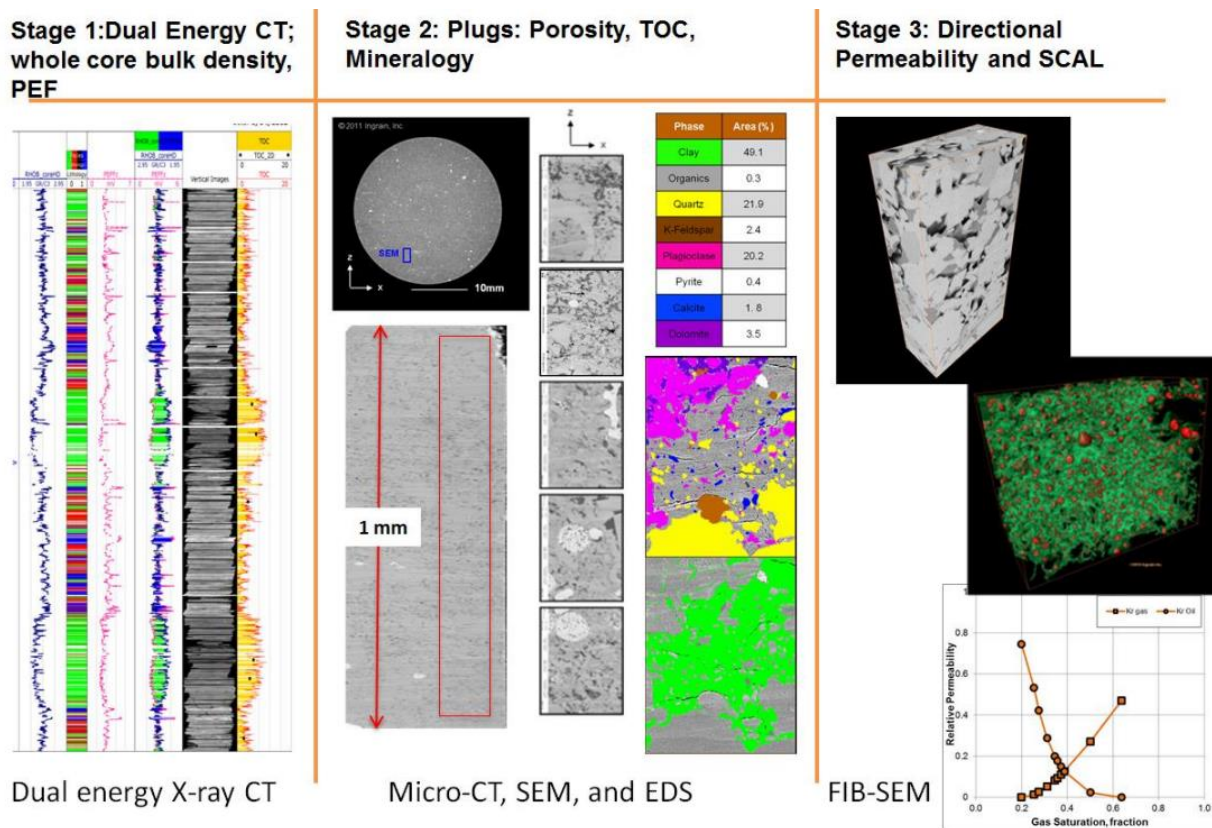
Medio del Magdalena han sido publicados, presentando la saturación de crudo retenido libre que se encuentra en el miembro Galembó de la Formación La Luna. Con un Factor de Recobro cercano al 7% para el petróleo, y del 15% para el gas, se puede calcular un potencial recuperable superior a los 8 Billones de Barriles de Petróleo, y más de 24 Tera pies cúbicos de gas libre (Sáchica, y otros, 2019).

La calidad de las rocas en la cuenca del Valle Magdalena Medio fue analizada utilizando una nueva tecnología llamada “física digital de las rocas” (Digital Rock Physics, DRP) para determinar su potencial en el estudio de los Yacimientos No Convencionales, el cual consistió en un análisis computacional y de imagen de los pozos proporcionados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, haciendo énfasis en reservorios ricos en lutitas y en la formación La Luna. Utilizando múltiples imágenes digitales y cálculos para determinar propiedades como mineralogía, porosidad, contenido orgánico, porosidad y permeabilidad.

La tecnología DRP consiste en un flujo de trabajo de tres fases, donde la etapa 1 realiza una tomografía computarizada de rayos X de energía dual que se encarga de generar las imágenes y los cálculos de la densidad aparente.

La etapa 2 toma múltiples profundidades basadas en los núcleos encontrados en la etapa 1, de cada muestra se genera un escáner microCT para identificar el área de submuestra representativa y realizar un barrido de análisis electrónico, con el fin de adquirir imágenes de porosidad, materia orgánica y porosidad asociada con las fracciones de volumen de materia orgánica. Finalmente, en la etapa 3, el análisis de porosidad y permeabilidad en dirección horizontal y vertical se utiliza para escalar el registro de pozo y del yacimiento, la integración de estos conjuntos de datos permite la comprensión de la geología detallada del sistema petrolero y la calidad de la roca del yacimiento.

Figura 11. Etapas físicas digital de las rocas para shales



Nota. Tomado de (Walls, Cerón, & Anderson, 2014)

La formación La Luna en el Nororiente de Colombia se le atribuye la edad Cretácica ‘Turoniano – Santoniano’ con sus bases en el Catatumbo y el Valle Medio del Magdalena constituida por un alto contenido de shales. su roca generadora de alta productividad para plays convencionales en varias cuencas de Colombia y Venezuela (Maracaibo), incluye 200 a 300 m de biomicrita laminada de foraminíferos, margas, lutitas bituminosas con grandes concreciones calcáreas. Cabe recordar, que esta formación se subdivide en miembros como La Salada, Pujumana y Galembo. Un campo Análogo para la formación La Luna es la Formación Eagleford, en el Estado de Texas, el cual cuenta con depósitos de shale y micritas de la edad cretácica ‘Turoniano’.

La Luna visto desde un punto estratigráfico tiene un gran potencial de recursos no convencionales en la cuenca del Valle del Magdalena Medio, puesto que el hidrocarburo presenta un predominante condensado en la parte central, gas en la parte sur y líquidos en las áreas centrales, a continuación se establece una relación entre la Formación la Luna y la Formación Eagle Ford, una formación de roca sedimentaria perforada en Estados Unidos en 2010 para la producción de petróleo y gas en yacimientos no convencionales.

Tabla 9. Analogía entre La Luna del VMM, Lower Eagle Ford y Middle Wolfcamp

Promedio	La Luna VMM	Middle Wolfcamp	Lower Eagle Ford
Rango de profundidad (ft)	2742 - 12405	5600 - 11000	3800 – 13000
Porosidad (%)	6.3	6.4	7.3
Porosidad orgánica (% total de la porosidad)	47 %	60 5	67 %
material orgánico solido (volumen %)	7.7	7.0	5.2
Porosidad en el material orgánico	29%	22%	39%
Permeabilidad (horizontal)	920	200	730
Madurez (Ro) tipo de kerogeno	0.6 – 1.0 (incrementa en el Sur y Este) Tipo II	0.7 – 1.0	0.8 a 1.6
Probabilidad del tipo de hidrocarburo	Principalmente aceite	Aceite a condensado	Aceite a gas seco

5.2. Facilidades de Flowback (agua de producción)

En los YNC al necesitarse agua en cantidades considerables para la inyección y fracturamiento de la roca se necesita contar con unidades específicas para tratar esta agua inyectada que luego será producida bajo la premisa de: Reciclar, Reutilizar y minimizar, por lo cual existen métodos físicos, térmicos y químicos para tratar esta agua por medio de facilidades de Flowback, esta infraestructura puede ser temporal o semipermanente.

Los componentes adicionales necesarios son: Adsorción de carbono (sistemas de carbono granular modular activado), extracción de aire (torre compacta con aire burbujeando a través de la corriente PW), filtración de membrana (nanofiltración y membranas poliméricas de ósmosis inversa), luz ultravioleta (irradiación por lámparas UV), oxidación química (ozono y/o oxidación con peróxido de hidrógeno) y tratamiento biológico (sistema aeróbico con biotower de película fija o crecimiento suspendido) (Hu, et al., 2008).

5.2.1. Tratamiento físico

5.2.1.1. Adsorción. La adsorción es uno de los tratamientos. Puede lograr mayores calidades de agua. Los costos de instalación y el mantenimiento de los sistemas de adsorción son los principales inconvenientes de esta tecnología. Sin embargo, también hay económicos medios de adsorción, como la cáscara de nuez, que se pueden usar para hacer el proceso de adsorción más competitivo (Daigle, 2012).

5.2.1.2. Ciclones. Un ciclón, utiliza la aceleración centrífuga para reducir mecánicamente o aumentar, dependiendo de los objetivos del proceso, la concentración de una fase dispersa dentro de un medio dispersante (Jiménez, Micó, Arnaldos, Medina, & Contreras, 2017).

5.2.1.3. Flotación mejorada. Es usada en trenes de tratamiento convencional, sin embargo, los procesos de flotación mejorada con microburbujas pueden ser considerados adecuados para el

tratamiento de AP ya que son capaces de remover gotas de petróleo pequeñas, incluso emulsificadas (Johnsen, Grini, Hjelsvold, & Johnsen, 2013).

5.2.2. Tratamiento biológico. Los mecanismos más importantes en la oxidación biológica de hidrocarburos son la biodegradación y biofloculación. En biodegradación la bacteria descompone el hidrocarburo en moléculas más pequeñas mientras usan la energía química liberada para su metabolismo. La biooxidación de componentes simples orgánicos es más fácil que la de moléculas grandes y complejas. La biofloculación toma lugar principalmente en la presencia de lodo suspendido. Los flóculos se adsorben y bloquean materiales solubles e insolubles dentro de su propia matriz. Esto contribuye a su remoción mediante la separación mecánica de esos flóculos (Hommel, 1990).

5.2.3. Tratamiento con membranas

Hay diferentes ventajas de aplicar separación con membranas a este campo, tales como la alta calidad del permeado obtenido, su pequeña huella de carbono y su fácil operación (Ashaghi, Ebrahimi, & Czermak, 2007).

5.2.3.1. Membranas Poliméricas. Principalmente hechas de poliacrilonitrilo (PAN) y fluoruro de polivinilideno (PVDF) son capaces de retener partículas, emulsiones y petróleo disuelto, con una eficiencia entre el 85% y el 100%. Su ciclo de vida es aproximadamente 7 años y son más económicas que las membranas inorgánicas, pero son susceptibles a daños térmicos a temperaturas por encima de 50°C (Ashaghi, Ebrahimi, & Czermak, 2007).

5.2.3.2. Membranas inorgánicas. Basadas en materiales cerámicos, son generalmente mejores que las membranas poliméricas. Son útiles para reducir los sólidos totales suspendidos y aceite suspendido (Duraismy, Beni, & Henni, 2013).

5.2.3.3. Microfiltración/Ultrafiltración. Microfiltraciones separan sólidos suspendidos, y reducen la turbidez (tamaño de pozo 0.1-3 mm), las de ultrafiltración con tamaños de poro entre 0.01 y 0.1 mm remueven color, olor, virutas y material coloidal orgánico, pero también retienen petróleo en una proporción mayor que los métodos de separación tradicional, muestra mayor eficiencia que la microfiltración (Çakmakce, Kayaalp, & Koyuncu, 2008).

5.2.3.4. Ósmosis inversa y nanofiltración. RO (Reverse Osmosis) permite remover contaminantes más pequeños que el resto de las membranas, y obtiene efluentes de mayor calidad. Su expectativa de vida es entre 3 y 7 años. Sin embargo, las escamas son especialmente críticas en este proceso, junto con el alto requerimiento de presión y costo (McGhee, 1991).

5.2.4. Tecnologías térmicas

Encajan especialmente en regiones donde los costos de energía son relativamente bajos, y usualmente están relacionadas con países explotadores de petróleo (Jiménez, Micó, Arnaldos, Medina, & Contreras, 2017).

5.2.4.1. Evaporación. Se ha propuesto para el tratamiento de aguas residuales salinas que contienen componentes de aceite en diferentes distribuciones, como tubos verticales, película descendente y evaporación por compresión de vapor. Su robustez permite evitar el pretratamiento físico y químico, y requiere menos mantenimiento que otras tecnologías. Además, esta tecnología reduce los volúmenes de desecho.

5.2.4.2. Flash multietapa. El proceso de destilación flash multietapa (MSF) es una tecnología madura y robusta para agua salada y de mar. La evaporación del AP por una disminución en la presión en vez de calentamiento. El porcentaje de recuperación del agua es alrededor del 20%.

5.2.4.3. Destilación por compresión de vapor VCD. El vapor generado de la cámara de evaporación es comprimido térmica o mecánicamente, lo que aumenta la temperatura y presión del vapor. El calor de condensación es regresado al evaporador y es utilizado como fuente de calentamiento. Puede operar a temperaturas por debajo de 70°C, lo que reduce la formación de escamas.

5.2.4.4. Congelación-descongelación/evaporación. Usa el principio de la dependencia de solubilidad de la temperatura, y combina evaporación con congelamiento. Los constituyentes del AP usualmente tienen puntos de congelación más bajos que el agua pura. Cuando el AP es congelada por debajo de 0°C, cristales puros de solventes son obtenidos y una solución congelada no concentrada (salmuera). Este proceso puede remover el 90% del petróleo recuperable, TSS, TDS, compuestos volátiles orgánicos, orgánicos semi volátiles y metales pesados.

