

ANALISIS DEL RECOBRO MEJORADO PARA LA FORMACION LA LUNA A
PARTIR DE LA ANALOGIA CON SHALE PLAYS EN ESTADOS UNIDOS



JORGE ALBERTO ROCHA SÁNCHEZ

Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2019

ANALISIS DEL RECOBRO MEJORADO PARA LA FORMACION LA LUNA A
PARTIR DE LA ANALOGIA CON SHALE PLAYS EN ESTADOS UNIDOS

JORGE ALBERTO ROCHA SÁNCHEZ

Trabajo para optar por el título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos

DIRECTOR
CESAR AUGUSTO PATIÑO SUAREZ
Ingeniero de Petróleos MBA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2019

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por brindarme la posibilidad de continuar mis estudios y por las miles de bendiciones que me da día a día. ¡Sin él y sin su perfecta voluntad no seríamos quien somos!

A mi familia, mi papa, mi mama y mi hermano, por su amor y apoyo incondicional.

A mi Director, Ingeniero Cesar Patiño, por su apoyo personal, técnico y por la confianza que ha depositado en mí para el desarrollo de mis diferentes proyectos.

A la Dr. Gloria Stella Garcia, por su vasta experiencia en Recobro Químico Mejorado aplicado a yacimientos no Convencionales, principalmente Wolfcamp, Avalon y Big Spring, west Texas, USA.

A la Universidad Industrial de Santander y a sus docentes por el desarrollo de este programa de especialización en producción de hidrocarburos.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	14
2. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	16
2.1. TIPOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.....	16
2.1.1. Crudo Asociado a Lutitas o Shale Oil o Shale Gas	16
2.1.2. Yacimientos de Crudo o gas apretado (Tight Sands)	18
2.1.3. Yacimientos de Crudo Extra Pesado (Heavy oil)	18
2.1.4. Yacimientos de Arenas Bituminosas (Tar Sands).....	19
2.1.5. Yacimientos de Gas Metano Asociado a Mantos de Carbón (Coal Bed Methane)	20
3. CARACTERISTICAS DE LOS PRINCIPALES SHALE PLAYS EN ESTADOS UNIDOS.....	22
3.1. PROYECTOS EOR EN SHALE PLAYS EN ESTUDIO.....	24
3.1.1 Shale Play Bakken.....	24
3.1.2 Shale Play Eagle Ford	32
4 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA.....	37
4.1 FORMACIÓN LA LUNA.....	38
4.1.1 Miembro Galembo	39
4.1.2 Miembro Salada.....	39
5 RECOBRO MEJORADO PARA YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	44
5.1 INYECCIÓN DE GAS EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.....	44
6 CRITERIOS Y RECOMENDACIONES EN EL DESARROLLO DE ACTIVIDADES DE RECOBRO MEJORADO (EOR)	56
6.1 COMPARACIÓN DE PROPIEDADES ENTRE LA FORMACIÓN LA LUNA Y LOS SHALE PLAYS EN ESTUDIO	56
6.1.1 Promedio de las Porosidades	56
6.1.2 Promedio de las Permeabilidades	57
6.1.3 Promedio del Contenido Orgánico Total	58
6.1.4 Promedio de la Reflectancia de la Vitrinita	60
6.2 ANÁLISIS DE LOS PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN	62
7 CONCLUSIONES	76
8 RECOMENDACIONES.....	77
BIBLIOGRAFÍA.....	78
ANEXOS.....	82

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Porosidad y Permeabilidad en la Roca	16
Figura 2. Yacimientos No-convencionales de Gas asociado a Lutitas (Shale Gas) 17	
Figura 3. Gas No Convencional	21
Figura 4. Producción de Aceite en Estados Unidos	25
Figura 5. Prueba Piloto 1 Inyección de CO ₂ Huff-n-Puff.....	26
Figura 6. Prueba Piloto 2 Inyección de CO ₂ Huff-n-Puff.....	26
Figura 7. Datos de Producción de Aceite Prueba Piloto 3 en Operaciones de Inyección.....	27
Figura 8. Datos de Producción de Agua, Prueba Piloto 3 en Operaciones de Inyección.....	28
Figura 9. Datos de Producción de Aceite Prueba Piloto 4 en Operaciones de Inyección Continua de Agua.	29
Figura 10. Datos de Producción de Agua, Prueba Piloto 4 en Operaciones de Inyección Continua de Agua.	29
Figura 11. Tasas de Producción de Aceite y Agua Prueba Piloto 6 de Inyección Continua de Agua.	30
Figura 12. Tasas de Producción de Aceite, PruebaPiloto 7 de Inyección Continua de Gas.	31
Figura 13. Tasas de Producción de Gas Prueba Piloto 7 de Inyección Continua de Gas.	32
Figura 14. Flujo de Trabajo para la Evaluación de la Aplicación de EOR para Yacimientos No Convencionales.	33
Figura 15. Inyección Huff-n-Puff Shale Play Eagle Ford.....	34
Figura 16. Grafico Producción Acumulada de Petróleo para el Shale Play Eagle Ford.36	
Figura 17. Proyecciones y Oportunidades Yacimientos No Convencionales....	37
Figura 18. Perfil Integrado de Petrofísica a partir de la Herramienta ShaleXpert, con Resultados de Análisis de las Fases I,II y III de INGRAIN.	41
Figura 19. Relación entre el Porcentaje de Materia Organica y el Desarrollo de las Fracturas en Shales.	42
Figura 20. Ejemplo de una Microfractura Usando Tecnología de Microscopía Electrónica de Barrido.....	46
Figura 21. Inyección de CO ₂ : Propiedades que Modifican.	47
Figura 22. Proceso de Inyección de CO ₂ para Recobro Mejorado (EOR).....	50
Figura 23. Proceso de Inyección de CO ₂	51
Figura 24. Recuperación Mejorada por Proceso de Inyección de CO ₂	54

Figura 25. Clasificación del Contenido Orgánico Total (TOC)	59
Figura 26. Resultado de la Analogía por Comparación entre los Miembros Salada y Galembo de la formación La Luna y el Conjunto de Shale Plays Estudiados.	61
Figura 27. Concepto de Complejidad de una Fractura en la Roca Adaptada por Rickman et al. 2008.	63
Figura 28. Posible Flujo de Trabajo en Camino Hacia un Pronóstico de Producción.	64
Figura 29. Flujo de trabajo para la herramienta RTA	67
Figura 30. Flujo de Trabajo para la Herramienta RTA. Diagnostico.....	67
Figura 31. Flujo de Trabajo para la Herramienta RTA. Interpretación.	68
Figura 32. Flujo de Trabajo para la Herramienta RTA. Modelamiento	68
Figura 33. Flujo de Trabajo para la Herramienta RTA. Pronóstico.	69

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características principales de los Shale plays en Estados Unidos.	23
Tabla 2. Características Principales de la Formación La Luna, Formación Prospectiva para el Desarrollo de Shale plays en Colombia.....	39
Tabla 3. Criterios de Selección para diferentes Métodos de Recobro Mejorado en Yacimientos no Convencionales	70
Tabla 4. Análisis Básico de los Parámetros para Desarrollar una Herramienta de Selección de la Posible Aplicación de Operaciones de Recobro Mejorado en la Formación La Luna, Colombia.	72
Tabla 5 Parámetros en la caracterización de Yacimientos no Convencionales	74

LISTA DE GRAFICOS

Grafico 1. Promedio de las porosidades entre La Formación la Luna y Shale plays en estudio.	57
Grafico 2. Promedio de las Permeabilidades entre La Formación la Luna y Shale Plays en Estudio.	58
Grafico 3. Promedio del Contenido Orgánico Total entre La Formación la Luna y Shale Plays en Estudio.	59
Grafico 4. Promedio de la Reflectancia de la Vitrinita entre La Formación la Luna y Shale Plays en Estudio.	60

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Software de análisis para métodos de recobro mejorado.....	82
---	----

RESUMEN

TITULO: ANALISIS DEL RECOBRO MEJORADO PARA LA FORMACION LA LUNA A PARTIR DE LA ANALOGIA CON SHALE PLAYS EN ESTADOS UNIDOS.¹

AUTOR: JORGE ALBERTO ROCHA SÁNCHEZ²

PALABRAS CLAVE: Recobro Mejorado, Formación La Luna, Shale Plays, Inyección, Factor de Recobro.

DESCRIPCIÓN:

Se realiza una analogía entre las principales formaciones de Yacimientos no Convencionales en Estados Unidos y Colombia, tomando como ejemplo las Formaciones Marcellus, Eagle Ford, Bakken y La Luna respectivamente, con el fin de analizar el posible desarrollo de operaciones de Recobro Mejorado para yacimientos no convencionales.

Como primer enfoque se presentan los diferentes tipos de yacimientos no convencionales, mostrando su clasificación y principales características, diferenciándose de los convencionales, ya que en este tipo de yacimientos los hidrocarburos están contenidos bajo condiciones geológicas que impiden el movimiento de los fluidos debido a su baja permeabilidad o a altos valores en la viscosidad del fluido contenido en la roca, esto involucra una serie de desafíos en su explotación y recuperación.

Es preciso visualizar el potencial de recursos contingentes que podría traer la Formación La Luna a los activos del país, específicamente en el desarrollo de operaciones de recobro mejorado en yacimientos no convencionales en la cuenca del valle medio del magdalena.

La recuperación secundaria y terciaria, hoy en día ya presenta desarrollos en los campos análogos a la Formación La Luna, es de allí de donde se tomarán las mejores prácticas, lecciones aprendidas y alternativas a ser tenidas en cuenta en el método de recuperación óptimo. De estos análisis la inyección de gas han

¹ Monografía

² Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director Cesar Augusto Patiño Suarez.

generado gran valor a los activos que han incluido esta técnica en su plan de desarrollo.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF THE ENHANCED OIL RECOVERY FOR THE FORMATION LA LUNA FROM ANALOGY WITH SHALE PLAYS IN THE UNITED STATES.³

AUTHOR: JORGE ALBERTO ROCHA SÁNCHEZ⁴

KEYWORDS: Enhanced Oil Recovery, La Luna Formation, Shale Plays, CO₂ injection, Recovery Factor.

DESCRIPTION:

An analogy is made between the main non-conventional reservoir formations in the United States and Colombia, taking as an example the Marcellus, Eagle Ford, Bakken and La Luna Formations respectively, in order to analyze the possible development of EOR operations of non-conventional reservoirs.

As a first approach, the different types of non-conventional deposits are presented, showing their classification and main characteristics, differing from the conventional ones, since in this type of deposits hydrocarbons are contained under geological conditions that prevent the movement of fluids due to their low permeability or high values in the viscosity of the fluid contained in the rock, this involves a series of challenges in their exploitation and recovery.

It is necessary to visualize the potential for contingent resources that the La Luna Formation could bring to the country's assets, specifically in the development of improved recovery operations in non-conventional deposits in the middle Magdalena Valley basin.

The secondary and tertiary recovery, today already presents developments in the fields analogous to the La Luna Formation, is where the best practices, lessons learned and alternatives to be taken into account in the optimal recovery method will be taken from. From these analyses the management of gas injection has generated great value to the assets that have included this technique in their development plan.

³ Monograph

⁴ Physicochemical Engineering Faculty. Hydrocarbon Production Specialization. Director: Cesar Augusto Patiño Suarez.

1. INTRODUCCIÓN

Maximizar la producción de hidrocarburos de manera eficiente en yacimientos no convencionales, es uno de los principales objetivos de las compañías operadoras petroleras en el mundo, para cumplir con este propósito, es necesario analizar los diferentes métodos de recobro para yacimientos no convencionales implementados en la actualidad.

En Colombia, con base en información de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el potencial de reservas probadas en la cuenca del valle medio del Magdalena es de 69.6 MMbbl, siendo La formación La Luna el principal objetivo de análisis para el desarrollo de este trabajo como principal unidad generadora de Hidrocarburos de esta cuenca.

Como objetivo principal para la industria petrolera en Colombia, el aumento en los valores del Factor de Recobro es la siguiente etapa en el camino hacia un autoabastecimiento energético. Gracias a la implementación de nuevas tecnologías de Recobro Mejorado (Enhanced Oil Recovery - EOR), como la inyección de gas en la formación La Luna, será posible lograr un aumento en los valores de reservas de hidrocarburos en el país.

Considerando los planes de desarrollo que tendrían los yacimientos no convencionales en Colombia, se hace necesario incorporar desde ya los conceptos necesarios que se están dando a nivel mundial con las experiencias en recobro mejorado.

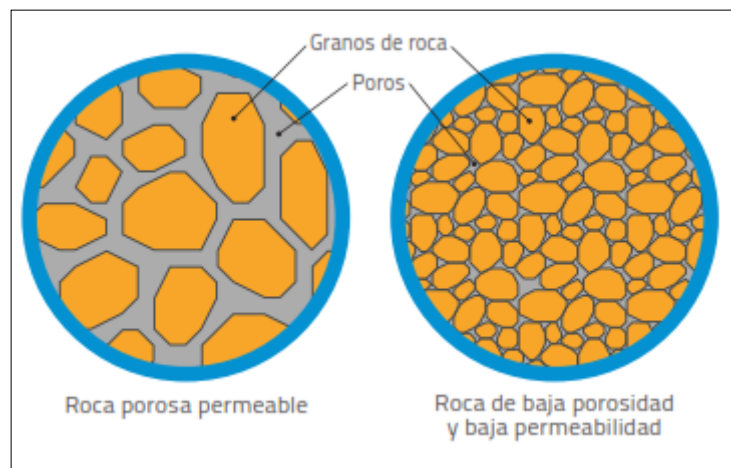
Esta monografía brindara el espectro de opciones y screening en EOR apropiado para las características y condiciones de la Formación La Luna. Nuevas tecnologías y procesos de innovación disruptiva se están aplicando en las exigencias de los yacimientos convencionales con los requerimientos en Integridad de pozos, manejo de efluentes, ciclo del agua, control de los gases de Metano y química incorporada en los procesos de explotación de este tipo de

yacimientos; con el fin de preparar a la industria para un ecosistema productivo alrededor de los yacimientos no convencionales.

2. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

A diferencia de los yacimientos convencionales, los yacimientos no convencionales son yacimientos de muy baja permeabilidad (Figura 1), esta condición petrofísica hace que el movimiento de fluidos sea lento, por lo que se hace necesario implementar técnicas de estimulación o fractura con el fin de lograr conexión entre los diferentes canales existentes entre poros que almacenan el hidrocarburo y generar flujo hacia el pozo.

Figura 1. Porosidad y Permeabilidad en la Roca



Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo, Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia, 2014.

2.1. TIPOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Entre los diferentes tipos de Yacimientos no Convencionales de gas y de petróleo se encuentran los siguientes:

2.1.1. Crudo Asociado a Lutitas o Shale Oil o Shale Gas: Según la Asociación colombiana del petróleo⁵, en este tipo de yacimiento el petróleo o gas se encuentra atrapado en un tipo de roca arcillosa de muy baja permeabilidad el

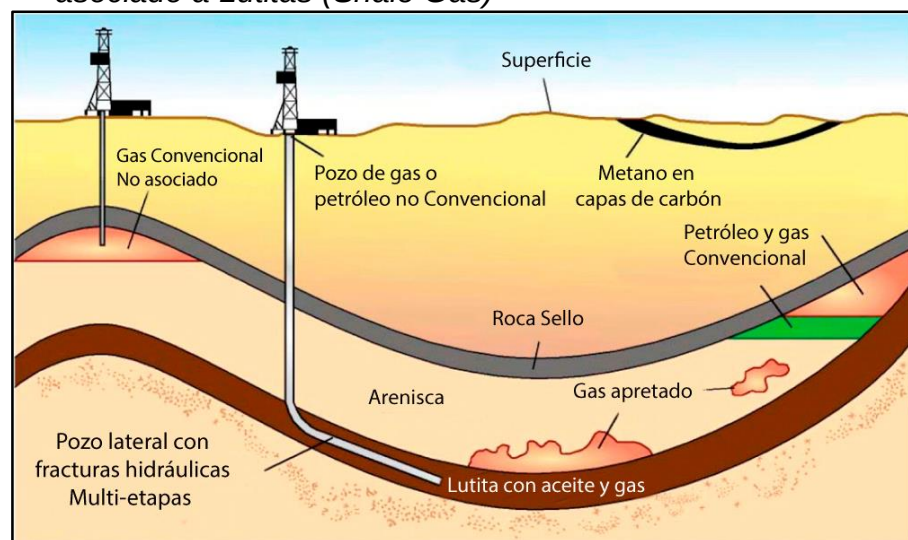
⁵ **Asociación Colombiana del Petróleo.** *Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia.* Bogotá : s.n., 2014.

cual se denomina shale o lutita; por este motivo la producción en cantidades comerciales demanda de diferentes tipos de operaciones a realizar en pozo, uno de estos es el fracturamiento hidráulico, el cual busca un aumento en los valores de permeabilidad.

Las características que se presentan en este tipo de yacimientos es que el fluido no se mueve dentro de la roca, el gas atrapado a nivel molecular dentro de sus poros, la porosidad es no efectiva pues sus poros no están interconectados entre sí.⁶

La formación de gas natural en el yacimiento, se da debido a que los esquistos negros que contienen material orgánico se fragmentan debido a condiciones de presión y temperatura, este se desliza a través de la roca formando depósitos convencionales de gas natural; debido a sus bajos valores de permeabilidad, las grandes cantidades de gas quedan atrapadas y absorbidas por la arcilla, lo que da lugar al Shale gas. **(Figura 2)**

Figura 2. Yacimientos No-convencionales de Gas asociado a Lutitas (Shale Gas)



Fuente: Yacimientos no Convencionales, Abad Perla, Aguilera Diana. México, 2015.

6 ABAD M, PERLA E y AGUILERA J, MARLEM D. Yacimientos no Convencionales Mexico : s.n., 2015.

2.1.2. Yacimientos de Crudo o gas apretado (Tight Sands): En el desarrollo de la industria petrolera a nivel mundial, surge la necesidad de buscar nuevos horizontes debido a la poca disponibilidad de yacimientos convencionales en la actualidad, es por esto que los yacimientos maduros son una buena alternativa. Los yacimientos de Tight Gas, son yacimientos en los cuales los hidrocarburos están almacenados en arenas compactas de muy baja permeabilidad y baja porosidad⁷. Tight Gas, es un término usado para hacer referencia a yacimientos con muy baja permeabilidad que producen principalmente gas seco. Los valores de permeabilidad para este tipo de yacimientos se encuentran por debajo de 0.1 md, producen a bajo caudal inicialmente y debido a la necesidad de implementar fracturamiento hidráulico los costos operacionales son mucho mayores a los de un yacimiento convencional.

2.1.3. Yacimientos de Crudo Extra Pesado (Heavy oil): Petróleo de alta viscosidad y densidad, que no fluye fácilmente, con un índice API menor que 20 grados API, lo que significa que su densidad relativa es superior a 0.933. El crudo pesado es una degradación por estar expuesto a bacterias, agua o el aire y por lo tanto hay una pérdida de fracciones ligeras, produciendo de esta manera fracciones más pesadas.

La producción de crudo pesado demanda de varios retos de producción especiales, sin embargo, las diferentes operaciones que se realizan en campo para la producción de este tipo de crudo contribuyen a que los yacimientos de crudo pesado se conviertan en activos rentables para el productor. El petróleo pesado se caracteriza por ser un fluido denso y viscoso, lo cual genera diferentes retos a la hora de producir este tipo de hidrocarburo. La viscosidad a temperatura de yacimiento, es uno de los parámetros más importantes a la hora de producir este tipo de recurso, debido a que este determina que tan fácil fluirá el petróleo a través del yacimiento. La densidad es un factor importante en el proceso de

⁷ BARRERIRO E. y MASARIK, G. Los reservorios no convencionales, un "fenómeno global". 2011.

refinación, ya que es un mejor indicador de los derivados en el proceso de destilación.

El petróleo pesado se define como petróleo con 22.3 °API o menor densidad. Los petróleos con valores menores de 10 °API o menor densidad se conocen como crudos extra pesados, ultrapesados o superpesados debido a que son más densos que el agua.

La viscosidad de los crudos convencionales puede oscilar entre 1 Cp⁸ y aproximadamente 10 Cp. Los valores de viscosidad de los crudos pesados y extrapesados puede variar entre menos de 20 Cp y más de 1.000.000 Cp.

2.1.4. Yacimientos de Arenas Bituminosas (Tar Sands): Arenas impregnadas por aceite bituminoso, el cual se caracteriza por sus altos valores de densidad y viscosidad. Son mezclas de arena o arcilla, agua y bitumen, el cual es altamente pesado en su composición. La extracción de las arenas bituminosas se puede realizar de dos maneras, la primera, si el yacimiento es somero, se extrae por medio de operaciones mineras para luego ser trasladada en camiones a instalaciones de limpieza, en la que posteriormente se mezcla con agua caliente para separar el bitumen. La segunda, cuando el yacimiento es profundo, se realiza la extracción por métodos in-situ. Este tipo de operaciones separan el bitumen de la arena bajo tierra mediante el uso de vapor, se realiza el calentamiento del vapor hasta que permita que sea bombeado hasta superficie.

Al igual que el crudo extra pesado, este tipo de hidrocarburo tiene una gravedad API menor a 10, sin embargo, su viscosidad es mayor de los 10.000 Cp, por lo que a condiciones de yacimiento no tiene movilidad. Está contenido en arenas o rocas porosas formadas principalmente por carbonatos y este mezclado con compuestos inorgánicos.⁹

⁸ Centipoise: Unidad de medida para la viscosidad.

⁹ MORENO B, MARÍA M y PÉREZ G, YOHAM A. Identificación y manejo de los problemas ambientales en la explotación de las arenas bituminosas del río Guejar. Bucaramanga: s.n., 2015.

2.1.5. Yacimientos de Gas Metano Asociado a Mantos de Carbón (Coal Bed Methane)

Gas natural extraído de capas de carbón. Debido a su alto contenido en materia orgánica el carbón retiene gran cantidad de gas adsorbido.¹⁰

Es considerado una mezcla de gases principalmente metano en una concentración mayor al 92%, algo de etano, propano, CO₂, N₂ y agua. El CBM¹¹ es extraído de lechos de carbón superficiales, inundados por acuíferos con presión hidrostática suficiente para mantener el CH₄ dentro de la estructura del carbón.

El metano de yacimiento carbonífero, es el de más rápido crecimiento entre los recursos no convencionales, actualmente la actividad exploratoria se realiza en al menos 29 países y en cada continente. Las estimaciones preliminares del gas in situ para el CBM alrededor del mundo oscilan entre 6.000 y 24.000.

2.1.5.1. Origen del Gas Metano:

- Convencional: La exploración convencional representa más riesgo en sus operaciones, debido a la dificultad de localizar yacimientos debido a su pequeño tamaño.
- No Convencional: Este puede existir en áreas muy extensas, lo que reduce significativamente el riesgo en los procesos de exploración. El gas está contenido en la formación productiva que puede actuar como fuente, reservorio y sello de Lutitas, Tight sands, lechos de carbón o hidratos de gas, **Figura 3.**

¹⁰ ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO. Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia. Bogotá : s.n., 2014.

¹¹ Coalbed Methane

Figura 3. Gas No Convencional



Fuente: Úbeda, Juan. Coalbed Methane, Buenos Aires, 2008.
(Modificado por el autor).

3. CARACTERISTICAS DE LOS PRINCIPALES SHALE PLAYS EN ESTADOS UNIDOS

Estados Unidos, se ha convertido en potencia mundial en la producción de hidrocarburos, es uno de los países con mayores reservas de hidrocarburos no convencionales, por lo tanto, para el desarrollo de este trabajo se seleccionaron tres formaciones las cuales son consideradas como Shale plays con gran potencial de hidrocarburo no convencional en Estados Unidos (Marcellus, Eagle Ford y Bakken). A continuación, se presentan las principales características y propiedades de cada uno de los Shale plays seleccionados para el estudio:

Tabla 1. Características principales de los Shale plays en Estados Unidos.

FORMACIÓN	MARCELLUS	EAGLE FORD	BAKKEN
Edad	Devónico Medio	Cretácico	Devónico-Carbonífero temprano
Área aproximada (Acres)	15.000.000	3.000.000	192.000.000
Cuenca	Appalachian	Appalachian	Williston
Composición Mineralógica	Cuarzo 38% Calcita 14% Dolomita 3% Arcilla 40% Otros 5%	Cuarzo 3% Calcita 77% Dolomita 2% Arcilla 8% Otros 4%	Cuarzo 51% Calcita 3% Dolomita 30% Arcilla 14% Otros 2%
Porosidad (%)	4-10	4-10	4-8
Permeabilidad (μ d)	0.2-0.9	1-1.5	<100
Espesor (ft)	50-300	100-330	25 (Superior), 85 (Medio) y 50 (Inferior)
TOC (Total Organic Carbon)	3-12	2-9	5-10
Profundidad Promedio (ft)	3.300-8.800	5.500-14.400	10.000-12.000
Gradiente de presión (Psi/ft)	0.4-0.6	0.4-0.65	0.5-0.7
Tipo de Hidrocarburo	Gas Condensado	Gas Seco, Gas húmedo/Condensado y petróleo de API entre 33° y 50°	Gas Condensado Petróleo con un API promedio entre 39° y 46°
Temperatura (°F)	110-160	170-231	158-280
Tipo de Kerogeno	I,II y III	I y II	I y II
Ro (%)	0.8 – 3	0.68 – 1.5	N/A

Fuente 1. Información tomada del trabajo: Propuesta de desarrollo para Shale Plays Colombianos, Evert Julián Rengifo Ordoñez, 2016.

El Shale Play Marcellus, es el que presenta mayores valores de recursos técnicamente recuperables TRR (410 Tcf) y es el que presenta menor rango de temperatura de formación (110-160 °F). Por otro lado, Eagle Ford es el único

conjunto de Shale plays entre los seleccionados, que posee depósitos de gas seco, gas húmedo/condensado y petróleos en áreas bien definidas; esto es debido al aumento de la maduración térmica de la formación¹²

El tipo de Kerogeno I y II, está presente en las tres formaciones en estudio, lo que indica que refiriéndose al Kerogeno tipo I, son ambientes ricos en contenido de hidrogeno y bajo contenido de oxigeno siendo potencialmente petrolíferos, pero pueden también producir gas, por el Kerogeno tipo II, son ricos en contenido de hidrogeno y bajo contenido de Carbono, este tipo de Kerogeno puede generar petróleo o gas al evidenciar un aumento progresivo en los valores de temperatura y grado de maduración.

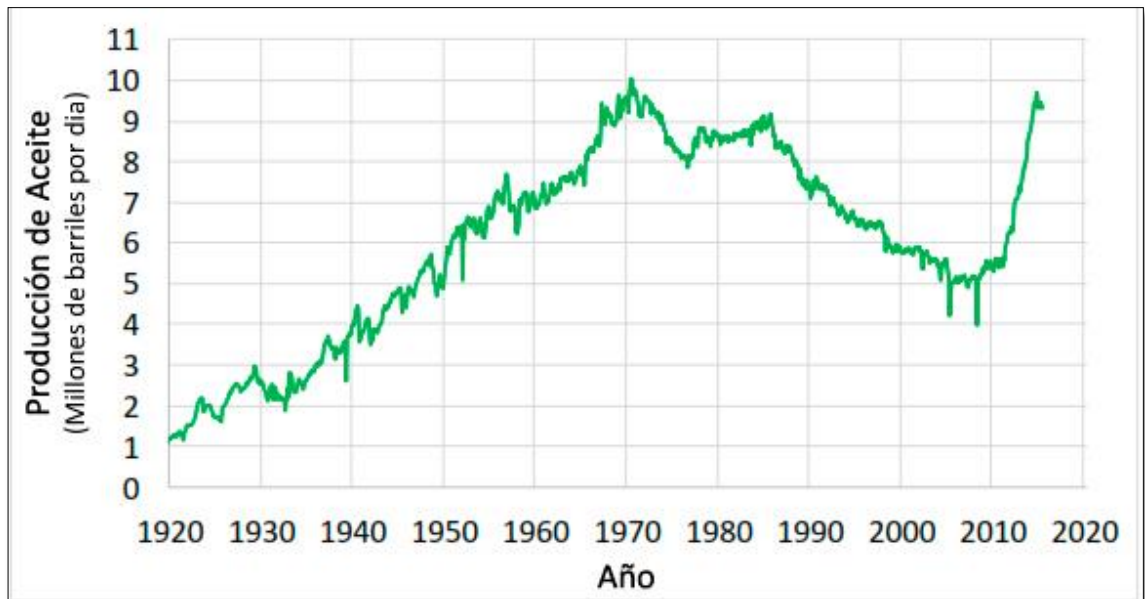
3.1. PROYECTOS EOR EN SHALE PLAYS EN ESTUDIO

3.1.1 Shale Play Bakken: La necesidad de realizar un recobro mejorado (EOR) ha sido documentada, pero muchos estudios han sido enfocados en modelos de simulación y pruebas de laboratorio. Este tipo de reservorios contienen miles de billones de barriles de aceite en Estados Unidos y Canadá. En los últimos nueve años, han sido realizados cierto número de pruebas piloto para inyección de agua y gas en Bakken; implementando las operaciones de EOR para lograr un incremento en el factor de recobro para yacimientos no convencionales ha sido de gran importancia para continuar con el proceso de desarrollo de estas formaciones.