5.2.4.5. Híbrido de destilación multietapa y compresión de vapor. Este sistema incrementa la eficiencia de producción y energía. Entre sus ventajas se encuentra la reducción de la dosis química, costos totales, almacenamiento, severidad de incrustaciones y manejo. Su expectativa de vida es de 30 años.

5.2.5. Tratamiento químico

5.2.5.1. Precipitación química. La coagulación y floculación pueden ser usadas para remover partículas coloidales, pero parecen no ser efectivas para remover componentes disueltos.

5.2.5.2. Procesos electroquímicos. La electroquímica es una tecnología relativamente verde y económica. No genera desechos secundarios, no requiere el uso de químicos adicionales, y ofrece mejores usos beneficiosos del agua de producción.

5.2.5.3. Electrodialisis ED. La mayoría de las sales disueltas del AP son iónicas. Estos iones son atraídos a electrodos con una carga eléctrica opuesta. Las membranas son organizadas

alternamente y ubicadas entre un par de electrodos, permitiendo que los cationes o aniones pasen, permitiendo remover H₂S, aceite, ácidos orgánicos, BTEX y sólidos disueltos, entre otros.

5.2.5.3. Líquidos iónicos a temperatura ambiente. Ciertos líquidos iónicos hidrofóbicos son efectivos en la remoción selectiva de contaminantes particulares como el tolueno y 1-nonanol.

5.2.5.4. Desemulsificantes. Utilizados para separar emulsiones en AP. La presencia de sólidos como sulfuros de hierro, limos, arcilla, lodo de perforación, parafina, complican el proceso de desemulsificación.

5.2.5.5. Intercambio iónico. Puede remover arsénico, metales pesados, nitratos, radio, sales, uranio y otros elementos del AP.

5.2.5.6. Tecnología de extracción de polímeros macro porosos. Extracción líquido-líquido que usa partículas de polímero macro poroso para inmovilizar la fase extractiva.

5.2.5.7. Procesos de oxidación avanzada AOPs. La oxidación química es una tecnología bien conocida y consistente para la remoción de color, olor, COD, BOD, orgánicos y algunos compuestos inorgánicos del AP.

5.2.6. Procesos avanzados de oxidación para el tratamiento de agua de producción

5.2.6.1. H₂O₂ y H₂O₂/UV. El peróxido de hidrógeno es un oxidante fuerte que puede directamente reaccionar con compuestos orgánicos. H₂O₂ se vuelve más efectivo cuando es usado en combinación con otras energías o agentes, capaz de disociar el peróxido en radical hidroxil, que reaccionará como agente oxidante.

5.2.6.2. Procesos de Fenton y Foto Fenton. Reacción Fenton consiste en una combinación acuosa de peróxido de hidrógeno y iones de hierro, en un medio ácido, lo que lleva a la descomposición de H₂O₂ en ion hidroxil y hidroxil radical, y la oxidación de Fe⁺² y Fe⁺³.

5.2.6.3. Ozono O₃. El Ozono puede reaccionar lenta y directamente con un sustrato orgánico debido a su alto potencial de reducción, pero también puede ser caracterizado como un AOP cuando se descompone para generar radicales de hidroxilo (reacción indirecta).

5.2.6.4. Fotocatálisis heterogénea. Proceso en el cual dos fases, sólido y líquido están presentes. La fase sólida es un catalizador, usualmente un semiconductor; cuando éste es iluminado con una luz o una energía mayor que aquella en la brecha de banda, un electrón es ascendido de la banda de valencia a la banda de conducción.

5.2.6.5. Oxidación electroquímica. Los radicales de hidroxilo pueden ser producidos por dos pasos, oxidación anódica (forma directa) y electro-oxidación mediada (forma indirecta).

5.2.6.6. Oxidación del aire mojado y oxidación del agua supercrítica. La oxidación del aire mojado causa la oxidación de contaminantes bajo altas presiones y temperaturas. Llevan a la generación de radicales de hidroxilo a través de reacciones de oxígeno disuelto. La eficiencia se puede mejorar adicionando catalizadores homogéneos y heterogéneos.

5.3. Recuperación de aceite en lodos

5.3.1. Extracción por solvente

La extracción por solventes se ha utilizado ampliamente para eliminar compuestos orgánicos semi volátiles y no volátiles de las matrices del suelo/agua. Mezcla residuos aceitosos con disolvente en las proporciones deseadas para garantizar una miscibilidad completa, mientras que el agua, las partículas sólidas y las impurezas carbonosas son rechazadas por el disolvente de extracción. La mezcla de disolvente/aceite se envía a destilación para separar el aceite del disolvente.

5.3.2. Tratamiento de centrifugación

La centrifugación se ha aplicado ampliamente al tratamiento de lodos aceitosos a escala de campo. Utiliza un equipo especial de rotación de alta velocidad para generar una fuerte fuerza centrífuga que puede separar componentes con diferentes densidades (como agua, sólidos, aceite y mezclas pastosas en lodos aceitosos) en poco tiempo. Para mejorar el rendimiento de centrifugación y reducir el consumo de energía, es necesario reducir la viscosidad de los lodos aceitosos mediante un pretratamiento de los lodos, como la adición de disolventes orgánicos, agentes demulsificantes y productos químicos tensioactivos, la inyección de vapor y el calentamiento directo.

5.3.3. Recuperación de petróleo mejorada con surfactante (EOR)

La aplicación de surfactantes para eliminar contaminantes orgánicos de matrices sólidas es un proceso rentable y relativamente rápido, y tiene el potencial de tratar un gran volumen de contaminantes.

Con tres conjuntos de mezclas basadas en surfactantes para descomponer la emulsión de lodos aceitosos, se encontró que más del 80% del agua se puede separar de los lodos aceitosos.

5.3.4. Tratamiento de congelación / descongelación

Eliminar el agua de la emulsión W/O, separando el aceite y el agua en dos fases, este proceso se denomina demulsificación.

Dos mecanismos diferentes son responsables de la demulsificación.

- Cuando la fase acuosa de la emulsión se congela antes que la fase oleosa. La expansión de volumen de las gotitas de agua congelada conduce a su coalescencia y provoca la desorganización interna de la emulsión, y la fase oleosa se congela gradualmente con la caída de temperatura. Durante el proceso de descongelación, la fase oleosa se fusiona como

resultado de la tensión interfacial y, por tanto, la mezcla de aceite y agua ahora está en dos fases.

- Cuando la fase oleosa se congela antes que la fase acuosa. Esto formaría una jaula sólida que encapsula las gotas de agua durante el proceso de congelación. Estas gotas de agua se congelan gradualmente al bajar la temperatura y la expansión de volumen de las gotas congeladas rompe la fase de aceite.

5.3.5. Pirólisis del lodo

Pirólisis es la descomposición orgánica de materiales a temperaturas elevadas (500-1000°C) en un ambiente inerte. Produce hidrocarburos con menores pesos moleculares en condensación y/o gases no condensables.

El principal producto de un proceso de tratamiento de pirólisis rápido que rápidamente calienta la corriente a una temperatura controlada y luego rápidamente enfría los productos volátiles formados en un reactor puede ser un líquido, que puede ser usado como combustible o fuente para otros productos químicos valiosos.

- Cerca del 80% del contenido total de carbón TOC del lodo de petróleo puede ser convertido en hidrocarburo utilizable en un rango de temperaturas 327-450°C.
- Se puede recuperar 70-84% del petróleo a temperaturas de 460 a 650°C.

Puede verse afectada por un número de factores, tales como temperatura, tasa de calentamiento, características del lodo y aditivos químicos. Tiene la ventaja de que el líquido producido puede ser fácilmente almacenado y transportado, y se demostró que el petróleo recuperado es comparable a los destilados de petróleo de bajo grado de las refinerías y podría ser usado directamente en motores de combustible diésel.

5.3.6. Irradiación de microondas

Los rangos de frecuencia de las microondas varían entre 300 MHz y 300 GHz, pero la aplicación industrial es usualmente realizada a frecuencias cerca de 900 MHz o cerca de 2450 MHz. La energía de las microondas puede directamente penetrar el material a través de la interacción molecular con el campo electromagnético, y provee un proceso de rápido calentamiento a eficiencias de calentamiento mejoradas en comparación con las tecnologías convencionales. Dicho efecto de calentamiento puede ser usado para la desemulsificación de emulsiones agua/aceite mediante un rápido incremento de la temperatura de las emulsiones, llevando a una reducción de viscosidad que puede acelerar el asentamiento de gotas de agua de la emulsión. El rápido aumento de la temperatura puede también romper hidrocarburos pesados en más livianos.

La fase interna es agua con una pérdida dieléctrica relativa, y puede absorber más energía de microondas que el petróleo. Tal energía de absorción puede resultar en la expansión de agua y presionar a que la película interfacial de agua-petróleo se reduzca, lo que puede facilitar la separación agua/aceite.

5.3.7. Método electrocinético.

El proceso electrocinético utiliza una corriente directa de baja intensidad a través de un par de electrodos a cada lado de un medio poroso, causando el electro osmosis de la fase líquido. La separación de diferentes fases (agua, aceite y sólidos) del lodo aceitoso mediante el proceso electrocinético puede basarse en tres mecanismos principales.

- Los agregados coloidales en el lodo aceitoso pueden romperse bajo la influencia de un campo eléctrico.

- La electrocoagulación de la fase sólida separada podría ocurrir cerca del área del nodo, lo que aumentaría la concentración de sedimentos y fase sólida.
- La fase líquida separada (agua y aceite, sin partículas coloidales y sólidos finos) puede producir una emulsión secundaria inestable de aceite en agua que podría gradualmente electro-fusionarse en el área del cátodo a través de la carga y aglomeración de gotas, formando así dos fases separadas de agua y aceite.

El rendimiento del tratamiento puede verse afectado por varios factores como la resistencia, pH, potencial eléctrico y espacio entre electrodos.

5.3.8. Irradiación ultrasónica

La irradiación ultrasónica ha demostrado ser efectiva para eliminar materiales adsorbidos de partículas sólidas, separar sólidos/líquidos en suspensiones de alta concentración y disminuir la estabilidad de la emulsión W/O.

Este tratamiento genera compresiones y rarefacciones. El ciclo de compresión ejerce una presión positiva sobre el medio empujando las moléculas juntas. El ciclo de rarefacción ejerce una presión negativa al extraer moléculas unas de otras, y las microburbujas pueden generarse y crecer debido a dicha presión negativa. Cuando estas microburbujas crecen a una dimensión inestable, pueden colapsar violentamente y generar ondas de choque, resultando en temperaturas y presiones muy altas en unos pocos microsegundos. Tal fenómeno de cavitación puede aumentar la temperatura del sistema de la emulsión y disminuir su viscosidad, aumentar la transferencia de masa de la fase líquida y, por lo tanto, conducir a la desestabilización de la emulsión W/O.

5.3.9. Flotación de espuma

Es una operación unitaria basada en química de superficie para separar partículas sólidas finas de una suspensión acuosa. Implica la captura de gotas de aceite o sólidos pequeños por

burbujas de aire en una suspensión acuosa, seguido de su levitación y recolección en una capa de espuma.

5.4. Métodos de eliminación de lodos aceitosos

Además de la recuperación de petróleo, hay varias tecnologías disponibles para la eliminación de lodos aceitosos, que incluyen incineración, estabilización/solidificación, oxidación y biodegradación.

5.4.1. Incineración

Es un proceso de combustión completa de desechos aceitosos en presencia de exceso de aire y combustibles auxiliares, se utiliza ampliamente en grandes refinerías para el tratamiento de lodos. En el incinerador de horno rotativo la temperatura de combustión está en el rango de 980-1200°C con un tiempo de 30min y en el incinerador de lecho fluidizado con una temperatura de 730-760°C con un tiempo de residencia del orden de días, ambos siendo los incineradores más utilizados.

El incinerador de lecho fluidizado es especialmente efectivo cuando se trata el lodo de baja calidad debido a su flexibilidad de combustible, alta eficiencia de mezcla, alta eficiencia de combustión y emisiones relativamente bajas de contaminantes.

5.4.2. Estabilización/solidificación.

Es una técnica de tratamiento de residuos rápida y económica destinada a inmovilizar contaminantes al convertirlos en una forma menos soluble o tóxica (estabilización) y encapsularlos mediante la creación de una matriz duradera con alta integridad estructural (solidificación).

5.4.3. Tratamiento de oxidación

Se ha utilizado para degradar una gama de contaminantes orgánicos a través de procesos químicos u otros procesos de oxidación mejorada. La oxidación química implica la introducción

de productos químicos reactivos en los desechos oleosos para oxidar los compuestos orgánicos en dióxido de carbono y agua, o transformarlos en otras sustancias no peligrosas como las sales inorgánicas.

5.4.4. Biorremediación

Se define como el proceso de uso de microorganismos para eliminar contaminantes ambientales, y se emplea comúnmente para la restauración de ambientes contaminados por petróleo a través de la aceleración de la degradación microbiana de los PHC.

5.4.4.1. Tratamiento de tierras. Implica la incorporación de desechos a la tierra y luego el uso de varios procesos para degradar los contaminantes en ese suelo. La actividad biológica generalmente representa la mayor parte de la degradación de compuestos orgánicos, mientras que los mecanismos de eliminación física y química, como la evaporación y la foto degradación, también pueden ser importantes para algunos compuestos.