En la **Figura 4** se observa el incremento en las tasas de aceite para Estados Unidos provenientes de yacimientos No Convencionales de alrededor de un 80%.

¹² ORDOÑEZ RENGIFO, Evert Julián. Propuesta de desarrollo para Shale Plays Colombianos. Bucaramanga : s.n., 2016.

Figura 4. Producción de Aceite en Estados Unidos



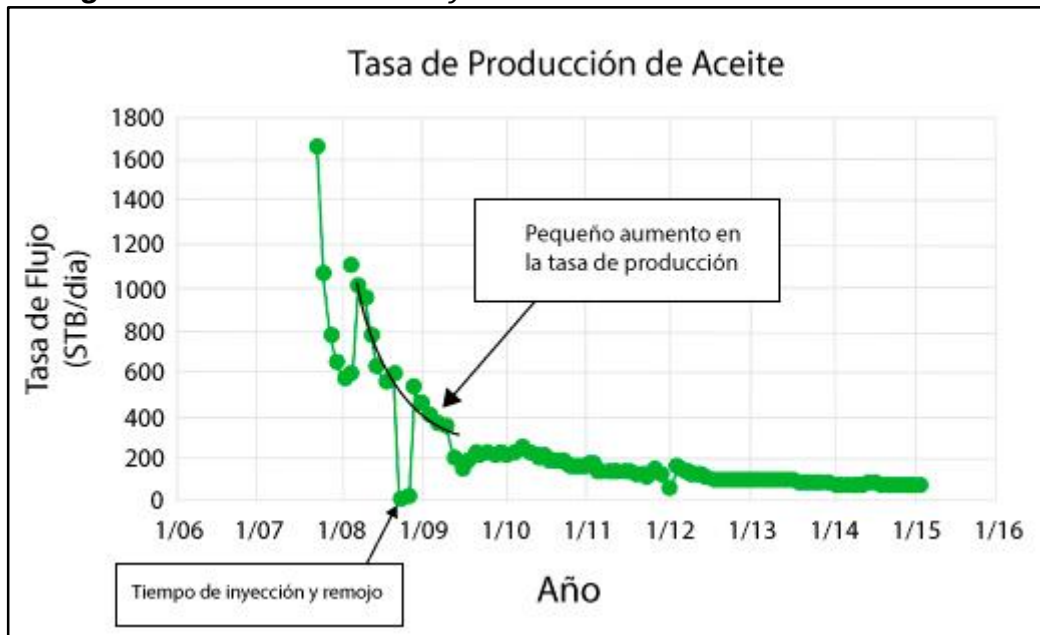
Fuente: Unconventional Enhanced Oil Recovery Pilot Projects in the Bakken Formation, Todd Hoffman – John Evans. 2017 (Modificado por el autor)

Para el shale play Bakken, se desarrollaron una serie de pruebas piloto, las cuales contaban entre sus actividades, modelamientos de reservorio y pruebas de laboratorio. Entre el año 2008 a 2014, específicamente en Montana y Dakota del Norte, se realizaron siete pruebas pilotos, cuatro de inyección Huff-n-Puff y tres de inyección continua de gas y de agua.

A continuación, se presenta un resumen de las pruebas piloto realizadas:

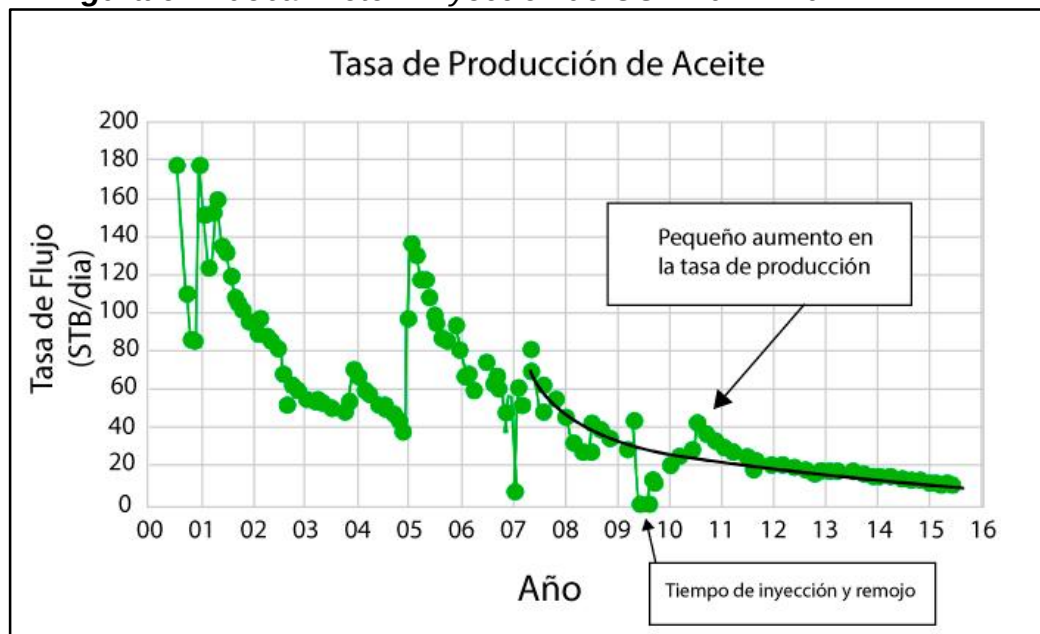
3.1.1.1 Pruebas Piloto Iniciales (1 y 2): Fueron realizadas en Montana y otra en Dakota del Norte, Figura 5 y Figura 6 respectivamente.

Figura 5. Prueba Piloto 1 Inyección de CO2 Huff-n-Puff



Fuente: Unconventional Enhanced Oil Recovery Pilot Projects in the Bakken Formation, Todd Hoffman – John Evans. 2017 (Modificado por el autor)

Figura 6. Prueba Piloto 2 Inyección de CO2 Huff-n-Puff.



Fuente: Unconventional Enhanced Oil Recovery Pilot Projects in the Bakken Formation, Todd Hoffman – John Evans. 2017 (Modificado por el autor)

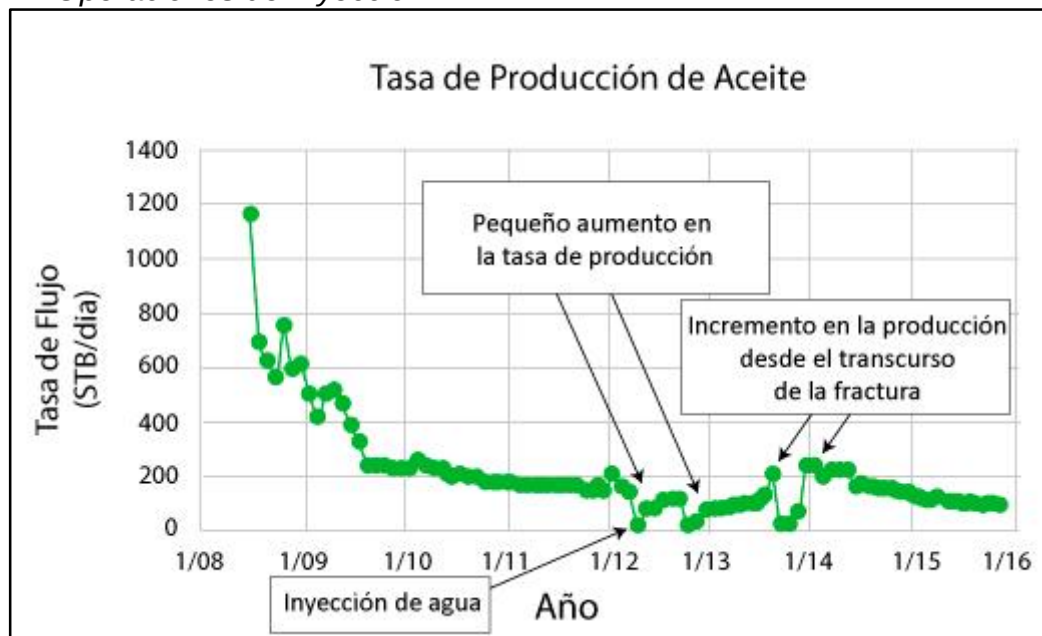
Las tasas de inyección para las pruebas piloto 1 y 2, fueron de aproximadamente 1500 Mscf/día manejando valores de presión entre 2000-3000 psi. El tiempo de ejecución de las pruebas se distribuyó de la siguiente manera, de 30 a 45 días

para la fase de inyección, 30 a 45 días en la fase de remojo y luego la fase de producción.

Como se observa en las figuras 5 y 6, de las pruebas piloto 1 y 2, las tasas de aceite adicional recuperado fueron muy bajas.

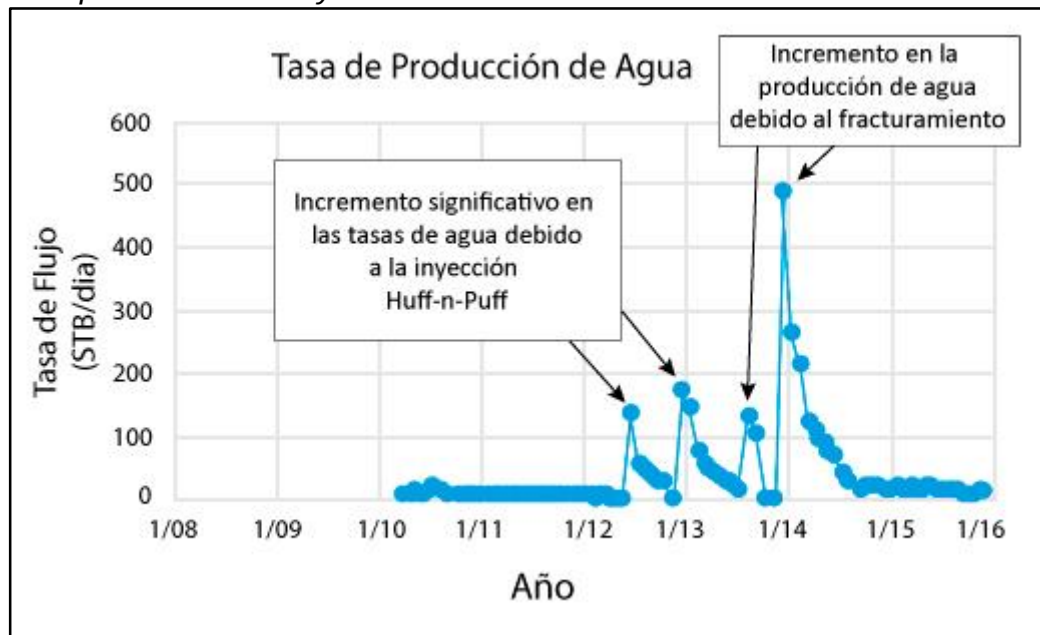
3.1.1.2 Prueba Piloto 3: Esta prueba fue realizada en Dakota del Norte, en la cual se realizó una inyección Huff-n-Puff de agua. La grafica de producción se presentan en las figuras 7 y 8 a continuación:

Figura 7. Datos de Producción de Aceite Prueba Piloto 3 en Operaciones de Inyección.



Fuente: Unconventional Enhanced Oil Recovery Pilot Projects in the Bakken Formation, Todd Hoffman – John Evans. 2017 (Modificado por el autor)

Figura 8. Datos de Producción de Agua, Prueba Piloto 3 en Operaciones de Inyección.



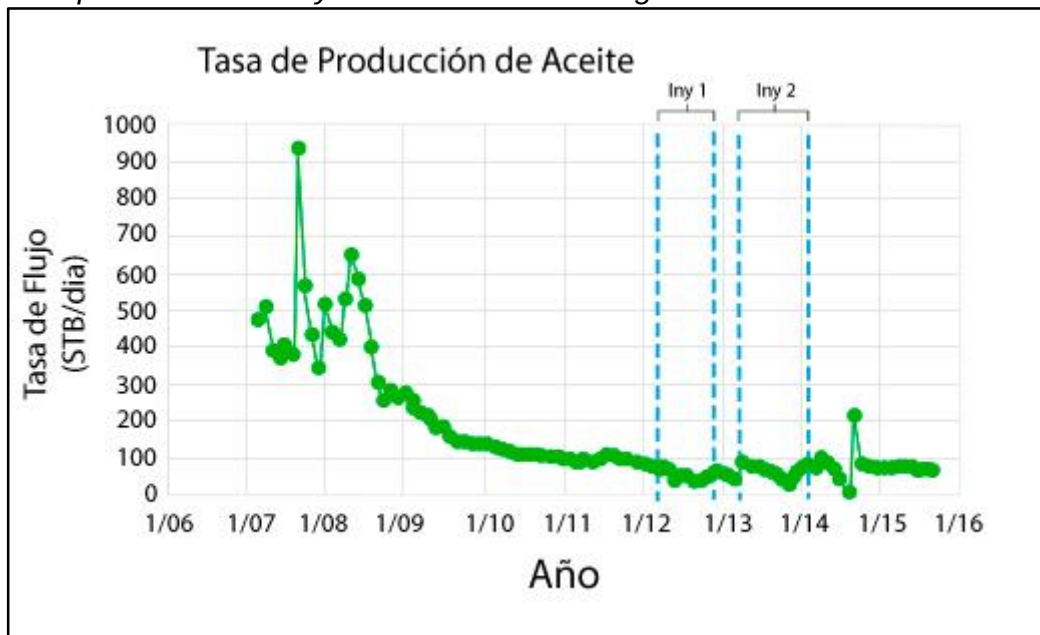
Fuente: Unconventional Enhanced Oil Recovery Pilot Projects in the Bakken Formation, Todd Hoffman – John Evans. 2017 (Modificado por el autor)

Las tasas de inyección en la prueba piloto 3, fueron de aproximadamente 1200 bbl/día, estas fueron realizadas en ciclos de 45 días con 14 días de espera en la fase de remojo. Estas pruebas fueron concluyentes, debido a que no hubo recuperación de aceite y los intervalos de fracturamiento complicaron los trabajos de interpretación.

3.1.1.3 Prueba Piloto 4: Esta Prueba también fue realizada en Dakota del Norte, en esta se realizaron operaciones de inyección continua de agua, en las cuales se observaron los siguientes comportamientos en la producción.

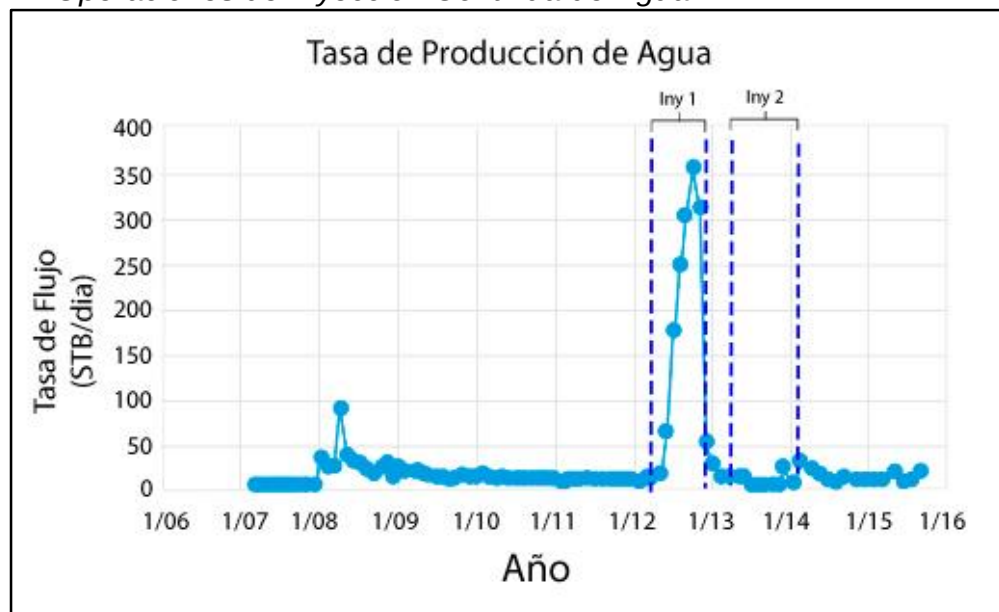
Las tasas de inyección en la Prueba Piloto 4 fueron de aproximadamente 1350 bbl/día por 8 meses, posteriormente 6 meses cerrado y 425 bbl/día por otros 10 meses como se observa en **Figura 9** y **Figura 10**.

Figura 9. Datos de Producción de Aceite Prueba Piloto 4 en Operaciones de Inyección Continua de Agua.



Fuente: Unconventional Enhanced Oil Recovery Pilot Projects in the Bakken Formation, Todd Hoffman – John Evans. 2017 (Modificado por el autor)

Figura 10. Datos de Producción de Agua, Prueba Piloto 4 en Operaciones de Inyección Continua de Agua.

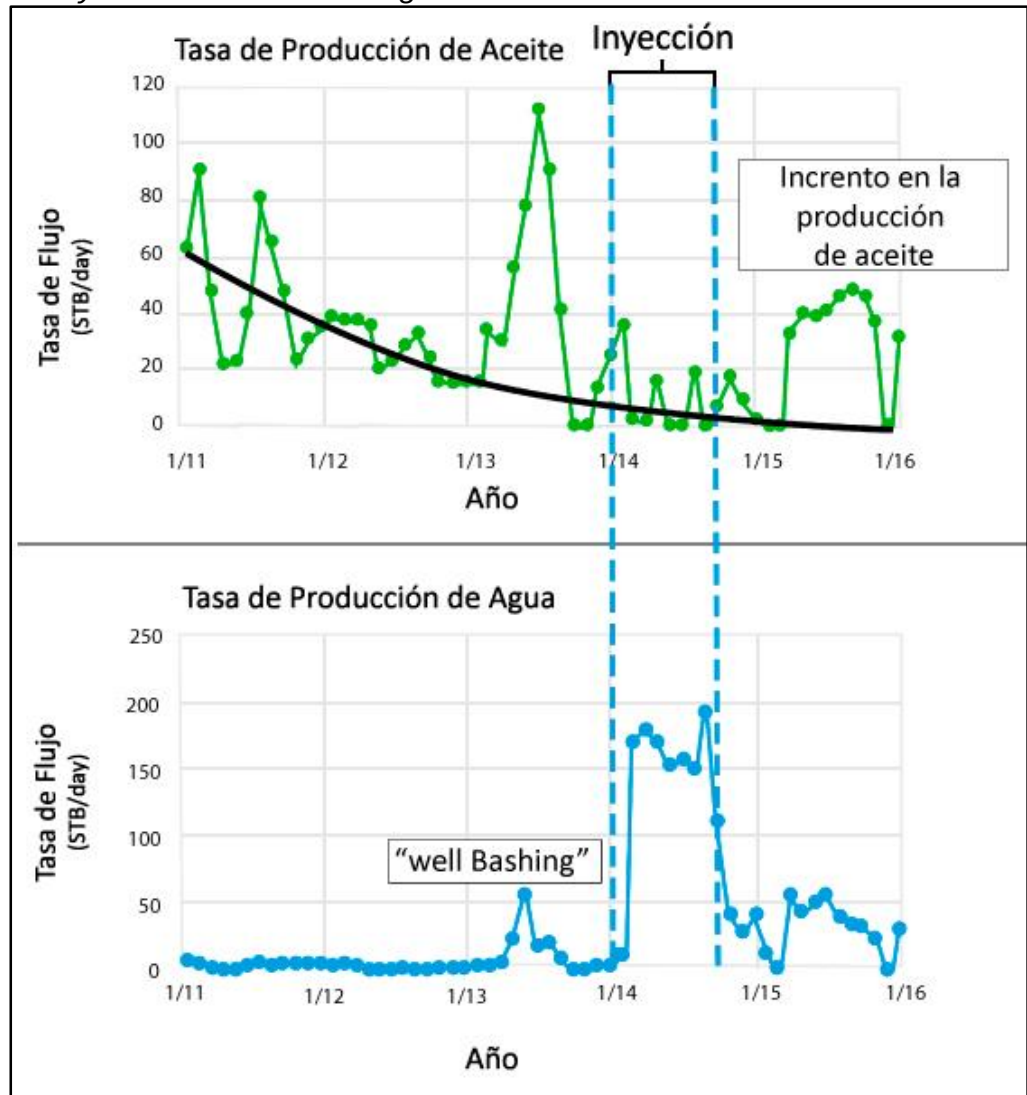


Fuente: Unconventional Enhanced Oil Recovery Pilot Projects in the Bakken Formation, Todd Hoffman – John Evans. 2017 (Modificado por el autor)

3.1.1.4 Prueba Piloto 6: Esta Prueba fue realizada en Montana, en la cual se realizaron operaciones de inyección continua de agua; en esta prueba las tasas de inyección fueron distribuidas de la siguiente manera: aproximadamente

1700 bbl/día por 3 meses y luego 900 bbl/día por 4 meses. Los resultados de la inyección se observan en la Figura 11.

Figura 11. Tasas de Producción de Aceite y Agua Prueba Piloto 6 de Inyección Continua de Agua.



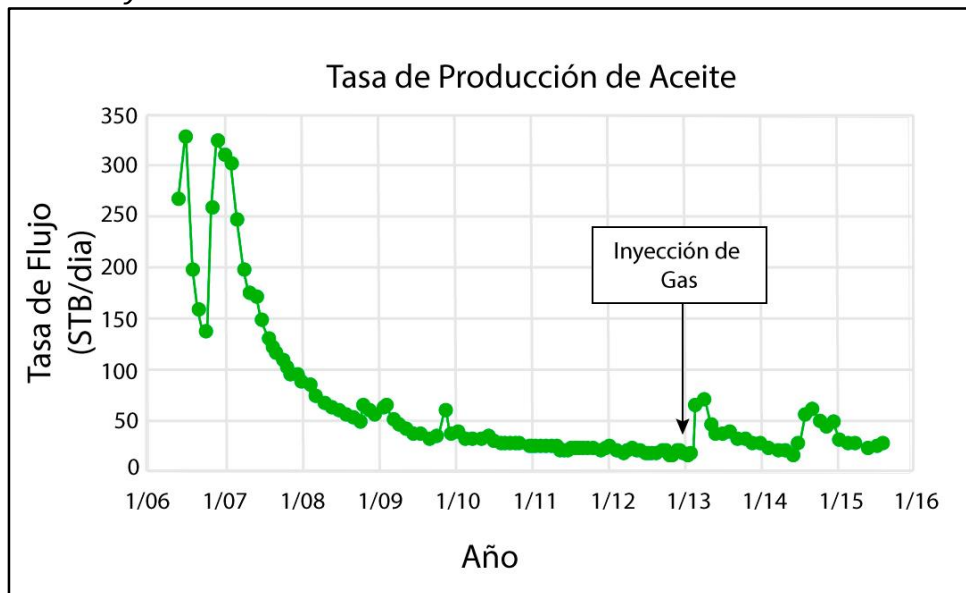
Fuente: Unconventional Enhanced Oil Recovery Pilot Projects in the Bakken Formation, Todd Hoffman – John Evans. 2017 (Modificado por el autor)

El término "well Bashing", hace referencia al golpe de pozo producto de la migración o entrada del fluido de fracturamiento en los pozos productores, este es un grave problema en las operaciones de fracturamiento, debido a que disminuyen los valores en los valores de producción y por lo tanto en las reservas asociadas a los pozos productores. En la prueba piloto 6, se puede observar que

el aumento en la producción de aceite se logra luego de los periodos de inyección de agua y del posterior reposo del sistema de inyección.

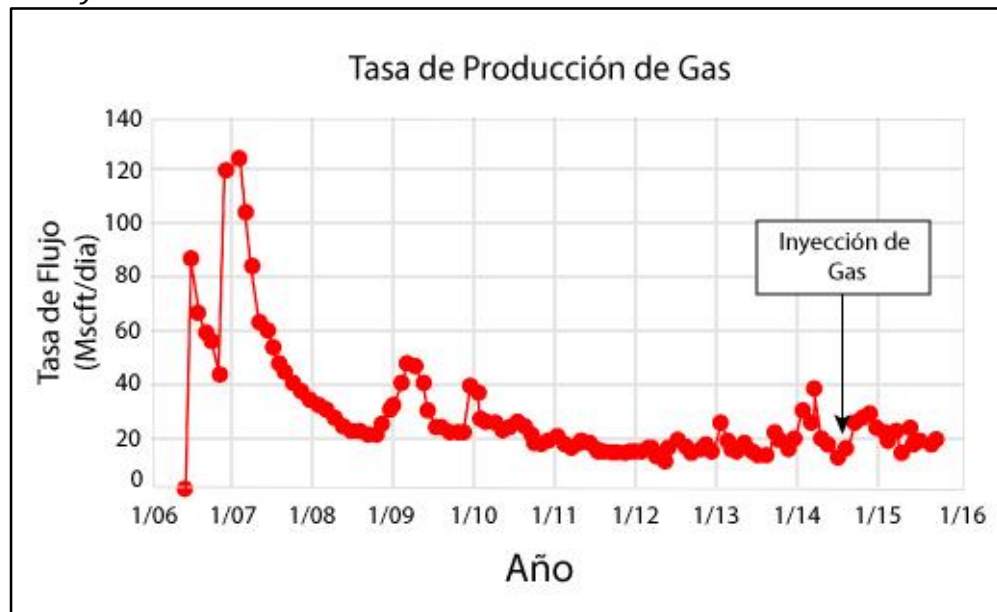
3.1.1.5 Prueba Piloto 7: En la Prueba Piloto final realizada en la formación Bakken, se realizaron operaciones de inyección continua de Gas. Las tasas de inyección fueron de aproximadamente 1700 Mscf/día por 2 meses. Los comportamientos de producción se pueden observar en la Figura 12 y Figura 13.

Figura 12. Tasas de Producción de Aceite, Prueba Piloto 7 de Inyección Continua de Gas.



Fuente: Unconventional Enhanced Oil Recovery Pilot Projects in the Bakken Formation, Todd Hoffman – John Evans. 2017 (Modificado por el autor)

Figura 13. Tasas de Producción de Gas Prueba Piloto 7 de Inyección Continua de Gas.