5.4.4.2. Biopila/Compostaje. La biopila se refiere a la transformación de materiales de desecho en pilas o hileras, generalmente a una altura de 2-4 m para la degradación por microorganismos. Las pilas pueden ser estáticas con tuberías de aireación instaladas, o torneadas y mezcladas por dispositivos especiales. La eficiencia del biotratamiento se puede mejorar con el ajuste de humedad, el soplado de aire y la adición de agentes de carga y nutrientes.

Se denomina compostaje si se agrega material orgánico. La tasa de biodegradación puede mejorarse mediante la manipulación de una serie de parámetros operativos, como el control de la relación carbono: nitrógeno: fósforo, soplado o labranza de aire para mejorar la aireación y mantenimiento de la humedad y la temperatura para mantener una alta actividad microbiana.

5.4.4.3. Tratamiento de bio-lodo. El tratamiento de bio-lodo es más rápido para remover los contaminantes que el tratamiento con fase sólida y se ha logrado aplicar de forma exitosa para

limpiar el aceite contaminado con el subsuelo. Esta tecnología combina el lodo asociado a sólidos con agua y disuelve los contaminantes en la fase acuosa para conseguir solubilizar una mayor cantidad de contaminantes.

La biodegradación en fase de la lechada ocurre generalmente en biorreactores de lechada diseñados donde el contacto entre microorganismos, PHC, nutrientes y oxígeno puede ser maximizado. Se dispone de una variedad de diseños de biorreactores, como el tambor giratorio equipado con elevadores para proporcionar una mezcla interna, y el tanque vertical equipado con un impulsor para la mezcla. El tratamiento de bio-suspensión se ha aplicado con éxito a la descontaminación de lodos aplicando un enfoque de recuperación de bio-lodo para tratar el lodo aceitoso mediante la adición de microbios extraños, así como la mezcla y el riego regulares, y descubrieron que la reducción de TPH en el lodo fue del 40,7–53,2% y del 63,7–84,5% en dos semanas y seis semanas de tratamiento, respectivamente.

La aplicación a gran escala de bio-lodos en lodos aceitosos también mostró resultados prometedores, debido a que logró demostrar que no era necesario periodos de tiempo tan prolongados para obtener resultados realmente eficientes. La degradación de bio-lodos es un enfoque rápido y efectivo para la eliminación de lodos aceitosos que puede descontaminar grandes cantidades de lodos contaminado con aceite en un corto período de tratamiento. A diferencia de otros tratamientos de biodegradación, el procesamiento de bio-lodos solo requiere un área pequeña de tierra.

6. Integración de un yacimiento convencional y un no convencional

El desarrollo de yacimientos convencionales en el VMM ha permitido un amplio conocimiento sobre la cuenca, y permite hacer un análisis sobre cómo desarrollar un yacimiento no convencional en la zona, por lo cual se hará una comparativa sobre el desarrollo de ambos campos en paralelo, identificando las posibles sinergias, para desarrollar un plan conceptual sobre las facilidades de superficie necesarias para un yacimiento no convencional en sinergia con un convencional.

Tabla 10. Comparación del campo convencional y no convencional del área de estudio

Características		Yacimiento convencional	Yacimiento no convencional (YNC)
Reservas	Aceite (MMBOPD)	42,4	3 971
	Gas (TSCFD)	45,1	9 604
API		18 - 24	28- 30
Viscosidad (cP) @CE		5 - 50	2 - 8
GOR (SCF/STB)		150 - 600	1000 - 1500
Agua utilizada (m³/pozo)		-	11 129 - 27 028
Número de pozos		Pozo a pozo	7-18
Trayectoria del pozo tipo		Vertical	Horizontal
Longitud de la perforación (m)		2 500 - 3 500	>4000
Sistemas de levantamiento		<ul style="list-style-type: none"> • (BM) Bombeo Mecánico • (BCP) Bombeo por Cavidades Progresivas • (LG) Levantamiento por Gas • (BES) Bombeo Electrosumergible • (BHP y BHJ) Bombeo Hidráulico tipo pistón y Bombeo Hidráulico tipo Jet 	<ul style="list-style-type: none"> • (BM) Bombeo Mecánico • (BCP) Bombeo por Cavidades Progresivas • (LG) Levantamiento por Gas • (BES) Bombeo Electrosumergible • (BHP y BHJ) Bombeo Hidráulico tipo pistón y Bombeo Hidráulico tipo Jet

	<ul style="list-style-type: none"> • (LEE) Levantamiento por Elevación de Embolo conocido en la industria como Plunger Lift • (BES-PCP) el sistema hibrido Bombeo Electrosumergible con Bomba de Cavidades Progresivas 	<ul style="list-style-type: none"> • (LEE) Levantamiento por Elevación de Embolo conocido en la industria como Plunger Lift • (BES-PCP) el sistema hibrido Bombeo Electrosumergible con Bomba de Cavidades Progresivas
Facilidades de recolección	<ul style="list-style-type: none"> • Cabezal de pozo • Líneas de flujo • Válvulas • Choke 	<ul style="list-style-type: none"> • Cabezal de pozo • Líneas de flujo • Válvulas • Choke
Facilidades de separación	Separadores (Separar el agua, petróleo y gas)	Separadores (Separar el agua, petróleo y gas)
Facilidades de tratamiento	<ul style="list-style-type: none"> • Tratadores electroestáticos • Tratadores químicos • Tratadores térmicos • Tratadores físicos (Gunbarrel) 	<ul style="list-style-type: none"> • Tratadores químicos • Tratadores físicos (Gunbarrel)
Facilidades de almacenamiento	<ul style="list-style-type: none"> • Almacenamiento (Stock Tank) • De prueba (Test Tank) • De lavado (Wash Tank) 	<ul style="list-style-type: none"> • Almacenamiento (Stock Tank) • De prueba (Test Tank) • De lavado (Wash Tank)
Tratamiento del gas	<ul style="list-style-type: none"> • Depurador de gas (Scrubber) • Know Out Drum • TEA 	<ul style="list-style-type: none"> • Depurador de gas (Scrubber) • Know Out Drum • TEA
Facilidades de flowback	No aplica	Tecnologías físicas, térmicas y químicas

La Tabla 10 muestra la comparación entre un campo convencional y un no convencional, lo primero que se puede identificar es que las reservas de ambos son considerables, para este caso se utilizó las reservas del campo Llanito para convencional y la prospectiva del miembro Galembó de la formación La Luna para el no convencional. La gravedad API y la viscosidad fueron seleccionadas del campo Llanito y del condado del condado de Maverick (Eagle Ford). La cantidad de agua necesaria es un factor clave pues en este aspecto el YNC necesita más agua debido al fracturamiento hidráulico en la roca generadora.

El número de pozos completados para el YNC fue tomado del rango de pozos en los campos de Eagle Ford el cual va en un rango de 7 a 18 pozos (Osisanya & Haroun, 2014) y con un consumo de agua de 11 129 - 27 028 metros cúbicos de agua por pozo de siete a diecisiete etapas de fracturamiento, por lo cual este fluido se producirá nuevamente en superficie y se evidencia la necesidad de tener unas facilidades de flowback durante los primeros meses para tratar este fluido de retorno, mientras que el yacimiento convencional no posee esta facilidad, por lo cual es muy importante seleccionar la tecnología correcta para tratar el fluido de retorno.

La sinergia para el desarrollo de un yacimiento convencional y no convencional se encuentra en las facilidades de recolección, separación, tratamiento y almacenamiento debido a que ambos utilizan las mismas facilidades y para el caso del campo Llanito es muy factible realizar esta sinergia debido a que sus facilidades de superficie están divididas en cinco estaciones con gran capacidad recolección, separación, tratamiento y almacenamiento como se mostró anteriormente, sin embargo como se mostró en la Tabla 10 la planta de deshidratación no podrá ser tomada en cuenta para el YNC, debido a que por el API del crudo del YNC, no es viable utilizar los tratadores termoelectrostaticos, por lo cual para la sinergia con el campo no convencional será necesario identificar la tecnología de flowback óptima para el Valle Medio del Magdalena, además será

necesario identificar los métodos de levantamiento a implementar en el YNC que sean compatibles con los utilizados en el yacimiento convencional porque un cambio en el sistema de levantamiento del campo presenta un cambio en las facilidades de operación generando un incremento en los costos.

Para la tecnología de flowback se debe tener presente que la cantidad de agua es considerable, por lo tanto, se debe buscar la tecnología que cumpla con parámetros técnicos, económicos y que sea amigable con el medio ambiente.

7. Plan conceptual de esquema de facilidades

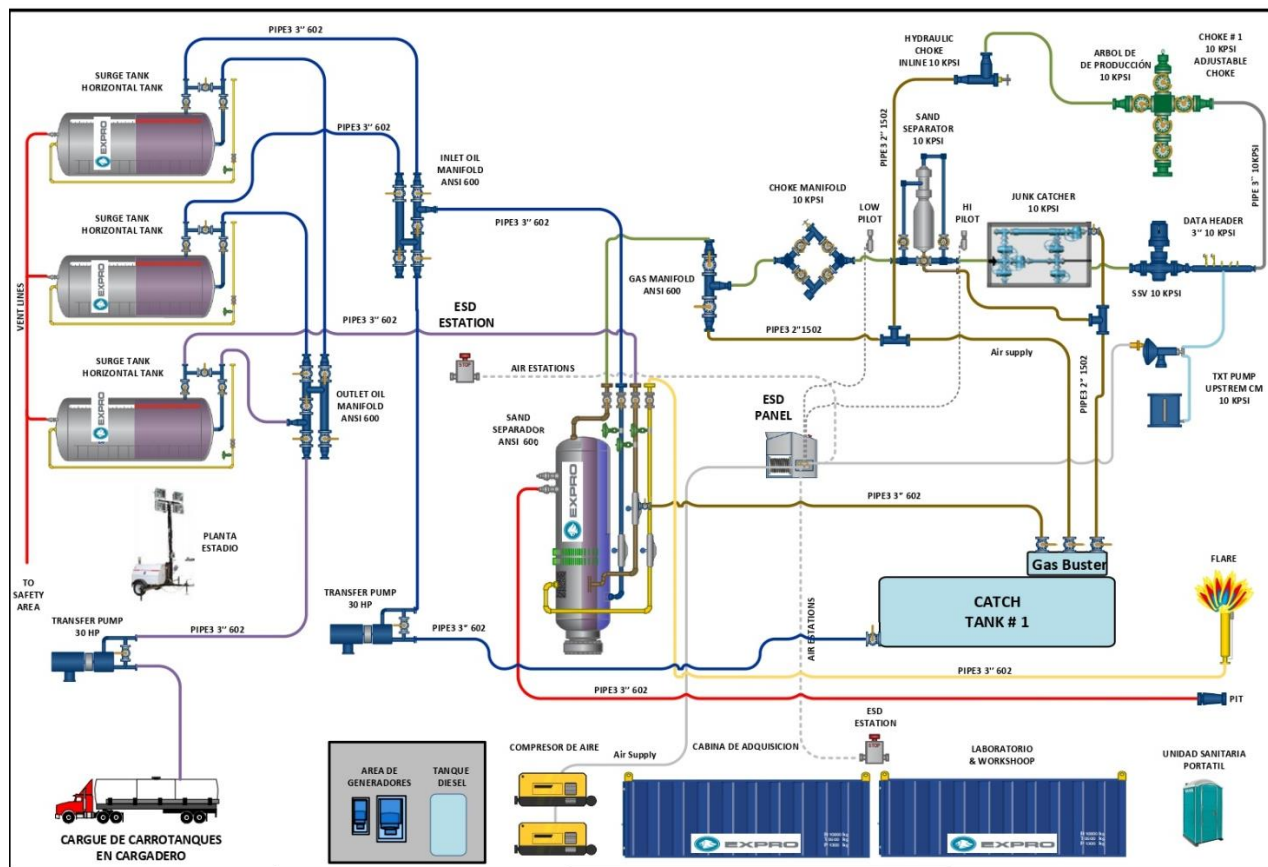
En el anterior capítulo se identificó las sinergias presentes en desarrollo de un yacimiento convencional con un no convencional, dando como resultado la necesidad de implementar las facilidades de flowback, y verificando la viabilidad para aprovechar las facilidades presentes en el Campo Llanito, sin embargo es necesario, verificar la capacidad de las facilidades actuales y proyectadas en base a la proyección de producción del campo no convencional, optimizando la inversión y reduciendo el costo de infraestructura.

7.1. Diseño de prueba de pozo de fluido de retorno

Para el diseño de prueba de pozo del fluido de retorno (well testing flow back), se debe instalar unas facilidades de superficie en cabeza del pozo que deben ser móviles en las cuales se realice un arreglo de tal forma que permita almacenar el fluido de inyección y retorno (agua principalmente), el cual luego pasará a un tratamiento y limpieza adicional antes disposición del fluido.

El esquema implementado para este caso de estudio se basó en los diferentes arreglados presentados por varias compañías de servicios especializados en el diseño e implementación del fluido de retorno, siendo el arreglo presentado por la compañía Expro el cual obtuvo una eficiencia del 90-95%.

Figura 12. Diseño de prueba de pozo de fluido de retorno



El diseño cuenta con:

- Surge tank (tres tanques horizontales para almacenar agua)
- Desarenadores (un ANSI 600 y uno con 10 KPSI)
- Estación para carga de carro tanques
- Bombas (dos bombas de 30 HP)
- Manifold (dos para aceite ANSI 600 y uno para gas ANSI 600)
- Estación de aire
- Panel ESD
- Estación ESD
- Manifold de Choke (uno de 10 KPSI)

- Un Choke hidraulico (de 10 KPSI)
- Junk Catchter (de 10 KPSI)
- Árbol de producción (de 10 KPSI)
- Zona para quema del gas sobrante
- Área de generadores eléctricos con tanques de diésel
- Dos compresores de aire
- Catch Tank
- Laboratorio & Workshop
- Cabina de adquisición
- Unidad Sanitaria
- Tubería

7.2. Selección de tecnologías de flowback

La tecnología de a implementar de flowback es de vital importancia para un proyecto en roca generadora debido a que es el encargado de tratar el fluido de retorno del yacimiento durante el proceso de fracturamiento de la roca y su duración será de 1 a 2 meses, por lo cual su composición principal será agua, el cual es un recurso de vital importancia, más aún en país como Colombia que posee grandes cuerpos de agua dulce, por lo cual la selección de esta tecnología se debe basar en tres ejes principales: viabilidad técnica, viabilidad económica y con el menor impacto al medio ambiente.

Para analizar las tecnologías posibles para tratar el fluido de retorno en VMM, se toma como referencia el agua de retorno de Eagle Ford debido a que en Colombia todavía no hay datos, por la cual Tabla 11 muestra la composición que se utilizará como base para el caso de estudio del YNC en el Valle Medio del Magdalena.

Tabla 11. Composición del agua de retorno en Eagle Ford

Componentes		Eagle Ford
Nombre	Formula	Concentración
Aluminio	Al	<1 000
Arsénico	As	<25
Bario	Ba	10
Boro	B	711
Cadmio	Cd	<20
Calcio	Ca	1 270
Cromo	Cr	55
Cobre	Cu	<130
Estroncio	Sr	203
Hierro	Fe	112
Magnesio	Mg	111
Manganeso	Mn	1,2
Mercurio	Hg	<0,2
Molibdeno	Mb	<50
Níquel	Ni	<200
Potasio	K	192
Plata	Ag	<50
Plomo	Pb	22,4
Selenio	Se	<25
Sodio	Na	10 900
Zinc	Zn	<100
Química general		
Alcalinidad (mg/L CaCO ₃)	-	406
Cloruros	Cl ⁻	19 318
Nitrógeno	N ₂	19,3
Silicio	SiO ₂	148
Sulfato	SO ₄ ²⁻	163
Bicarbonato	HCO ₃	736
TOC	-	612
pH	-	7
Conductividad	-	37 000
Temperatura	-	25

(°C)

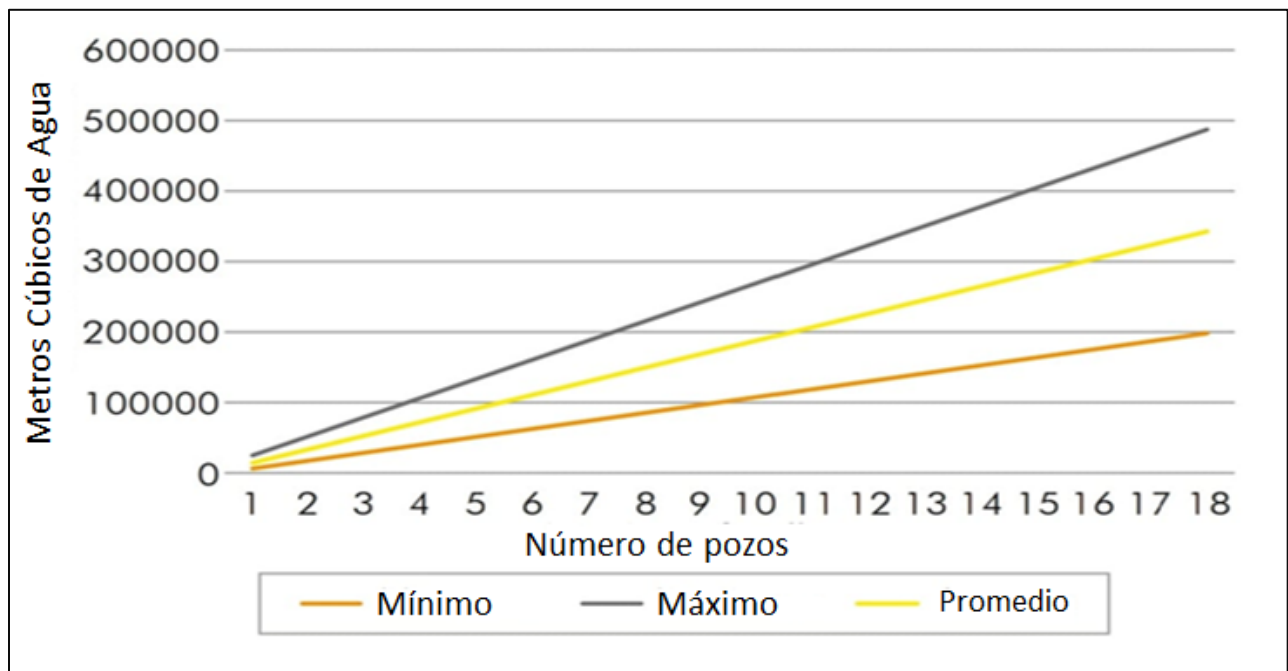
Nota. Adaptado de (Slutz, Amderson, Broderick, & Horner, 2012), (Ecolotron, 2014)

Para referencia lo desarrollado en Eagle Ford en el cual el volumen de fluido de retorno es de 13 700 m³ para formaciones de Shale Gas y 15 060 m³ para el caso de formaciones Shale Oil (Kondash & Vengosh, 2015), siendo ambos puntos clave de referencia.

Para el caso de Colombia se espera que las necesidades de agua incrementen a medida que el número de pozos requeridos aumenta y el número de proyectos aumenta, tomando el caso de Eagle Ford (Osisanya & Haroun, 2014) el comportamiento de las necesidades del agua por pozo se puede observar en la Figura 13:

- Volumen de agua por etapa: 1 590 m³
- Número mínimo de etapas: 7
- Número máximo de etapas: 17

Figura 13. Agua necesaria para fracturamiento hidráulico en YNC en Colombia



Nota. Adaptado de (Aranguren-Campos, Calderón-Carrillo, & Usuriaga-Torres, 2017)

El valor de agua por pozo en Colombia se tomará a partir de la información de Eagle Ford de (Osisanya & Haroun, 2014), debido a que en Colombia no hay información todavía disponible, por lo cual el rango para 7 etapas y 17 etapas sería:

- Máximo Volumen de agua: 27 028 m³
- Mínimo Volumen de agua: 11 129 m³
- Volumen de agua promedio: 19 079 m³

El volumen de agua promedio será la base para el cálculo del volumen de fluido de retorno el cual es de 15% (Halliburton, 2014), por lo cual el fluido de retorno por pozo sería de 2 863 m³/pozo, siendo este el valor referencia para la capacidad de las tecnologías. Basados en las propiedades del agua del VMM y el fluido de retorno utilizado en Eagle Ford, los métodos recomendados para este caso, según (Aranguren-Campos, Calderón-Carrillo, & Usuriaga-Torres, 2017) que garantizan una remoción teórica entre el 85-90%, son: Osmosis Inversa, Destilación con membrana, Dewvaporation (Evaporación), Destilación por compresión de vapor VCD (Vapor Compression Destillation) y Flash Multietapa.

Tabla 12. Composición fisicoquímica del fluido de retorno antes y después de los tratamientos

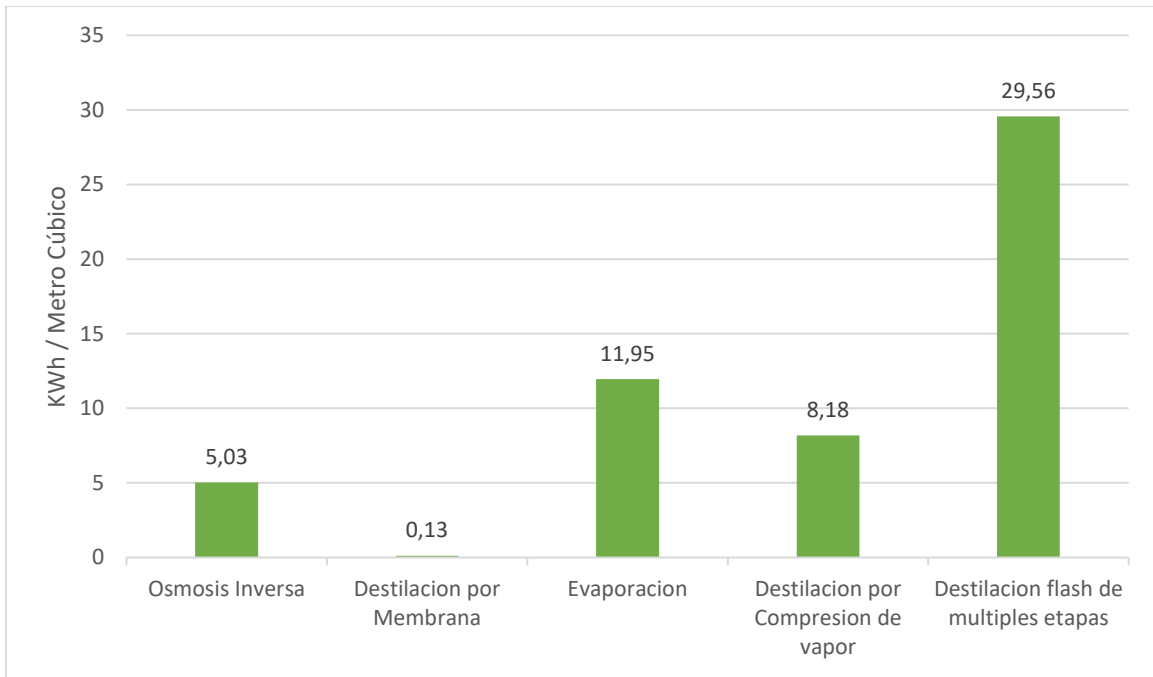
Composición Físico – química [ppm]	Afluente	Efluente				
		RO	MD	DV	MVC	MSF
Magnesio	111	8,88	12,21	11,1	5,55	11,1
Manganeso	1.2	0,192	1,2	1,2	1,2	1,2
Mercurio	< 0.2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Molibdeno	< 50	8	6,5	50	2,5	5
Níquel	<200	32	26	20	10	20
Potasio	192	30,72	24,96	19,2	9,6	19,2
Plata	<50	8	50	50	50	5
Residuos	22,4	3584	22,4	22,4	1,12	2,24
Selenio	< 25	4	25	25	25	2.5

Sodio	10 900	872	11,99	1,090	545	1,090
Cinc	< 100	16	100	100	5	10
Alcalinidad (Mg/l CaCO₃)	406	64,96	52,78	40,6	20,3	40,6
Cloruros	19318	1545,44	1545,44	1931,8	965,9	1931,8
Nitrógeno	19.3	3088	19.3	19,3	0,965	1,93
Silicio	148	23,68	19	14,8	7,4	14,8
Sulfato	163	13,04	21,19	16,3	8,15	16,3
Bicarbonato	736	117,76	95,68	73,6	368	73,6
TOC	612	97,92	79,56	61,2	30,6	61,2
pH	7	6	6	7	5.8	6.8
Turbiedad (NTU)	>100	100	94	120	98	10
Conductividad (us/cm)	37000	37000	30000	29000	31000	3700
TSS	840	134,4	109,2	84	42	84
TDS	33015	2641,2	3631,65	3301,5	1650,75	2311,05

Nota. Adaptado de (Aranguren-Campos, Calderón-Carrillo, & Usuriaga-Torres, 2017)

Para poder comparar las tecnologías se eligió cuatro variables: consumo de energía Figura 14, costo capital Figura 15, capacidad de tratamiento Figura 16 y costo operacional Figura 17.

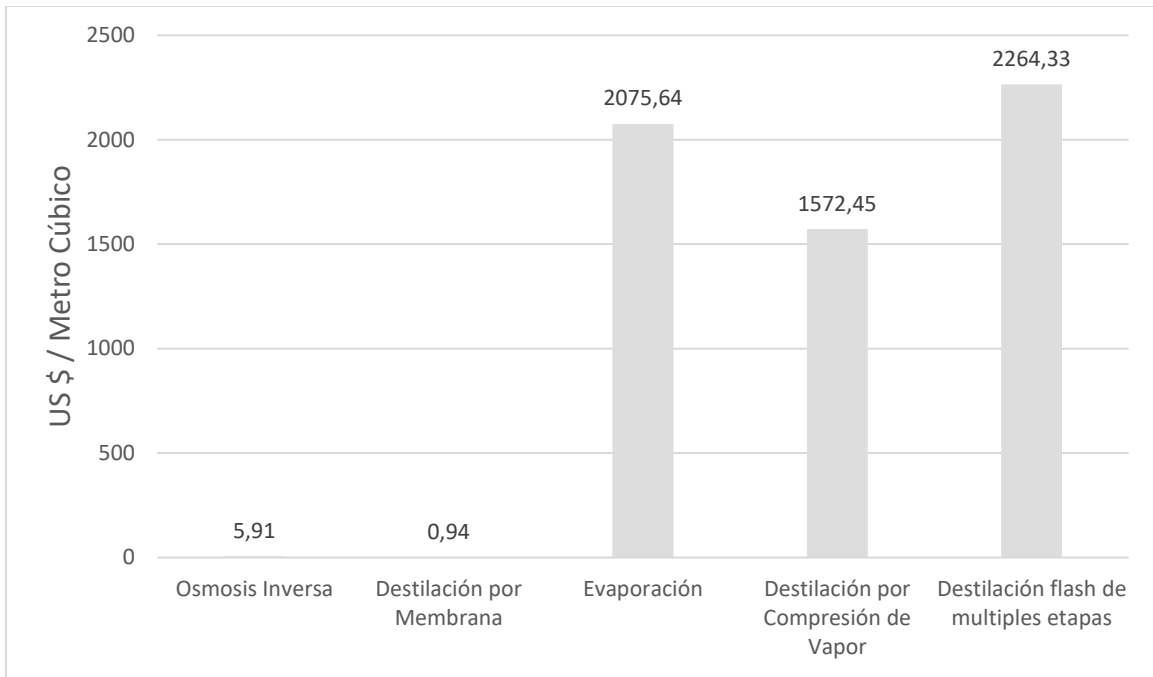
Figura 14. Consumo de energético de tecnologías Flowback



Nota. Adaptado de (Aranguren-Campos, Calderón-Carrillo, & Usuriaga-Torres, 2017)

En la Figura 14 se observa que el consumo energético de la destilación Flash Multietapa es el más alto siendo más de doble que todas las otras tecnologías, mientras que la destilación con membrana tiene un consumo de energía muy bajo en comparación con el resto, siendo el más competitivo en este aspecto.