Fuente: Unconventional Enhanced Oil Recovery Pilot Projects in the Bakken Formation, Todd Hoffman – John Evans. 2017 (Modificado por el autor)

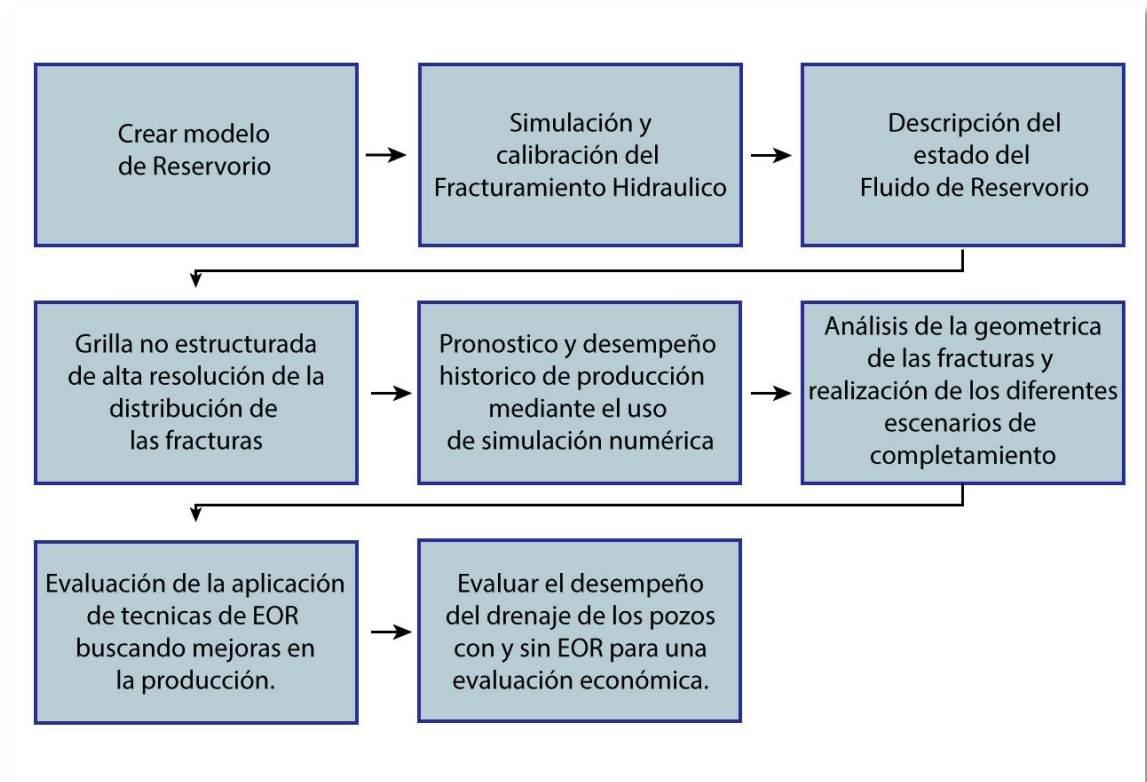
En las gráficas de producción de la prueba Piloto 7 presentadas anteriormente, se puede observar que luego de realizar la inyección de gas en los pozos, en todos los pozos se alcanza un aumento en la producción excepto en dos pozos los cuales presentaron comunicación durante los procesos de fractura. La prueba piloto 7 fue considerada como la más alentadora de todo el resto de pruebas realizadas en la formación Bakken.

En conclusión, los indicadores de las pruebas piloto para la formación Bakken fueron prometedores, pero estuvieron limitadas en cuestión de aplicabilidad e interpretación, por lo tanto, sería necesaria la realización de una segunda generación de pruebas piloto implementando ingeniería y tecnología adicional.

3.1.2 Shale Play Eagle Ford: En el shale play Eagle Ford, el principal objetivo era crear un modelo de fracturamiento hidráulico y un modelo de simulación numérico del reservorio acoplados basados en los datos de la ventana de aceite volátil más representativa de la formación, con el fin de evaluar la factibilidad técnica y económica para la inyección Huff-n-Puff de CO₂ en un pozo fracturado hidráulicamente en múltiples etapas.

Para el caso de estudio en Eagle Ford, el esquema general del flujo de trabajo se muestra en la **Figura 14** a continuación:

Figura 14. Flujo de Trabajo para la Evaluación de la Aplicación de EOR para Yacimientos No Convencionales.



Fuente: Enhanced Oil Recovery in Eagle Ford: Opportunities Using Huff-n-Puff Technique in Unconventional Reservoirs, Pankaj, P., Mukisa H., Solovyeva I., Xue H., 2018. (Modificado por el autor).

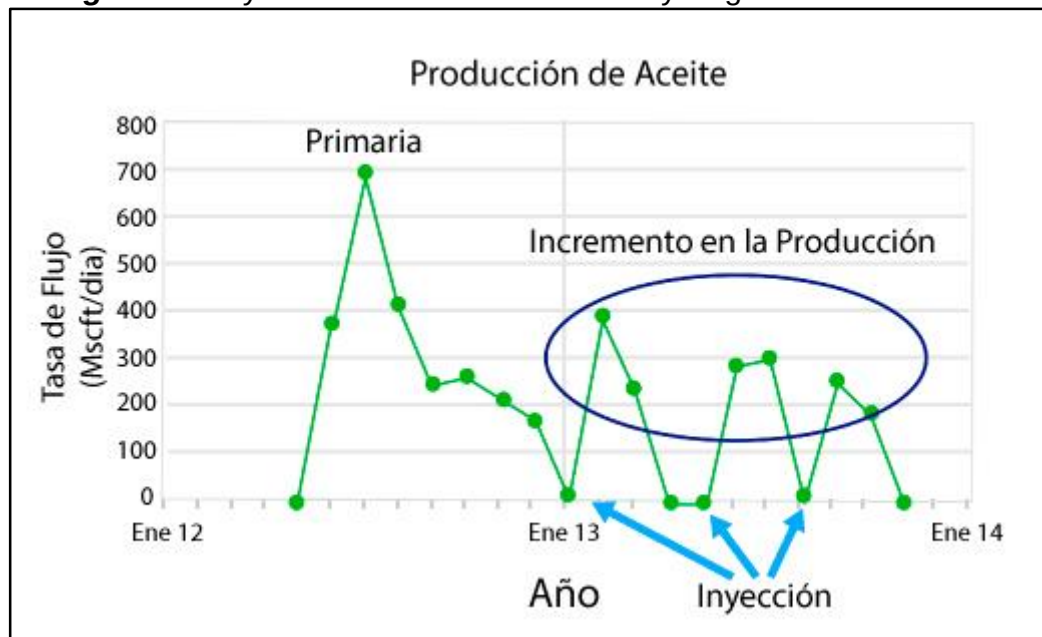
En el estudio realizado para las operaciones en Eagle Ford, dos etapas fueron integradas para investigar los parámetros de control en el proceso de inyección Huff-n-Puff en el Shale Play:

- La producción histórica fue usada para calibrar el pozo matriz el cual fue fracturado hidráulicamente.
- Escenarios discretos fueron creados para reflejar la complejidad inducida de la fractura causada por diferentes escenarios en el diseño del tratamiento.

Si bien es cierto, la mayoría de la información de las empresas que desarrollaron operaciones de Recobro Mejorado en Eagle Ford en inyección Huff-n-Puff proviene de pruebas de laboratorio y modelos simulados. A continuación, se presenta un breve resumen de los resultados de estas pruebas en campo:

3.1.2.1 Prueba Piloto A: En este primer piloto se desarrolló un pozo aislado en donde los pozos productores más cercanos estaban a más de 2 millas de distancia, esto garantizaba que el gas inyectado no migraría hacia otros pozos. Cada ciclo aumento la tasa de producción aproximadamente la mitad de la tasa inicial del pozo. La siguiente imagen muestra los ciclos de inyección durante los 3 años en los que fueron realizadas las pruebas piloto en Eagle Ford.

Figura 15. Inyección Huff-n-Puff Shale Play Eagle Ford



Fuente: Unconventional Enhanced Oil Recovery Pilot Projects in the Bakken Formation, Todd Hoffman – John Evans. 2017 (Modificado por el autor)

Una vez que la tasa de aceite mostro un decrecimiento, se volvió a iniciar el ciclo de inyección; los datos fueron alentadores, debido a que no solo el primer ciclo aumento la producción sino los demás ciclos subsiguientes lograron un aumento como se muestra en la **Figura 15**.

3.1.2.2 Prueba Piloto B y C: En estas pruebas, aproximadamente en la mitad de los pozos se utilizó inyección cíclica y los demás pozos produjeron sin necesidad de inyección Huff-n-Puff. Sin embargo, los valores de producción aumentaron, resultados que posiblemente se deben a la inyección Huff-n-Puff en los pozos.

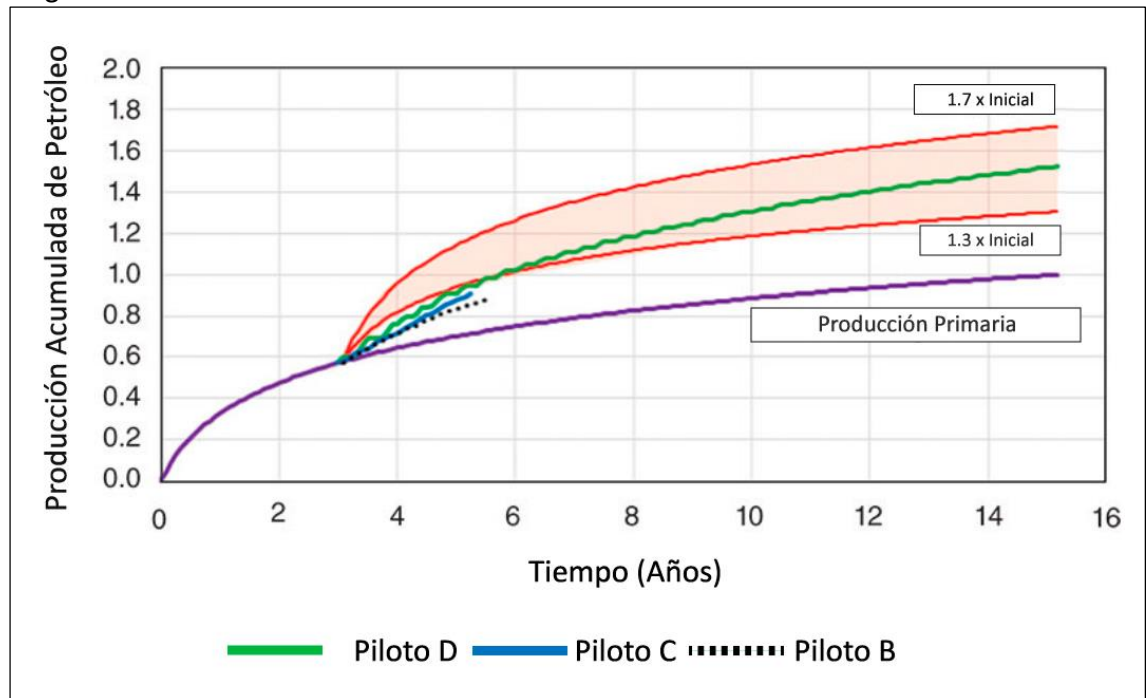
En la Prueba Piloto B, se implementaron cuatro pozos de inyección y cuatro de producción; en la Prueba Piloto C, ocho pozos horizontales fueron perforados mientras que los otros ocho, fueron realizados perpendicularmente a los ocho pozos iniciales.

La tasa promedio de producción de aceite desde que empezó la inyección cerca del año 2015 fue de 370 Bbl/Día para el piloto B, y de 1065 Bbl/Día para el piloto C. Si estas pruebas piloto no hubieran sido implementadas y se hubiera continuado con el esquema normal de pozos perforados, las tasas hubieran sido de 170 Bbl/día y 420 Bbl/Día para los Pilotos B y C respectivamente.

3.1.2.3 Prueba Piloto D: Todos los cuatro pozos fueron inyectados al mismo tiempo por medio de inyección continua. El proyecto Huff-n-Puff fue realizado de manera continua durante los tres años, los cuatro pozos tuvieron una producción de 300.000 Bbls en ese tiempo, datos alentadores, debido a que se había estimado que sin la realización de los procesos de inyección la producción alcanzada hubiera sido de 130.000 Bbls durante ese tiempo.

En la **Figura 16**, se muestra un resumen de la producción acumulada de petróleo para las pruebas piloto mencionadas anteriormente.

Figura 16. Grafico Producción Acumulada de Petróleo para el Shale Play Eagle Ford.



Fuente: Huff-n-Puff Gas injection Pilots Enhanced Oil Recovery in the Eagle Ford, JPT- Journal of Petroleum Technology, 2018. (Modificado por el autor).

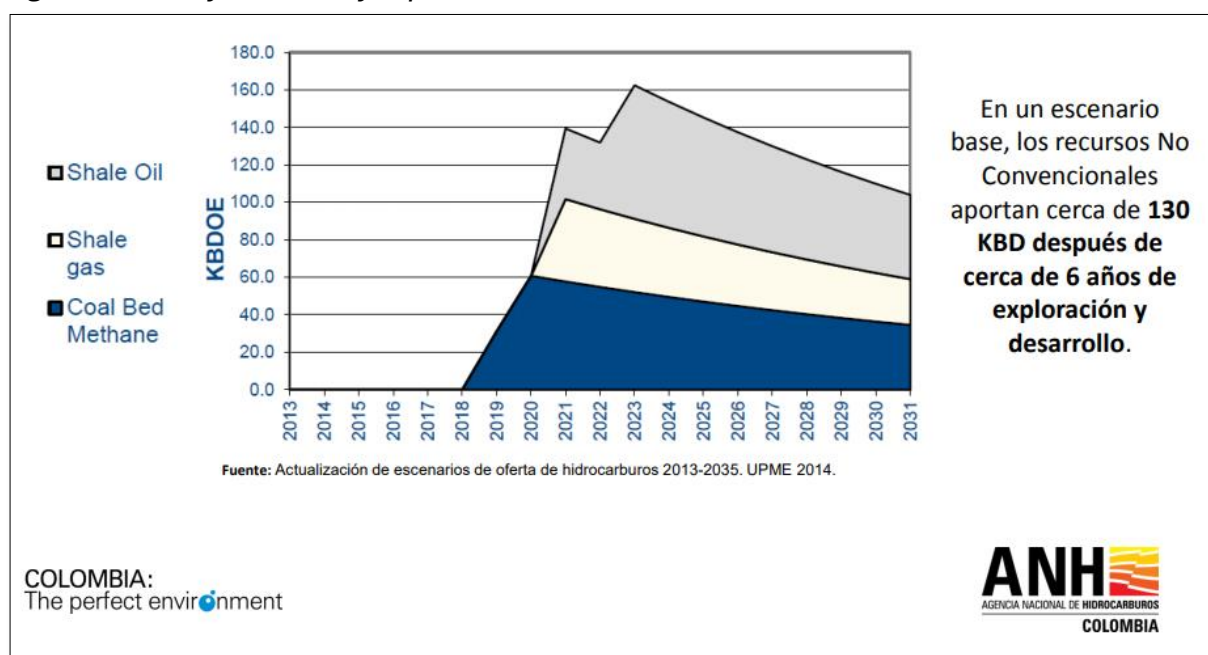
La zona sombreada con color Rojo en la figura anterior, indica la producción mejorada como resultado de las inyecciones en las pruebas piloto, el aumento con respecto a la producción primaria fue entre el 30 al 70%.

Como se puede evidenciar en las pruebas pilotos realizadas en los Shale Plays en estudio para inyecciones Huff-n-Puff, los resultados muestran que con este tipo de operaciones es posible recuperar hidrocarburo adicional de la formación y son una ventana hacia un aumento en las reservas de hidrocarburos a nivel mundial.

4 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA

Los yacimientos no convencionales en Colombia representan un nuevo panorama económico para el país, generando un incremento en las reservas y un aumento en la producción de barriles por día, con el fin de lograr la consolidación de una autosuficiencia energética; según informe de resultados de la gestión hidrocarburífera en el país para yacimientos no-convencionales realizado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), los recursos no convencionales aportan cerca de 130 KBD como se observa en la **figura 17**, siendo Colombia el tercer país en Sur América con mayor potencial de yacimientos shale gas y shale Oil después de Argentina y Brasil.

Figura 17. Proyecciones y Oportunidades Yacimientos No Convencionales.



Fuente: Resultados de la gestión hidrocarburífera en el país, Yacimientos No convencionales. ANH.

En Colombia, específicamente en la Cuenca del Valle medio del Magdalena, se encuentran los mayores potenciales de unidades hacia yacimientos de hidrocarburos relacionados con Lutitas, unidades con gran potencial generador

y madurez, las cuales cuentan con la posibilidad de aumentar las reservas hasta el año 2030 o 2040¹³.

Como rocas fuentes del sistema petrolífero para la cuenca del Valle Medio del Magdalena, las formaciones La Luna y Tablazo son las principales formaciones de interés para el desarrollo de yacimientos no convencionales asociados a Lutitas en Colombia¹⁴, según el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), bajo análisis elaborados en el pozo La Luna I, se pueden considerar nueve intervalos de posible potencial de acumulación de Hidrocarburos no convencionales, dos en la formación Tablazo y siete en la Formación La Luna, por tal motivo, para el desarrollo de este trabajo la formación La Luna será el principal objeto de estudio.

4.1 FORMACIÓN LA LUNA

Su depositación ocurrió en el periodo cretácico superior y consta de los miembros Galembo, Salada y Pujamana; posee un contenido de arcilla del 13%, cuarzo del 62% y carbonatos 25% . Según informe presentado por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), basado en resultados de análisis de corazonamientos para el pozo La Luna I, la formación la Luna se caracteriza por su contenido variable de materia orgánica, presenta un predominio de Kerogeno tipo II, potencial generador de aceite, con valores de TOC menores a 1 como también valores mayores a 4. Los valores de porosidad total para la formación La Luna, son entre 0 y 6.5%, asociada a una porosidad secundaria por microfracturas en su estructura.

Este análisis de corazonamientos, permitió a Ecopetrol S.A, conocer el potencial de aceite y gas de la Formación La Luna, convirtiéndose en objetivo como desarrollo de Yacimiento no Convencional en Colombia.

¹³ ANGARITA OSPINA, Alejandro. Yacimientos No Convencionales, Potencial de progreso económico y social para Colombia. 2018, Paz Laboral, pág. 35.

¹⁴ ORDOÑEZ RENGIFO, Evert Julián. Propuesta de desarrollo para Shale Plays Colombianos. Bucaramanga : s.n., 2016.

4.1.1 Miembro Galembo: Este miembro se caracteriza principalmente por la presencia de una secuencia intercalada de shale y lodolita calcárea, intercalado con calizas laminadas y un intervalo importante de arenisca fosfórica. (1). Posee un TOC de 3+/-1.22%, con un espesor promedio entre 900 – 1700 pies, una permeabilidad promedio de 4.3 μ d y valores de porosidad efectiva de 6.89+/- 2.9%, los

valores de Temperatura máxima están entre 160 y 200 °F. Este miembro se encuentra al inicio de la ventana de generación de aceite.

4.1.2 Miembro Salada: Este miembro está conformado por calizas con capas de Shale calcáreo, es rica en materia Orgánica, sus valores de TOC son de 3.7 +/- 1.63, la permeabilidad promedio es de 17 μ d, porosidad efectiva de 8.27 +/- 3.54. El espesor promedio esta entre 650 a 900 pies con una temperatura máxima de entre 160 y 200 °F. Este miembro cuenta con excelentes condiciones para ser evaluado como shale play con gran potencial de hidrocarburo en el desarrollo de yacimientos no Convencionales y se encuentra en la etapa tardía de la ventana de generación de aceite¹⁵.

La información que se presenta a continuación fue tomada del trabajo adelantado por el Ingeniero Evert Julián Rengifo con base en el estudio referente a las lecciones aprendidas y experiencias de éxito en los principales shale plays en Estados Unidos.

La **tabla 2** muestra las principales características de los miembros Salada y Galembo pertenecientes a la Formación La luna.

Tabla 2. Características Principales de la Formación La Luna, Formación Prospectiva para el Desarrollo de Shale plays en Colombia.

FORMACIÓN	LA LUNA	
Miembro	Salada	Galembo

¹⁵ ORDOÑEZ RENGIFO, Evert Julián. Propuesta de desarrollo para Shale Plays Colombianos. Bucaramanga : s.n., 2016.

Edad	Cretácico Superior	
Área aproximada (Acres)	1.529.600	
Cuenca	VMM	
Composición Mineralógica	Cuarzo 62% Carbonatos 25% Arcilla 13%	
Porosidad (%)	8.3 +/- 0.023	8.69% +/- 0.037
	8.27 +/- 3.54	6.89 +/- 2.9
Permeabilidad (μd)	17	4.3
Espesor (ft)	650-900	900-1700
TOC (%)	3.7 +/- 1.63	3 +/- 1.22
Profundidad Promedio (ft)	4.200 – 12.405	
Gradiente de presión (Psi/ft)	0.55 – 0.8	
Tipo de Hidrocarburo	Crudo Liviano	Crudo / Gas
Recursos Totales	117.8 Tcf	
	76.3 MMM Bbl	
Tipo de Kerogeno	II	
Ro (%)	0.7 - 1	
Temperatura de Formación	180 - 190	

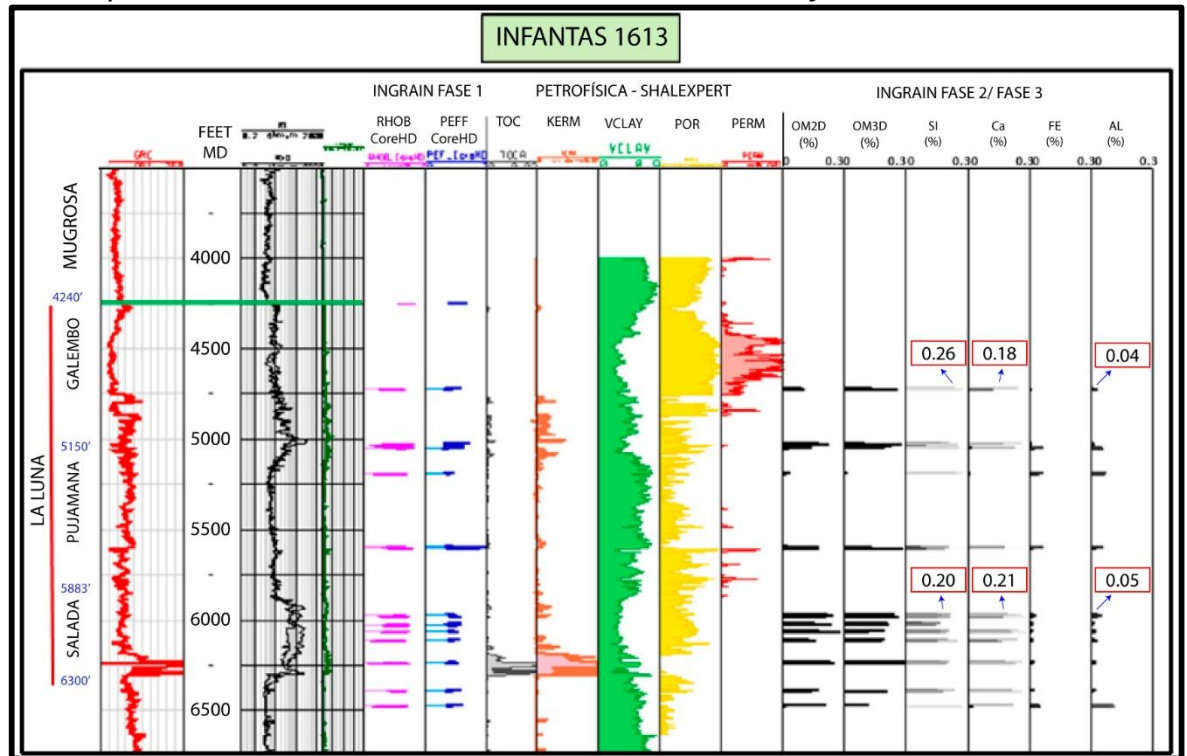
Fuente 2. Información tomada del trabajo: Propuesta de desarrollo para Shale Plays colombianos, Evert Julián Rengifo Ordoñez, 2016.

En el informe de integración geológica para el pozo Infantas – 1613, evaluado en el desarrollo del proyecto de digitalización y análisis de núcleos para la Agencia Nacional de Hidrocarburos¹⁶, se observa que los miembros Salada y Galembo reflejan altos valores de materia orgánica, bajos valores de arcillosidad (bajos valores de aluminio), y altos valores en los porcentajes de sílice y calcita, los cuales indican alta fragilidad en las unidades y posible presencia de fracturas

¹⁶ ANH. Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Integración Geológica de la digitalización y análisis de nucleos. 2012.

naturales. En la **Figura 18** se presenta el perfil integrado de petrofísica a partir de la herramienta Shalexpert¹⁷.

Figura 18. Perfil Integrado de Petrofísica a partir de la Herramienta ShaleXpert, con Resultados de Análisis de las Fases I,II y III de INGRAIN.



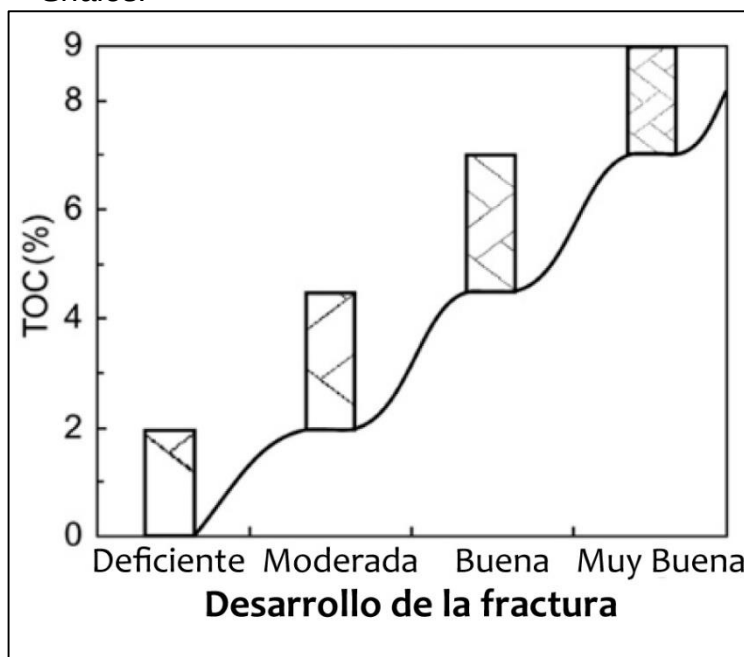
Fuente: Informe Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Integración Geológica de la digitalización y análisis de núcleo, ANH. 2012 (modificado por el autor)

Entre las diferentes características de la formación La Luna, el Contenido de Materia Orgánica (TOC) está relacionado con el comportamiento de las rocas frente al fracturamiento; A mayor contenido de materia Orgánica mayor va a ser el desarrollo de fracturas en el yacimiento¹⁸. La presencia de carbonatos y fracturas naturales, favorece el desarrollo de fracturas en su estructura, mejorando el aporte de fluidos por parte del yacimiento hacia el pozo.

¹⁷ Advanced source Rock reservoir analysis solution, Halliburton.

¹⁸ DING, WENLONG. *Fracture development in Shale and its relationship to gas accumulation*. Beijing : Geoscience Frontiers, 2011.

Figura 19. Relación entre el Porcentaje de Materia Orgánica y el Desarrollo de las Fracturas en Shales.



Fuente: Wenlong Ding, Fracture development in shale and its relationship to gas accumulation, 2011.

Según la **Figura 19** y el porcentaje de material Orgánica en la formación la luna, el comportamiento frente al desarrollo de fracturas es moderado, lo cual contribuiría de manera positiva en las operaciones de fracturamiento que puedan ser adelantados en esta formación.

Las formaciones La luna y tablazo, son consideradas formaciones prospectivas para operaciones de fracturamiento, debido a que las propiedades mecánicas de estas hacen de la roca una roca muy frágil, convirtiéndose de esta manera en formaciones fracturables.

Los análogos tomados por ORDOÑEZ¹⁹, se fundamentan en la comparación de características como, rango de profundidad, contenido orgánico total TOC, espesor, promedio de las permeabilidades, promedio de las porosidades, reflectancia de la vitrinita (Ro) y el tipo de Hidrocarburo. Este análisis será de

¹⁹ORDOÑEZ RENGIFO, Evert Julián. Propuesta de desarrollo para Shale Plays Colombianos. Bucaramanga : s.n., 2016.

gran importancia para el desarrollo de este trabajo, debido a que, tomando las lecciones aprendidas del trabajo de Ordoñez, se analizará un posible desarrollo de operaciones en los shale plays colombianos pero enfocadas en las actividades de recobro mejorado para la formación La Luna.

5 RECOBRO MEJORADO PARA YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

5.1 INYECCIÓN DE GAS EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

Colombia, se ha convertido en un país con gran potencial en el desarrollo de yacimientos no convencionales, por tal motivo, se hace necesario desarrollar nuevas estrategias y nuevas formas de extracción de crudo, las cuales permitan generar un desarrollo socio económico importante para el país.