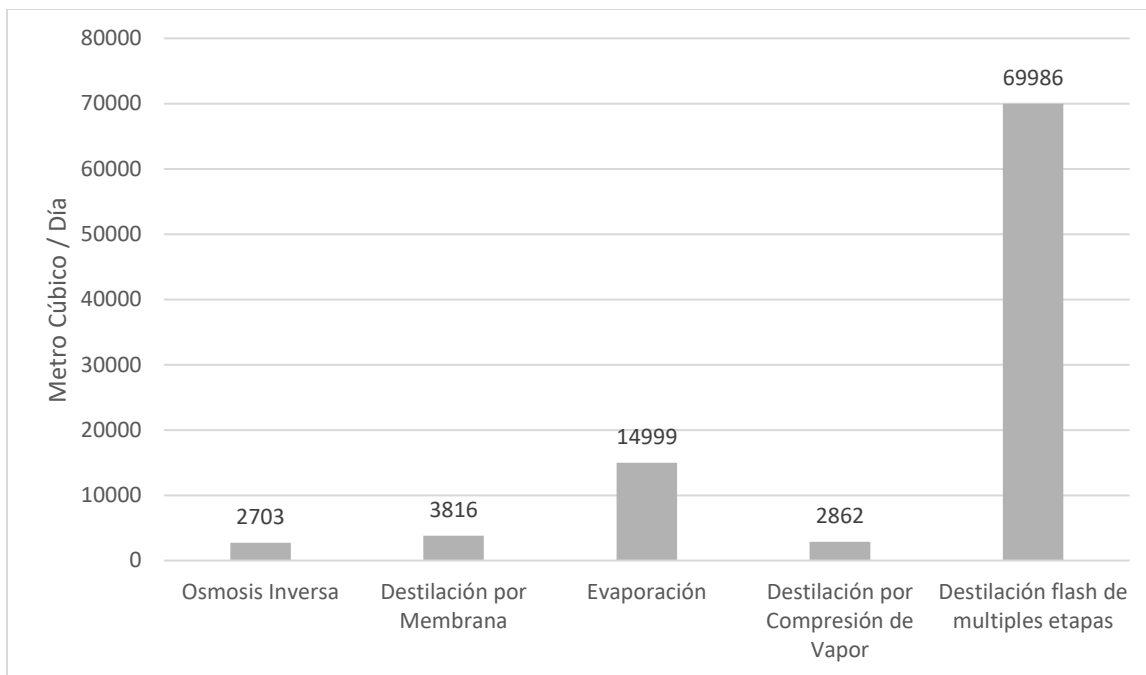
Figura 15. Costo capital de tecnologías de flowback



Nota. Modificado de (Aranguren-Campos, Calderón-Carrillo, & Usuriaga-Torres, 2017)

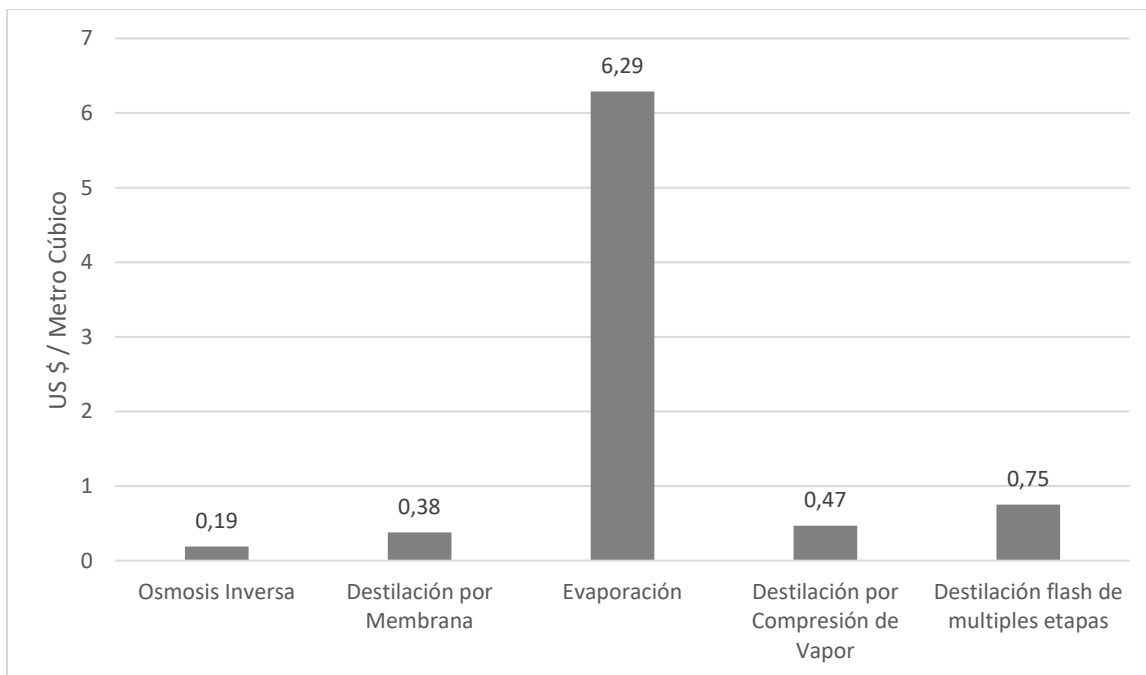
La Figura 15 muestra el costo capital de los diferentes procesos por metro cubico de agua, dando como resultado un costo muy bajo para la destilación con membrana, un costo bajo para la osmosis inversa y unos costos muy altos para el resto de las tecnologías.

Figura 16. Capacidad de tratamiento de tecnologías flowback



Nota. Modificado de (Aranguren-Campos, Calderón-Carrillo, & Usuriaga-Torres, 2017)

Figura 17. Costo de tratamiento por volumen de agua de flowback



Nota. Adaptado de (Aranguren-Campos, Calderón-Carrillo, & Usuriaga-Torres, 2017)

La capacidad de tratamiento para flash multietapa es la más alta, sin embargo, todas las tecnologías cumplen con la capacidad de tratamiento requerida, lo cual es un factor vital debido a que permite elegir la mejor tecnología en base a los costos y consumo de energía. En el ámbito económico la Tabla 13 presenta el costo capital y el costo de operación.

Tabla 13. Costo capital y operacional de tecnologías Flowback

Tecnología	Costo Capital (USD/m³)	Costo Operacional (USD/m³)
Osmosis Inversa	\$ 5,91	\$ 0,19
Destilación por Membrana	\$ 0,94	\$ 0,38
Evaporación	\$ 28,30	\$ 13
Compresión de Vapor	\$ 1195	\$ 0,50
Flash múltiples etapas	\$ 2264	\$ 0,75

Nota. Adaptado de (Colorado School of Mines , 2019)

En el ámbito económico, tanto para costo capital como operacional la destilación con membrana es el más favorable, seguido por la osmosis inversa y siendo más costoso el flash multietapa peor con una efectividad muy alta.

Para este caso del VMM, la tecnología a aplicar en Flowback será de la destilación con membrana como se ha mencionado anteriormente cumple con todos los requisitos, técnicos y económicos, siendo la opción más favorable y amigable con el medio ambiente, como opción secundaria estaría la implementación de Osmosis Inversa RO.

7.3. Normatividad para vertimiento y reutilización del agua en Colombia

La normativa actualmente en Colombia para el vertimiento de agua, es la Resolución 0631 de 2015 reglamenta el artículo 28 del Decreto 3930 de 2010 y actualiza el Decreto 1594 de 1984, por lo cual a partir de los datos obtenidos en numeral anterior se evaluará si las características del obtenidas por las diferentes tecnologías que garantizan una remoción teórica del 90% son viables

para utilizarlas en vertimientos de agua en Colombia, debido a que la concentración del flowback en componentes no deseado es muy alto.

Tabla 14. Normatividad para vertimiento de agua

PARAMETRO	UNIDADES	PRODUCCIÓN
Sustancias Activas al azul de Metileno	mg/L	Análisis y reporte
Hidrocarburos		
Hidrocarburos Totales	mg/L	10,00
Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (HAP)	mg/L	Análisis y reporte
BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno, Xileno)	mg/L	Análisis y reporte
Compuestos orgánicos Halogenados Absorbibles (AOX)	mg/L	Análisis y reporte
Compuestos de Fósforo		
Fósforo Total	mg/L	Análisis y reporte
Ortofastos (P – PO₄³⁻)	mg/L	Análisis y reporte
Compuestos de Nitrógeno		
Nitratos (N – NO₃⁻)	mg/L	Análisis y reporte
	mg/L	Análisis y reporte
Nitrógeno Total	mg/L	10,00
IONES		
Cianuro Total (CN)	mg/L	1,00
Cloruros (Cl)	mg/L	1200,00
Fluoruros (F)	mg/L	Análisis y reporte
Sulfatos (SO₄²⁻)	mg/L	300,00
Sulfuros (S²⁻)	mg/L	1,00
Metales y Metaloides		
Arsénico (As)		0,10
Bario (Ba)	mg/L	Análisis y reporte
Cadmio (Cd)	mg/L	0,10
Cinc (Zn)	mg/L	3,00
Cobre (Cu)	mg/L	1,00
Cromo (Cr)		0,50
Hierro (Fe)	mg/L	3,00
Mercurio (Hg)	mg/L	0,01

Niquel (Ni)	mg/L	0,50
Plata (Ag)	mg/L	Análisis y reporte
Plomo (Pb)	mg/L	0,20
Selenio (Se)	mg/L	0,20
Vanadio (V)		1,00
Otros Parámetros para Análisis y Reporte		
Acidez Total	mg/L CaCO ₃	Análisis y reporte
Alcalinidad Total	mg/L CaCO ₃	Análisis y reporte
Dureza Cálctica	mg/L CaCO ₃	Análisis y reporte
Dureza Total	mg/L CaCO ₃	Análisis y reporte
Color real (Medidas de absorbancia a 436nm, 525 nm y 620 nm)	m ⁻¹	Análisis y reporte

Nota. Fuente (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2015)

La Tabla 14 muestra las características vigentes para el vertimiento de agua en Colombia, la cual contiene valores significativamente bajo en comparación con el fluido de flowback, por lo cual se analizó la remoción teórica de las tecnologías de flowback, analizando cada uno de los componentes que son reglamentarios para vertimiento de aguas en Colombia. La Tabla 15 presenta lo anteriormente mencionado y subraya con verde el parámetro que cumple con la normatividad vigente y en rojo el parámetro que no cumple.

Tabla 15. Normatividad para vertimiento de agua vs composición final de tecnologías de flowback

Parámetros	Normatividad para Producción	Efluente (tecnologías de flowback)				
		RO	MD	DV	MVC	MSF
Mercurio (mg/L)	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Plata (mg/L)	Análisis y reporte	8	50	50	50	5
Cinc (mg/L)	3	16	100	100	5	10
Níquel	0,50	32	26	20	10	20
Alcalinidad (mg/L CaCO₃)	Análisis y reporte	64,96	52,78	40,6	20,3	40,6
Cloruros (mg/L)	1200	1545,44	1545,44	1931,8	965,9	1931,8

Nitrógeno (mg/L)	10	3088	19,3	19,3	0,965	1,93
Sulfato (mg/L)	300	13,04	21,19	16,3	8,15	16,3
pH	6 - 9	6	6	7	5,8	6,8

Con los resultados de Tabla 15, se observa que, a pesar de ser las tecnologías más eficientes para el tratamiento del agua, son todavía ineficaces para cumplir la normatividad ambiental vigente del país, sin embargo, la tecnología que cumple más parámetros para el vertimiento de agua es la compresión de vapor, seguido por la destilación flash multietapas, sin embargo se debe hacer énfasis nuevamente en que ninguna cumple con todos los parámetros establecidos por la Ley, y el problema está principalmente en el tratamiento de metales pesados.

Para el tema de reutilización del agua se tiene la Resolución número 1207 de 2014, en cual estipula las características que debe tener el agua para su reutilización dependiendo del uso final que se le vaya a dar, por lo cual para efectos de este estudio se plantea verificar si el agua tratada cumple con las características necesarias para reutilizar el agua en:

- Áreas verdes en parques y campos deportivos en actividades de ornato y mantenimiento.
- Jardines en áreas no domiciliarias.