Las Practicas de recobro mejorado no han sido una práctica extendida en Colombia²⁰, en Colombia han existido 23 proyectos comerciales de recobro secundario, y el recobro terciario ha tenido un desarrollo paulatino en la industria. El factor de Recobro para Colombia es de aproximadamente 19%, alrededor del 90% de los campos que han sido desarrollados en el país aún se encuentran produciendo en su etapa primaria, 11% en operaciones de producción secundaria y menos del 1% ha sido desarrollado por Recobro mejorado; esta condición petrolera actual en el país, abre paso a la necesidad de buscar nuevas alternativas operacionales en la extracción de hidrocarburos, siendo el objetivo principal aumentar la producción de aceite, en el cual juega un papel importante la implementación de métodos EOR, tanto para incrementar el factor de recobro de los campos Colombianos como para lograr un incremento en la productividad de los pozos.

Los yacimientos no convencionales, se caracterizan principalmente por ser rocas con valores muy bajos de permeabilidad, lo que dificulta las operaciones de extracción de hidrocarburo del subsuelo; este tipo de yacimientos debe desarrollarse por medio de métodos distintos a los convencionales, como lo menciona Trent Jacobs en su publicación “Reservas no convencionales requerirán Recobro mejorado no Convencional”, diferentes compañías a nivel mundial, han implementado la inyección de CO_2 como medio de recobro en las operaciones de extracción; según James Sorenson, investigador senior en

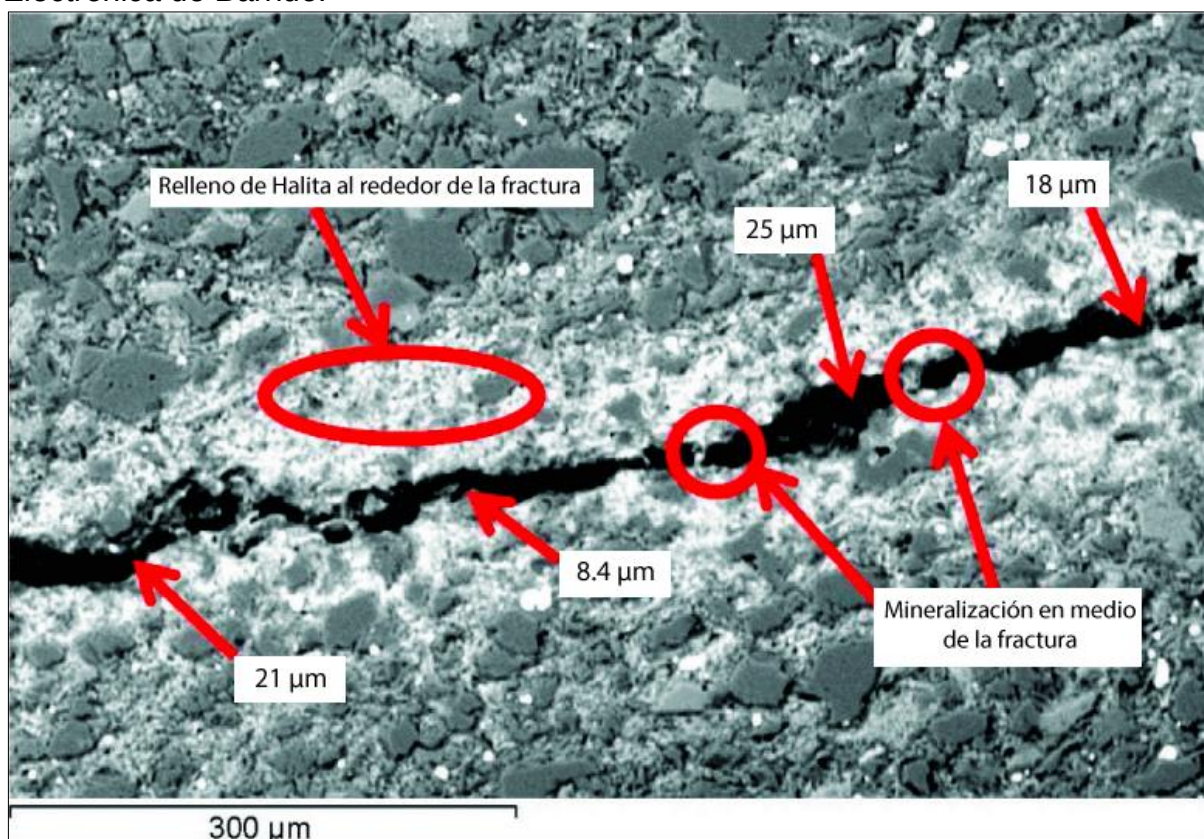
²⁰ MAYA, G., CASTRO, R., LOBO, A., ORDOÑEZ, A., SANDOVAL, J., MERCADO, D., PEREZ, H. Enhanced Oil Recovery (EOR) Status-Colombia. 2010.

Energy & Environmental Research Center (EERC), la clave para entender el comportamiento del CO_2 y de cómo este trabaja en formaciones muy apretadas es entendiendo el comportamiento de los fluidos y de cómo estos viajan a través de pequeños poros y microfracturas en la formación. Las microfracturas representan gran parte de la porosidad y permeabilidad a la hora de analizar petrofísicamente un tipo de roca, y son de gran importancia en operaciones de Recobro Mejorado, ya que estas también contribuyen en la sostenibilidad de la producción en el proceso de agotamiento de un yacimiento. Hasta el momento, los grupos investigadores, han completado una serie de estudios utilizando un amplio rango de tecnologías, incluyendo microscopios electrónicos de barrido y tomografía computarizada para identificar las características de la roca, la cual, según JACOBS²¹, permitiría la producción del aceite atrapado en sus poros.

En la **Figura 20**, se evidencia un proceso de mineralización, el cual indica que la microfractura está ocurriendo naturalmente, lo cual es un factor importante para el desarrollo de un modelo de reservorio para recobro mejorado (EOR), debido a que de esta manera se conoce el comportamiento de las rocas presentes en el yacimiento, siendo esta parte fundamental en los procesos de desarrollo para operaciones de recobro mejorado en la extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

²¹ JACOBS, TRENT. Unconventional Resources will require Unconventional EOR. Kuwait : s.n., 2015.

Figura 20. Ejemplo de una Microfractura Usando Tecnología de Microscopía Electrónica de Barrido.



Fuente: Reservas no Convencionales requerirán EOR no convencional, Trent Jacobs, 2015.

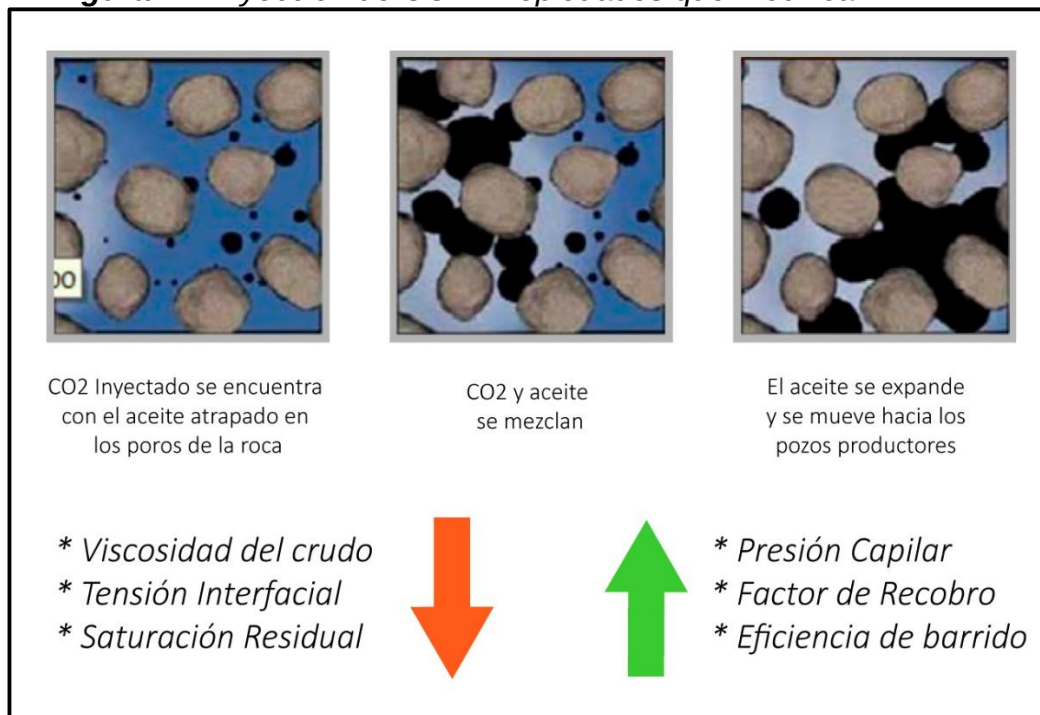
La mayoría de los gases que son inyectados en proyectos petroleros, cuentan con ciertas características importantes a la hora de llevar el hidrocarburo a superficie, debido a que son altamente solubles en agua y petróleo, reducen los valores de viscosidad del crudo y generan una expansión e hinchamiento del mismo, lo cual lleva a una disminución en la saturación residual.

Estas características, son importantes al analizar las ventajas y desventajas en el desarrollo de operaciones de recobro, puesto que la disminución de la viscosidad significa una reducción de movilidad entre el fluido desplazante y el

fluido desplazado, lo que genera un aumento en la eficiencia de barrido en el yacimiento²².

Los investigadores han descubierto que cuando se inyecta CO₂ a una muestra de roca almacenada en una recámara bajo condiciones de alta presión y alta temperatura, el aceite se hincha y presenta reducción en su viscosidad como se muestra en la **Figura 21**. Este proceso es similar al que se presenta en los yacimientos convencionales, en los cuales se desplaza el aceite de la matriz hacia la zona productora sin llegar a remover todo el aceite remanente que queda almacenado en las microfracturas en la roca.

Figura 21. Inyección de CO₂: Propiedades que Modifican.



Fuente: Inyección de CO₂, Escuela de Ingeniería de Petróleos, UIS. 2013

²² RIVERA DE LA OSSA, JUAN EDUARDO. Evaluación de la inyección de gas de combustión de la refinería de Barrancabermeja como método de recobro en el campo llanito, *Bucaramanga*. 2010.

Tal como lo menciona OSSA²³, el hinchamiento del crudo a causa de la alta solubilidad del gas genera una disminución en la saturación residual del petróleo, esto indica, que el gas de inyección no solo actúa sobre el petróleo móvil, sino que puede recuperar también parte del aceite residual en la formación.

La Inyección de CO₂ como método de recobro en reservorios de aceite, es el segundo más utilizado después de los métodos termales, en estos, la exploración inicial de inyección de gas está enfocada en el uso de un inyector de hidrocarburo.

La inyección de CO₂ como agente productor en el proceso de recobro mejorado, está siendo implementada de manera activa en todo el mundo, ofreciendo un amplio rango de aplicabilidad en los diferentes campos desarrollados hasta la actualidad.

Las siguientes son las principales propiedades del CO₂:

- Provoca hinchamiento en el crudo
- En contacto con el crudo reduce su viscosidad
- Incrementa la densidad del aceite
- Es altamente soluble en agua
- Ejerce acidificación en la roca
- Es capaz de vaporizar y remover fracciones de crudo

Para lograr una exitosa inyección de gas en el reservorio, se requiere el cumplimiento de dos criterios, el primero, el gas inyectado debe ser capaz de movilizar petróleo adicional. Segundo, el fluido debe ser capaz de desplazar el aceite movilizándolo hacia la zona productora²⁴.

²³ OSSA, J. Evaluación de la inyección de gas de combustión de la refinería de Barrancabermeja como método de recobro en el campo Ilanito, Bucaramanga. 2010.

²⁴ *A new Dawn for CO₂ EOR. IPTC*. Qatar : s.n., 2005. International Petroleum Technology Conference.

Adicionalmente, el aceite en el yacimiento puede ser movilizado de dos maneras. El gas puede ser capaz de acceder a canales en el reservorio que han sido desviados por el agua, y segundo, permite la recuperación incremental del aceite en el yacimiento que ya ha sido barrido, debido a que la saturación residual de petróleo hacia el gas es menor que la saturación de petróleo hacia el agua, es decir, es la fracción de volumen de poro ocupada por el petróleo al final del proceso de desplazamiento, ya sea en la utilización de gas o de agua como fluido desplazante. **(Figura 21).**

El CO₂ como inyectante de gas, tiene dos beneficios claves, la miscibilidad es alcanzada a menores presiones que cuando es usado gas de hidrocarburo y, por otra parte, el uso del CO₂ para procesos de inyección, libera hidrocarburos gaseosos para diferentes usos, como por ejemplo venta.

Las técnicas de recobro mejorado de aceite (EOR), se pueden ser por inyección miscible de CO₂ ó inyección inmisible de CO₂. El desplazamiento del hidrocarburo por el gas inyectado, se basa en el comportamiento que presente la fase gas/aceite, la cual depende de la temperatura y presión a la que se encuentre el yacimiento y de la misma forma de la base composicional del petróleo que se va a recuperar. Este tipo de condiciones, como se mencionó anteriormente, generan cambios en los valores de la viscosidad propiedad que afecta directamente la eficiencia de barrido en el yacimiento.

El proceso para lograr un desplazamiento miscible en el yacimiento, es al inyectar un bache de gas enriquecido (GLP) antes de la inyección continua de gas, en la cual es posible inyectar Nitrógeno, CO₂, gas de combustión o gas seco; el objetivo es que el bache de GLP se mantenga mojando las fases de crudo y gas, lo que permite un desplazamiento miscible entre las fases.