Tabla 16. Normatividad vigente para la reutilización del agua tratada

Variables	Unidad de Medida	Valor límite máximo permisible
Físicos		
pH	Unidades de pH	6,9 – 9
Conductividad	μ S/cm	1500
Microbiológicos		
Coliformes Termo tolerantes	NMO/100mL	1*E(+5)
Enterococos Fecales	NMO/100mL	1*E(2)
Helminthos Parásitos Humanos	Huevos y Larvas/L	1
Protozoos Parásitos Humanos	Quistes/L	1
Salmonella sp	NMO/100mL	1

Químicos		
Fenoles Totales	mg/L	1,5
Hidrocarburos Totales	mg/L	1
IONES		
Cianuro Libre	mg CN /L	0,2
Cloruros	mg Cl/L	300
Fluoruros	mg F/L	1
sulfatos	mg SO ₄ ² /l	500
Metales		
Aluminio	mg Al/L	5
Berilio	mg Be/L	0,1
cadmio	mg Cd/L	0,01
Cinc	mg Zn/L	3
Cobalto	mg Co/L	0,05
Cobre	mg Cu/L	1
Cromo	mg Cr/L	0,1
Hierro	mg Fe/L	5
Mercurio	mg Hg/L	0,002
Litio	mg Li/L	2,5
Manganeso	mg Mn/L	0,2
Molibdeno	mg Mo/L	0,07
Níquel	mg Ni/L	0,2
Plomo	mg Pb/L	5
Sodio	mg Na/L	200
Vanadio	mg V/L	0,1
Metaloides		
arsénico	mg As/L	0,1
Boro	mg B/L	0,4
No Metales		
selenio	mg Se/L	0,02
Otros Parámetros		
Cloro total residual (con mínimo 30 min de contacto)	mg Cl ₂ /L	< 1
Nitratos (NO₃ -N)	mg/L	5

Nota. La tabla presenta la normatividad para la reutilización del agua áreas verdes en parques y campos deportivos en actividades de ornato y mantenimiento, jardines en áreas no domiciliarias. Fuente (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2014).

Para verificar que se cumpla con la normatividad de Resolución 1207 de 2014, se compara las características solicitadas por el Gobierno con las características del agua tratada por las

diferentes tecnologías que permiten una remoción teórica de al menos el 85%, presentado en la Tabla 17, que subraya la casilla con rojo en caso de no cumplir con la norma vigente, y en verde la casilla si el método cumple con lo dispuesto en la norma, para cada una de las tecnologías y parámetros estudiados.

Tabla 17. Normatividad para reutilización del agua (áreas verdes y jardines no domiciliarios) vs composición final de tecnologías de flowback

Composición Físico – química [ppm]	Unidad de medida	Valor límite máximo permisible	Efluente (agua trata de cada tecnología)				
			RO	MD	DV	MVC	MSF
Manganeso	mg/L	0,2	0,192	1,2	1,2	1,2	1,2
Mercurio	mg/L	0,002	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Molibdeno	mg/L	0,07	8	6,5	50	2,5	5
Níquel	mg/L	0,2	32	26	20	10	20
Residuos	mg/L	1	3584	22,4	22,4	1,12	2,24
Selenio	mg/L	0,02	4	25	25	25	2.5
Sodio	mg/L	200	872	11,99	1,090	545	1,090
Cinc	mg/L	<3	16	100	100	5	10
Cloruros	mg/L	300	1545,44	1545,44	1931,8	965,9	1931,8
Sulfato	mg/L	500	13,04	21,19	16,3	8,15	16,3
pH	Unidades pH	6,9 - 9	6	6	7	5.8	6.8
Conductividad	us/cm	1500	37000	30000	29000	31000	3700

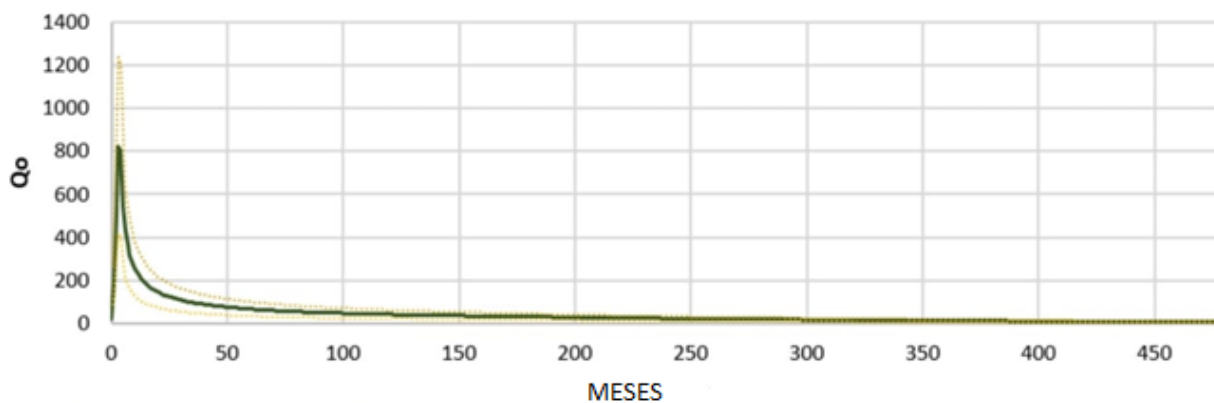
La Tabla 17 muestra que ningún método cumple con más de tres características para la reutilización del agua tratada, a partir de las tecnologías de flowback propuesta, lo cual demuestra que todavía existe un largo camino por correr para ejecutar los tres pilares fundamentales de la utilización del agua, los cuales son: Minimizar, reutilizar y reciclar.

7.4. Selección del Sistema de Levantamiento

Lo más de cien años de producción de hidrocarburos en el VMM han permitido tener grandes experiencias y enseñanzas con respecto a los sistemas de levantamiento artificial, pues a lo largo de la historia de la cuenca se han implementado casi todos los principales métodos de levantamiento artificial, lo cual es una base fundamental para evaluar cuales métodos serán los más eficientes para el desarrollo de YNC.

Al no tener registro de la curva tipo de producción en YNC, en el VMM, se toma como ejemplo la curva de un campo análogo en Wolfcamp, en Estados Unidos, ya que como se ha mostrado anteriormente en la Tabla 9, las similitudes son muy amplias. La curva tipo o de referencia de la producción de Wolfcamp de la cuenca Permian, será la base para el caso del VMM, con una desviación de +50% y -50% para el caso de la Formación La Luna como se muestra en la Figura 18, con un tiempo de producción estimado a 480 meses (40 años), limite técnico del pozo.

Figura 18. Curva tipo de producción YNC en la formación La Luna



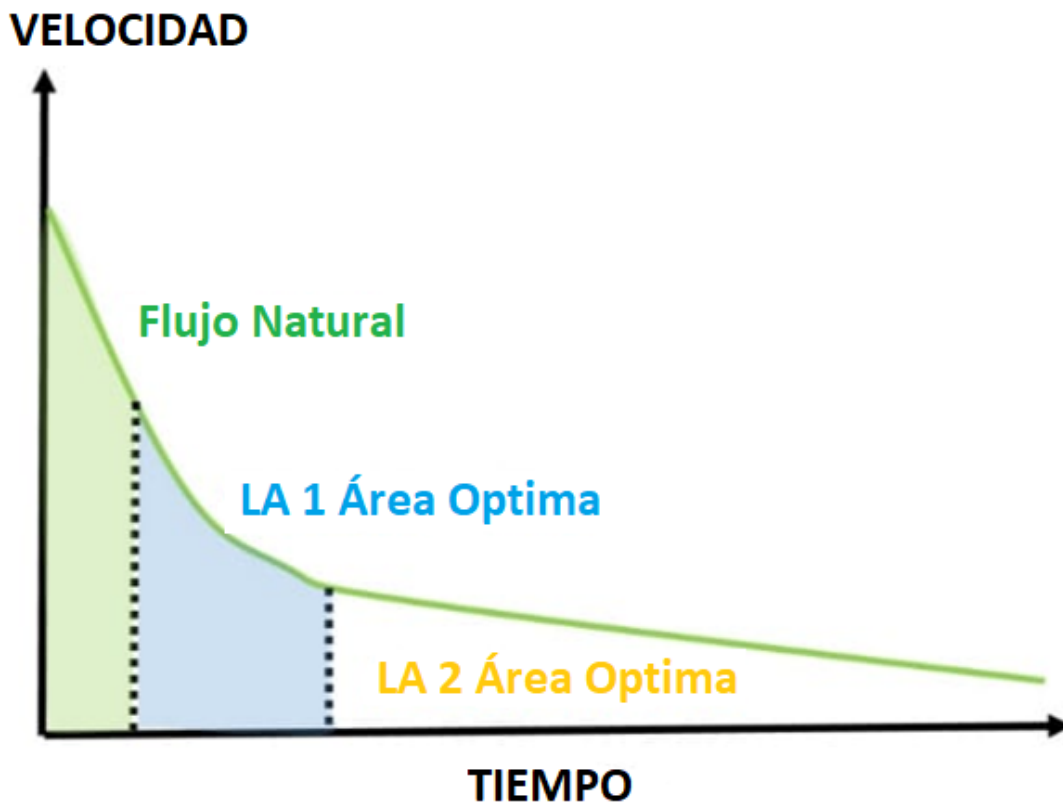
Nota. Adaptado de (ANH, 2019)

La curva tipo de producción empieza luego de retirar las facilidades de flowback, y se evidencia que el periodo crítico corresponde a los primeros 50 meses de producción, cuando presenta la mayor producción y empieza a declinar drásticamente por lo cual se debe plantear un

solo sistema de levantamiento capaz de soportar los cambios de productividad, o plantear dos sistemas diferentes para tener mayor efectividad al menor costo posible.

La Figura 19 presenta los momentos en que se necesita AL (levantamiento artificial), evidenciando principalmente dos momentos diferentes, en los cuales se debe aplicar los mecanismo utilizados en el campo Llanito para poder hacer una sinergia con este, debido a que de necesitar utilizar métodos diferentes se tendría que cambiar toda la infraestructura operativa en superficie y lo cual generaría mayores costos, por lo cual mecanismo a tener en cuenta para realizar la sinergia son: Bombeo Mecánico (BM), Levantamiento por Gas (LG), Bombeo Hidráulico tipo Jet (BHJ) y Bombeo Electrosumergible (BES).

Figura 19. Sistemas de levantamiento en curva tipo de formación La Luna



Nota. Adaptado de (Sáchica, y otros, 2019)

Para evaluar el desempeño de los cuatro sistemas de levantamiento artificial filtrados por la su utilización en el campo Llanito, se realiza una evaluación cualitativa, la cual se compone por tres tablas, la Tabla 18 presenta el rendimiento en toda la vida del pozo, la Tabla 19 presenta el rendimiento en el primer periodo de la vida del pozo y la Tabla 20 presenta el segundo periodo del pozo, las variables de desempeño fueron seleccionadas a partir de la literatura y se otorgará un valor cualitativo y cuantitativo para una de las variables siendo desempeño: bueno, medio y bajo obteniendo un puntaje de 3, 2 y 1 respectivamente.

Tabla 18. Ciclo completo, desempeño cualitativo

Ciclo completo	ESP	HJP	GL	BM
Alta Desviación	Medio	Alto	Alto	Bajo
Manejo de Sólidos	Bajo	Medio	Medio	Bajo
Componentes	Alto	Alto	Medio	Medio
Drawdown	Alto	Medio	Medio	Alto
Vida del pozo	Medio	Medio	Alto	Alto
Riesgo Operacional	Medio	Alto	Medio	Alto
Simplicidad / Seguridad	Alto	Bajo	Medio	Alto
Costo de Inversión	Bajo	Bajo	Medio	Alto
Mantenibilidad / Fallas	Bajo	Alto	Alto	Medio
Costos Operativos	Medio	Medio	alto	Alto
Puntaje	20	22	24	24

Tabla 19. Primer ciclo, desempeño cualitativo

Primer Periodo	BES	BHJ	LG	BM
Alta Desviación	Medio	Alto	Alto	Bajo
Manejo de Sólidos	Bajo	Medio	Medio	Bajo
Componentes	Alto	Alto	Medio	Medio
Drawdown	Alto	Medio	Alto	Bajo
Vida del pozo	Medio	Medio	Alto	Alto

Riesgo Operacional	Medio	Alto	Medio	Medio
Simplicidad / Seguridad	Alto	Bajo	Medio	Alto
Costo de Inversión	Bajo	Bajo	Bajo	Alto
Mantenibilidad / Fallas	Bajo	Alto	Alto	Bajo
Costos Operativos	Medio	Medio	Bajo	Medio
Puntaje	20	22	22	19

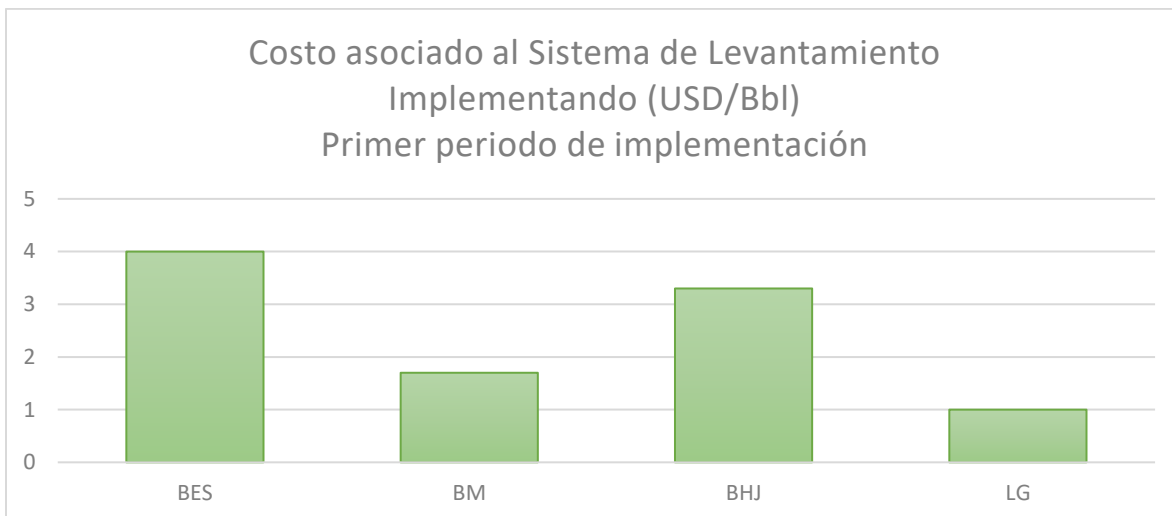
Tabla 20. Segundo ciclo, desempeño cualitativo

Segundo Periodo	BES	BHJ	LG	BM
Alta Desviación	Medio	Alto	Alto	Bajo
Manejo de Sólidos	Bajo	Medio	Medio	Bajo
Componentes	Bajo	Bajo	Medio	Medio
Drawdown	Alto	Medio	Medio	Alto
Vida del pozo	Medio	Medio	Alto	Alto
Riesgo Operacional	Medio	Alto	Medio	Alto
Simplicidad / Seguridad	Alto	Bajo	Medio	Alto
Costo de Inversión	Bajo	Bajo	Medio	Alto
Mantenibilidad / Fallas	Bajo	Alto	Alto	Medio
Costos Operativos	Bajo	Bajo	Alto	Alto
Puntaje	17	19	24	24

Al evaluar el desempeño cualitativo del ciclo completo, se evidencia que el mejor desempeño lo tienen el Levantamiento por Gas y Bombeo Mecánico, cuando se evalúa por dos ciclos cambia la situación siendo en el primero ciclo el Levantamiento por Gas y el Bombeo Hidráulico tipo Jet con mejor rendimiento y para el segundo ciclo del pozo Levantamiento por Gas y el Bombeo Mecánico los adecuados, sin embargo para realizar un estudio más amplio se tendrá en cuenta los costos asociados a los sistemas de levantamiento: el consumo de energía de cada sistema de levantamiento, el valor del kilovatio por hora, el índice de fallas esperado, el

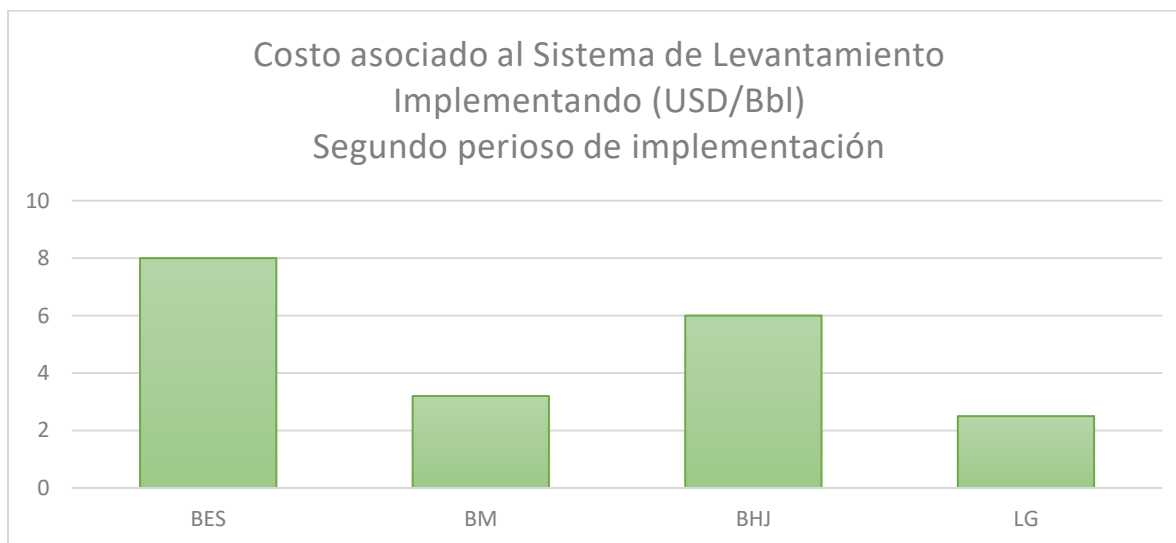
mantenimiento y los insumos necesarios requeridos, todos combinados para modelar el precio de levantamiento por metro cúbico.

Figura 20. Costo asociado al Sistema de Levantamiento Implementando, primer periodo de implementación



Nota. Adaptado de (Sáchica, y otros, 2019)

Figura 21. Costo asociado al Sistema de Levantamiento Implementando, segundo periodo de implementación



Nota. Modificado de (Sáchica, y otros, 2019)

El análisis económico presenta que el método menos costoso es el Levantamiento por Gas, tanto para el primer y segundo periodo de vida de los pozos, sin embargo el Bombeo Mecánico,

presenta buenas condiciones para aplicarse en la segunda etapa con costos bajos, por lo cual para este caso de estudio y realizar una sinergia con Llanito se recomienda utilizar en la primera etapa el Levantamiento por Gas y en la segunda etapa Bombeo Mecánico debido a que es el método más antiguo implementado en el campo Llanito y se cuenta con toda la experiencia y facilidades de operación en superficie necesarias para maximizar la eficiencia del método y disminuir el índice de fallas, reduciendo de esta forma su costo asociado al índice de fallas. Implementar solo Levantamiento con Gas es una opcional también muy viable, tanto a nivel técnico como económico.

7.5. Proyección de producción con capacidad instalada

La proyección de producción para el caso del campo del yacimiento no convencional en el VMM, se debe estimar en base a los datos que se tienen de la formación Eagle Ford en Estados Unidos, esto debido a que hasta ahora no hay datos reales de campos análogos en Colombia para el desarrollo en Roca Generadora, y como se ha demostrado anteriormente en la Tabla 9 las similitudes son muy grandes, por ende, el cálculo para la proyección de producción de aceite y gas se basa en el informe de (Energy Information Administration, 2021), donde plantean un mínimo y un máximo de producción por pozo en cada campo:

- Mínimo de aceite: 120 BOPD
- Máximo de aceite: 2 227 BOPD
- Mínimo de gas: 1 432 MMSCFD
- Máximo de gas: 7 421 MMSCFD

Por lo cual el promedio de producción para el campo de YNC sería:

- Producción promedio de aceite por pozo: 1 174 BOPD
- Producción promedio de gas por pozo: 4 427 MSCFD

Como se mencionó en el capítulo anterior (10.2.), para el desarrollo del campo se completan un total de 7 a 17 pozos basados en la experiencia de Eagle Ford, por lo cual, tomando el promedio de producción de aceite y gas por pozo, la producción máxima y mínima sería de la siguiente forma:

- Mínimo de aceite: 8 218 BOPD
- Máximo de aceite: 19 958 BOPD
- Mínimo de gas: 40 989 MSCFD
- Máximo de gas: 75 259 MSCFD

Por lo cual el valor de referencia esperado para la producción de aceite y gas serán respectivamente:

- Producción promedio de aceite: 14 088 BOPD
- Producción promedio de gas: 58 124 MSCFD

La Tabla 21 muestra la comparación entre la producción del campo convencional, en comparación con la prospectiva de producción de campo no convencional.

Tabla 21. Producción del campo convencional, proyección de producción del no convencional y total (campo convencional y no convencional)

Producción	Campo convencional (Llanito)	Campo no convencional (prospectiva)	Total
Aceite (BOPD)	4 735	14 088	18 823
Gas (MMSCFD)	1,610	58,124	59,734

La producción total unificando el yacimiento convencional (Llanito- Gala- Galán) y el yacimiento no convencional se estima en un promedio de 18 823 BOPD para aceite y 59,743 MMSCFD para gas.

Tabla 22. Capacidad de separación, tiempo de retención en las Estaciones del Campo Llanito

Capacidad de tratamiento	Estación Nororiental	Tres de Llanito	Estación Gala	Estación Única de Galán
Capacidad de Separación	5.250 BOPD	5.250 BOPD	5.250 BOPD	5.200 BOPD
Tiempo de Retención	5 min	4 min	4 min	4 min
Potencial de crudo	1.483 BOPD	1.454 BOPD	1.454 BOPD	913 BOPD
Producción actual bruta	4.721 BFPD	3.883 BFPD	4.300 BFPD	2.050 BFPD
Tanque de proceso Gunbarrel	5.000 bbls	3.000 bbls	3.000 bbls	1.500 bbls
Tanque de Almacenamiento	5.000 bbls	3.000 bbls	2 tanques 3000 bbls	1.500 bbls

La Tabla 22 presenta la capacidad de separación, el tiempo de retención, el potencial de crudo, producción bruta, la capacidad de los Gunbarrel y los tanques de almacenamiento de las diferentes estaciones del campo Llanito, todas con aproximadamente la misma capacidad de separación, sin embargo, la Estación Única de Galán tiene menor capacidad para el crudo.

Tabla 23. Capacidad de tratamiento de crudo, agua y gas de las Estaciones en el Campo Llanito (Capacidad instalada y proyectada)

Estación		Capacidad instalada	Producción real de Crudo	Capacidad Proyectada
Estación Nororiental	Crudo (BOPD)	4000	1483	0
	Agua (BWPD)	6000	3091	0

	Gas (MMSCFD)	3,4	0,73	1,5
Estación tres de Llanito	Crudo (BOPD)	2400	1454	3129
	Agua (BWPD)	3600	2599	3394
	Gas (MMSCFD)	4,5	1,5	2,5
Estación Gala	Crudo (BOPD)	4800	1631	2616
	Agua (BWPD)	3600	2132	3507
	Gas (MMSCFD)	1.3	0,32	1
Estación Única de Galán	Crudo (BOPD)	0	1277	2736
	Agua (BWPD)	0	779	1672
	Gas (MMSCFD)	0	0,19	0,41

Los valores de la Tabla 23, presentan capacidad instalada de las estaciones y además la proyección que se tiene para su ampliación por parte de la compañía operadora, cabe destacar que se utiliza la capacidad actual instalada, con la proyección que tiene la compañía operadora del campo para ampliar las facilidades del yacimiento convencional.

Tabla 24. Capacidad total instalada y proyectada del campo Llanito para yacimiento convencional

Campo Llanito						
Capacidad de separación	Capacidad instalada			Capacidad proyectada		
	Crudo (BOPD)	Agua (BWPD)	Gas (MMSCFD)	Crudo (BOPD)	Agua (BWPD)	Gas (MMSCFD)
20950 BFPD	11200	13200	9,2	8481	8573	5,41

La Tabla 24 se presenta la capacidad total instalada para el crudo, gas y agua, además se puede observar la capacidad que se tiene proyectado para la ampliación de la capacidad, la cual se encuentra ya en fase de ampliación por lo cual para este caso se tomará como referencia la capacidad actual más las proyectada para corroborar si es posible utilizar estas las facilidades para la producción estimada del campo no convencional.

Tabla 25. Capacidad de separación total (instalado y proyectado)

	Crudo (BOPD)	Agua (BWPD)	Gas (MMSCFD)
Capacidad de separación total (instalada y proyectada)	19681	21773	14,61

La capacidad total de separación de crudo es de 19 681 barriles de crudo por día, de agua es de 21773 barriles de agua por día y de gas 14,61 millones de pies cúbicos estándar por día, lo cual, al compararlo con la producción total estimado de aceite y gas, nos da como resultado que es posible tratar el crudo con las facilidades que se tienen, pero que no es posible tratar el gas.

Tabla 26. Comparación de producción total estimada (YC y YNC) vs capacidad de tratamiento (instalada y proyectada por la compañía operadora)

	Producción total estimada	Capacidad total de tratamiento	Porcentaje tratado
Aceite (BOPD)	18 823	19 681	100%
Gas (MMSCFD)	59,734	14,61	23,95%

Como se observa en la Tabla 26 las facilidades de superficie en el campo de Llanito son capaces de soportar la producción de crudo del campo convencional y no convencional, sin

embargo, para el caso del gas la cuestión no es igual porque la capacidad para la producción total es únicamente del 23,95%.

Tabla 27. *Crudo y gas sin tratamiento (Yacimiento convencional y no convencional)*

	Producción total estimada	Capacidad total de tratamiento	Crudo y gas sin tratar
Aceite (BOPD)	18 823	19 681	- 858
Gas (MMSCFD)	59,734	14,61	45,124

La Tabla 27 muestra que para el caso del gas falta agregar facilidades para tratar 45,124 MMSCFD, mientras que para el caso del crudo el valor negativo representa que todavía hay capacidad para tratar 858 BOPD, mientras que si es necesario una ampliación en la capacidad de gas.

8. Análisis de Resultados

El Valle Medio del Magdalena ha sufrido múltiples procesos geológicos como el levantamiento de las cordilleras, creando unas capas discontinuas y con una geología muy particular la cual debido a los amplios estudios en el cuenca se ha logrado tener conocimiento de la zona pronosticando un gran potencial para la explotación de yacimientos no convencionales en roca generadora, además es la cuenca colombiana con más años de desarrollo en la industria de los hidrocarburos con grandes descubrimientos de yacimientos convencionales como lo son: La Cira Infantas, Casabe, Galán, Llanito, Gala, Lisama, Nutria, Tisquirama, San roque, Teca, Nare, Provincia, Cantagallo, Velázquez y Bonanza.

El campo Llanito (Llanito-Gala-Galán) tiene unas facilidades de superficie divididas en cinco zonas principales: Estación Nororiental de Llanito, Estación tres de Llanito, Estación Gala, Estación Única de Galán y Planta Deshidratadora de Galán y cuenta con cinco métodos de levantamiento artificial: Bombeo Mecánico (BM), Levantamiento por Gas (LG), Bombeo Hidráulico tipo Jet (BHJ), Bombeo Electrosumergible (BES) y Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP).

En Colombia la formación La Luna en el Valle Medio del Magdalena presenta alta prospectividad para el desarrollo de yacimientos no convencionales estimando unas reservas de 8 Billones de Barriles de Petróleo, y más de 24 Tera pies cúbicos de gas libre y con unas características geológicas similares a Lower Eagle Ford y Wolfcamp de Estados Unidos, generando una alta expectativa para aumentar las reservas de petróleo y gas del país.

El campo Llanito presenta unas facilidades de superficie muy factibles para realizar una sinergia con un campo no convencional, debido a que las facilidades de recolección, separación, tratamiento y almacenamiento son las mismas, sin embargo no es viable utilizar la planta

deshidratadora pues utiliza tratadores termo-electrostáticos, y el crudo producido por el yacimiento no convencional es crudo de 28 a 30 API, por lo cual no es recomendable utilizar estos tratadores, además se cuenta con la necesidad de implementar unas facilidades de flowback para los primeros meses de operación. La capacidad actual (instalada y proyectada) es capaz de soportar la nueva producción de crudo del campo convencional y no convencional, sin embargo, toca aumentar la capacidad de tratamiento del gas debido al GOR más alto del YNC.

Para el desarrollo del campo no convencional se evidenció que la tecnología de flowback más adecuada para implementar en este caso del Valle Medio del Magdalena es la destilación con membranas debido a que su costo capital y de instalación es más bajo que el resto de las tecnologías además tiene la capacidad para tratar el fluido de retorno con remoción de apropiadamente el 90% debido al fracturamiento hidráulico del yacimiento, sin embargo hay que destacar que ninguna tecnología de flowback presentó características capaces de cumplir con las normas vigentes colombianas para el vertimiento o reutilización del agua para jardines y campos no domiciliarios.

Para los sistemas de levantamiento artificial se encontró que se deben aplicar dos tipos de sistemas de levantamiento cada uno en ciclo diferente. Para el primer ciclo de vida de los pozos se debe utilizar el Levantamiento por Gas y para el segundo ciclo el Bombeo Mecánico.

9. Conclusiones y recomendaciones

La cuenca del Valle Medio del Magdalena lleva más de cien años de desarrollo en la industria de los hidrocarburos en Colombia dejando grandes enseñanzas y aprendizajes, permitiendo tener información geológica precisa de la cuenca.

El campo Llanito está compuesto por Llanito, Gala y Galán y actualmente está operado por Ecopetrol S.A contando con una infraestructura petrolera bastante robusta con la Estación Nororiental de Llanito, Estación Tres de Llanito, Estación Gala, Estación Única de Galán y la Planta Deshidratadora de Galán, lo cual permite hacer una futura sinergia para el futuro desarrollo de un yacimiento no convencional.

La formación la Luna en el Valle Medio del Magdalena presenta una prospectiva muy alta para desarrollar yacimientos en roca generadora, con características muy similares en plugs y corazones tomados de Wolfcamp y Lower Eagle Ford de Estados Unidos, siendo una esperanza para la industria de los hidrocarburos en Colombia la cual cuenta con la necesidad de adicionar reservas de petróleo y gas para poder afianzar la Seguridad Energética nacional.

Las facilidades de recolección y tratamiento del campo Llanito son compatibles para desarrollar el yacimiento no convencional, sin embargo, la planta deshidratadora no es óptima con el crudo producido del YNC, además es necesario implementar facilidades de flowback y aumentar la capacidad de tratamiento del gas debido a que solo es posible tratar el 23,95% de la producción de gas combinada. A partir de este estudio se debe realizar el diseño de los tanques de almacenamiento con la norma API MPMS Capitulo 19.

La tecnología de flowback más adecuada para implementar en el yacimiento no convencional es la destilación con membranas, debido a que cumple los requerimientos técnicos

(eficiencia mayor al 85%) y de capacidad de tratamiento del fluido de retorno, además es el método con menor costo capital y menor costo de tratamiento, sin embargo no cumple con la norma de vertimientos Resolución 0631 de 2015, siendo la compresión con vapor, la que cumple con un mayor número de parámetros, sin embargo no cumple con toda la norma. Adicionalmente ninguna tecnología de las evaluadas cumple con los requerimientos para la reutilización del agua (Resolución 1207 de 2014), con desempeños realmente bajos, por ende, se recomienda investigaciones posteriores a esta en el que se determine la combinación de tecnologías de flowback capaces de cumplir con la norma colombiana de vertimientos y/o reutilización.

El Levantamiento por Gas es el sistema de levantamiento artificial que presenta mejor desempeño tanto cualitativa como cuantitativamente para desarrollar el yacimiento no convencional en el Valle Medio del Magdalena en sinergia con el campo convencional, siendo el bombeo mecánico una alternativa muy viable para el segundo periodo de vida de los pozos.

Para futuros estudios complementarios se recomienda identificar las áreas específicas en donde se pueda implementar Gas Lift, con el objetivo que las inversiones sean soportadas tanto por el desarrollo convencional como no convencional.

Se debe evaluar el acceso al Gas, identificando arenas convencionales con gas que no hayan sido explotadas como por ejemplo arenas Colorado en Llanito. Se debe identificar la conexión a un Gasoducto cercano al desarrollo de no convencionales para evaluar el costo que se tendría de acceso al gas. Realizar los análisis de integridad a las líneas de superficie de los campos existentes para evaluar la factibilidad de utilizarlas sin incurrir en riesgos.

Es necesario realizar estudios posteriores a este, en el cual se pueda determinar zonas de captación de agua cercanas al desarrollo de no convencionales para determinar el costo que conlleva la

captación y el transporte del agua para el periodo inicial de fracturamiento de la roca. Además, es necesario realizar un diseño de facilidades para tratar el gas producido por el campo no convencional.

A partir de los pilotos de no convencionales de Ecopetrol en el Valle Medio del Magdalena se debe complementar la información geológica y geofísica de los yacimientos no convencionales, analizando el impacto real que tiene la técnica dentro de los diferentes ecosistemas y las comunidades vecinas al desarrollo de los YNC, y con esto llevar a cabo una campaña de concientización con las comunidades con información verídica, evitando de esta forma la desinformación de la técnica.

Realizar un estudio posterior en el que realice un diseño de facilidades de superficie a partir de las mezclas de los hidrocarburos producidos por el campo convencional y no convencional, calculando el tiempo de retención adecuado para los diferentes fluidos.

Referencias bibliográficas

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. (2012). *CUENCA VALLE MEDIO DEL*

MAGDALENA Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos.

ANH. (2019). Saturacion de crudo retenido. *ANH.*

Aranguren-Campos, F. A., Calderón-Carrillo, Z., & Usuriaga-Torres, J. M. (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. *CT&F- Ciencia, Tecnología y Futuro*, 5-30.

Arnold, K., & Stewart, M. (2008). *Surface Production Operations Design of Oil Handling*

Systemas and Facilities. Burligton: Elsevier.

Ashaghi, K. S., Ebrahimi, M., & Czermak, P. (2007). Ceramic ultra- and nanofiltration Ceramic

ultra- and nanofiltration. *Open Environ Journal 1*, pp. 1-8.

Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. A., & Martinez, J. F. (2007). *Colombian Sedimentary Basins,*

Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá: ANH.

Beltran, M. Z., & Romero, M. L. (1992). *Análisis geométrico de las estructuras principales que*

enmarcan la parte norte del Valle Medio del Magdalena con énfasis en el anticlinal de

La Tigra. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia.

Bueno Serrano, E. (2018). *YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA: UNA MIRADA DESDE*

LO INSTITUCIONAL. ANH.

Çakmakce, M., Kayaalp, N., & Koyuncu, I. (2008). Desalination of produced water from oil production fields by membrane processes. *Desalination and the Environment*, (págs. 176-186). Halkidiki, Grecia.

Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED). (1995). *Ingeniería de Producción*.

Colorado School of Mines . (2019). *An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water*. RPSEA.

Córdoba, F., López, C., Rolón, I., Buchelli, F., & Sotelo, C. (2001). *Proyecto evaluación regional del Valle Medio del Magdalena y Cordillera (Informe Interno)*. Bogotá: Ecopetrol.

Cortés, M., Collett, B., & Angelier, J. (2006). Structure and tectonics of the central segment of the Eastern Cordillera of Colombia. *Journal of South American Earth Sciences*, págs. 437–465.

Daigle, T. (2012). Ultra-deep Water Discharge of Produced Water And/or Solids at. *Report prepared by Fluor Offshore Solutions*.

Duraisamy, R. T., Beni, A., & Henni, A. (2013). State of the art treatment of produced. *Water Treatment* (pp. 199-222). Rijeka, Croatia: InTech.

Durkee, J. (2008). Cleaning Times, Metal Finishing. En J. Durkee, *Cleaning times: The second cleaning process: The oil skimmer—Part III* (págs. 59-61). ELSEVIER.

Ecolotron. (2014). *Treatment of flow back and produced water from the hydraulic fracturing of oil shale – Eagle Ford formation*. McMullen County Texas.

Energy Information Administration. (2021). *Drilling Productivity Report*. EIA.

Halliburton. (2014). Produced and flow back water recycling and reuse. Economics, limitations and technology. *Oil and Gas Facilities*, 16-22.

Hommel, R. K. (1990). Formation and physiological role of biosurfactants produced by hydrocarbon-utilizing microorganisms. *Biodegradation 1*, 107-119.

Hu, Q., Zhang, C., Wang, Z., Chen, Y., Mao, K., Zhang, X., & Zhu, M. (2008). Photodegradation of methyl tert-butyl ether (MTBE) by UV/H₂O₂ and UV/TiO₂. *Journal of Hazardous Materials*, pp. 795-808.

Jiménez, S., Micó, M., Arnaldos, M., Medina, F., & Contreras, S. (2017). State of the art of produced water treatment. *Chemosphere Volume 192*, 186-208.

Johnsen, S., Grini, P. G., Hjelsvold, M., & Johnsen, S. (2013). Choosing produced water treatment technologies based on environmental impact reduction. *SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*. Society of Petroleum Engineers.

Kondash, A., & Vengosh, A. (2015). Water Footprint of Hydraulic Fracturing. *Environmental Science and Technology Letters*, 276-280.

Lozano, E., & Zamora, N. (2014). *ANEXO N COMPILACIÓN DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA*. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano, Ministerio de Minas.

Martínez, M. J. (1991). *Ingeniería de gas, principios y aplicaciones Diseño Conceptual de Separadores*. Maracaibo: Ingenieros Consultores, S.RL.

McGhee, T. J. (1991). Treatment of brackish and saline waters. En *Water Supply and Sewerage*, Sexta edición. Nueva York: McGraw-Hill Inc.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2014). *RESOLUCIÓN NÚMERO 1207 DE 2014*.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2015). *Resolución 0631 de 2015*.

Osisanya, S., & Haroun, M. (2014). Evaluation of cementing and stimulation techniques for horizontal Wells drilled in unconventional shale formations. *SPE International Petroleum Exhibition and Conference*. Abu Dabi.

Rivera de La Ossa, J. E. (2010). *EVALUACION DE LA INYECCION DE GAS DE COMBUSTION DE LA REFINERIA DE BARRANCABERMEJA COMO METODO DE RECOBRO EN EL CAMPO LLANITO*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

Sáchica, J., Arrieta, V., Cohen, E., Paez, W., Amaya, R., Quiñonez, C., . . . Camacho, A. (2019). Cien años de experiencia en Sistemas de Levantamiento Artificial puestos al servicio. *ACIPET*.

Sarmiento, L. F. (2011). *Middle Magdalena Basin Vol. 11*. Medellín: ANH-Universidad EAFIT.

Schwarz, M. P., Koh, P., Wo, J., Nguyen, B., & Zhu, Y. (2019). Modelling and measurement of multi-phase hydrodynamics in the Outotec. *Minerals Engineering*.

Slutz, J., Anderson, J., Broderick, R., & Horner, P. (2012). Key shale gas water management strategies: an economic assessment tool. *SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and*.

Tapias Cote, C. G. (s.f.). Credencial Historia No. 266 De la concesión de mares y la tronco hasta Ecopetrol. *Red Cultural del Banco de la República en Colombia Banrepcultural*.

Walls, J. D., Cerón, M. R., & Anderson, J. (2014). Characterizing Unconventional Resource Potential in Colombia; a Digital Rock Physics Project. *Unconventional Resources Technology Conference*. Denver, Colorado, USA: Unconventional Resources Technology Conference.