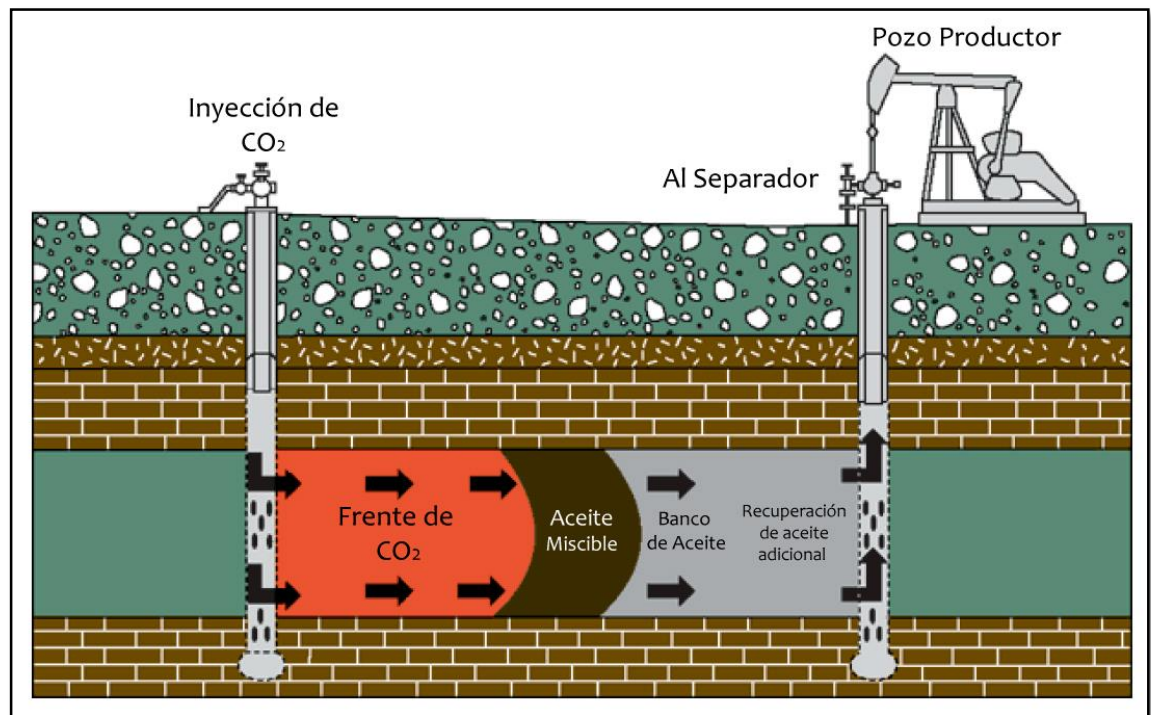
El desplazamiento miscible juega un papel importante en los procesos de inyección de Dióxido de carbono para este tipo de operaciones, debido que al inyectar CO₂ miscible el resultado es la ausencia de una capa interfacial, lo que

permite lograr un buen desplazamiento de petróleo siempre y cuando la razón de movilidad sea favorable.

En la **Figura 22**, se presenta el proceso de inyección de CO₂ como agente miscible, que, como resultado, reduce la tensión interfacial entre los fluidos a cero, creando un frente de desplazamiento en los poros que son barridos por el gas miscible hacia el pozo productor.

La mezcla que forma el CO₂ y el aceite se expande a medida que va transitando en el medio poroso, desplazando todo el hidrocarburo a su paso en efecto pistón.

Figura 22. Proceso de Inyección de CO₂ para Recobro Mejorado (EOR)



Fuente: Sociedad Geológica de Kansas, KGS, 2010.

Según ARRIAGA y CORDOBA²⁵, para lograr un desplazamiento de fluidos miscibles en el yacimiento, es conveniente inyectar un bache de volumen solvente limitado, es decir, poco porcentaje del volumen poroso barrido en el yacimiento.

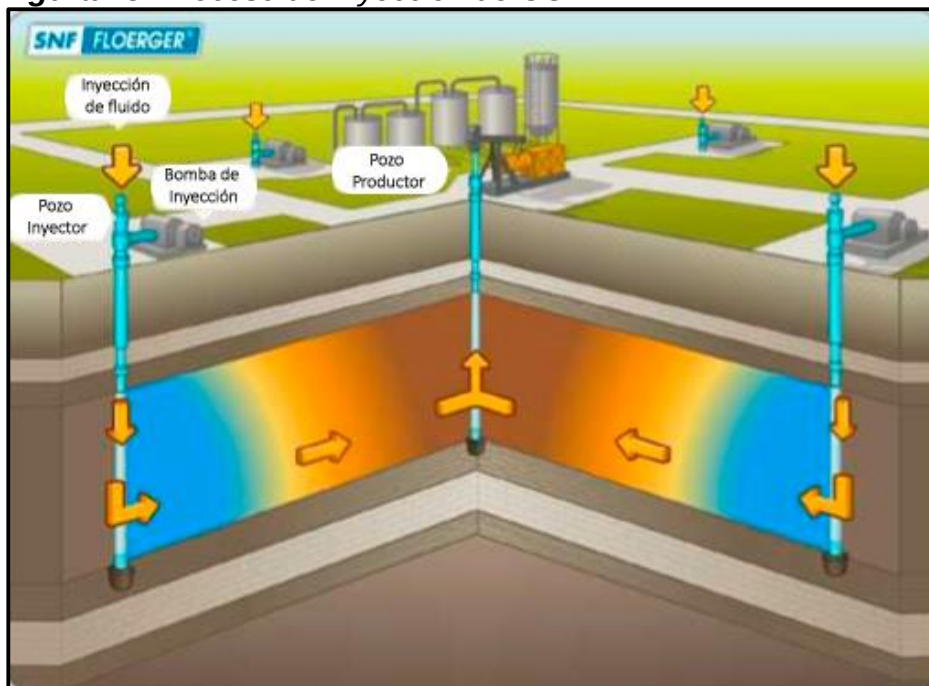
²⁵ ARRIAGA B, ERICK R y CORDOVA ZARATE R. Recuperación mejorada en yacimientos Naturalmente Fracturados. Mexico D.F : s.n., 2008.

Bajo ciertas condiciones de presión, temperatura y composición de la fase, varios fluidos pueden llegar a ser miscibles con el fluido del yacimiento, si en el proceso es inyectado un gas altamente volátil, es posible que se generen fenómenos como; digitación, segregación gravitacional o canalización, los cuales disminuyen o incluso eliminan el potencial del proceso de inyección y el proceso pasaría a ser similar a la inyección de Agua.

Otro método por el cual se alcanza la miscibilidad es mediante la inyección de gas no miscible con el fluido de yacimiento, pero que a su vez desarrolla una zona de miscibilidad a través de la transferencia de masa con el fluido de yacimiento. Esta transferencia de masa, genera un enriquecimiento del gas pobre inyectado por los componentes intermedios desde el crudo de yacimiento, los cuales generan miscibilidad debido a que los componentes del gas rico que enriquecen el fluido de yacimiento²⁶.

De esta manera, se crea un efecto pistón en el yacimiento, que genera el desplazamiento de los fluidos hacia el pozo productor.

Figura 23. *Proceso de Inyección de CO₂*



Fuente: *Inyección de CO₂, Escuela de Ingeniería de Petróleos, UIS. 2013*

²⁶ OSSA, J. Evaluación de la inyección de gas de combustión de la refinería de Barrancabermeja como método de recobro en el campo llanito, Bucaramanga. 2010.

La inyección alterna o también llamada Huff and puff, se caracteriza por realizar la inyección de vapor por el pozo, para luego lograr una producción por el mismo; en este proceso, se realiza la inyección de un volumen dado de CO₂ como solvente, después de realizado este proceso, el pozo es cerrado por cierto periodo de tiempo, con el fin de lograr un remojo del solvente con el fluido que se encuentra presente en la formación; posteriormente se activa la producción en el pozo realizando el respectivo monitoreo del mismo y su respuesta.

Según lo mencionado por CORTÉS²⁷, existen dos metodologías que proyectan el rendimiento del proceso de inyección cíclica de CO₂, una para aceites pesados y otra para aceites ligeros.

Para los aceites ligeros, se tiene en cuenta la producción antes de la inyección cíclica y después de esta. El comportamiento de producción de los pozos se divide en tres tipos:

- La producción se mantiene después de la estimulación con un gasto mayor al que presentaba anteriormente.
- La producción se mantiene en el mismo nivel en el que se encontraba antes de realizar la estimulación.
- La producción presenta disminución en comparación con la que tenía antes de la estimulación.

Este método, se basa únicamente en las propiedades de los fluidos, las cuales generalmente se conocen o son obtenidas por correlaciones.

Los mecanismos que intervienen en este método, alteran la recuperación de aceite dependiendo de su volumen, y se presentan a continuación:

²⁷ CORTÉS CORTÉS, Miguel Ángel. *Metodo de recuperación mejorada mediante la inyección cíclica "Huff and Puff" de bioxido de carbono*. Mexico D.F : s.n., 2008.

- Expansión de aceite por la difusión del CO₂ en él.
- Liberación de componentes ligeros presentes en el crudo.
- Disminución en los valores de viscosidad
- Efectos causados en las permeabilidades relativas.
- Incremento en el contenido de gas disuelto
- Estimulación en la formación
- Mejoramiento del drenaje gravitacional
- Reducción de la tensión interfacial.

En el método para aceites pesados, fue necesario utilizar un simulador para estudiar los efectos en el yacimiento y los parámetros en el proceso de recuperación de crudo mediante la inyección de CO₂. El resultado del análisis está basado en una regresión múltiple, la cual dio como resultado una ecuación que asume que el aceite en estudio, es un crudo muerto; las propiedades utilizadas son calculadas en laboratorio por correlaciones y se asume que el CO₂ es inmiscible en el aceite²⁸.

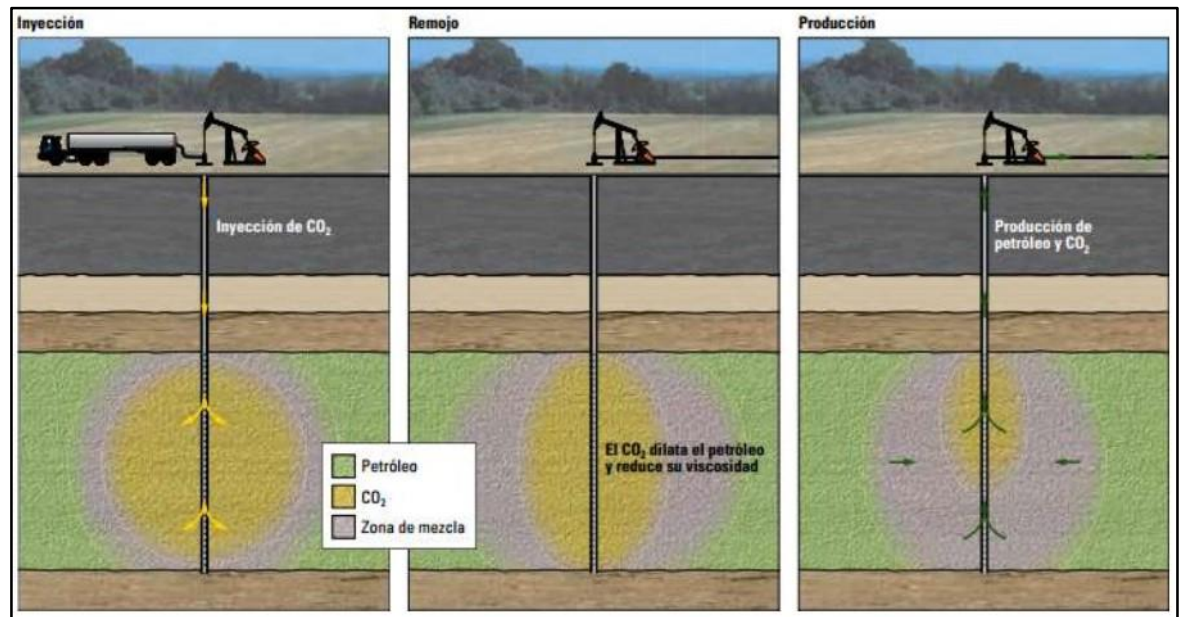
La inyección de CO₂, depende en gran mayoría de la interacción de los fluidos en la formación. Los mecanismos de recuperación mediante CO₂ son:

- Expansión de aceite
- Reducción de la viscosidad
- Cambios en las permeabilidades relativas debido al desplazamiento del agua movable por el gas.

En la **Figura 24** se presentan las etapas en el proceso de inyección CO₂.

²⁸ CORTÉS, M. Metodo de recuperación mejorada mediante la inyección cíclica "Huff and Puff" de bioxido de carbono. Mexico D.F. 2008.

Figura 24. Recuperación Mejorada por Proceso de Inyección de CO₂



Fuente: Inyección de CO₂, Escuela de Ingeniería de Petróleos, UIS. 2013

En la etapa inicial, en la cual se realiza la inyección del gas, se busca que exista una saturación de agua móvil que evite el desplazamiento del crudo presente en la formación hacia otros pozos productores.

Al final de la etapa de inyección, el gas inyectado (CO₂) se dispersa en el yacimiento, lo que genera transferencia de masa entre el CO₂ y el aceite. La presión en el yacimiento al final del proceso de inyección es mayor a la presión al inicio del proceso de inyección, lo cual ayuda a lograr miscibilidad entre el gas de inyección y el aceite presentes en la formación.

En la etapa de remojo o etapa de cierre, los hidrocarburos más ligeros o intermedios dentro del CO₂ se mezclan con el aceite logrando transferencia de masa entre el aceite y el CO₂, dando como resultado una mejor miscibilidad.

Culminado el periodo de remojo, se presenta disminución en los valores de viscosidad, expansión de aceite, disminución en la tensión interfacial y cambio en las permeabilidades relativas, dando como resultado que la migración del aceite hacia los pozos productores sea más efectiva.

Estos pasos son repetidos en varios ciclos para lograr una mejor efectividad en el proceso, aunque es importante resaltar que algunas zonas no son completamente barridas debido a que no se presenta un contacto total entre el aceite y el CO_2 y a que se pueden presentar efectos de canalización en el yacimiento. Este tipo de problemas operacionales, pueden ser resueltos inyectando gas a menor presión y mezclado con gases menos miscibles como el N_2 .

6 CRITERIOS Y RECOMENDACIONES EN EL DESARROLLO DE ACTIVIDADES DE RECOBRO MEJORADO (EOR)

El análisis comparativo entre las propiedades de las formaciones del valle medio del Magdalena y los Shale plays a nivel mundial seleccionados por ORDOÑEZ²⁹, está basado en la comparación de propiedades como Porosidad, Permeabilidad, Contenido de materia Orgánica, profundidad y espesor de la formación.

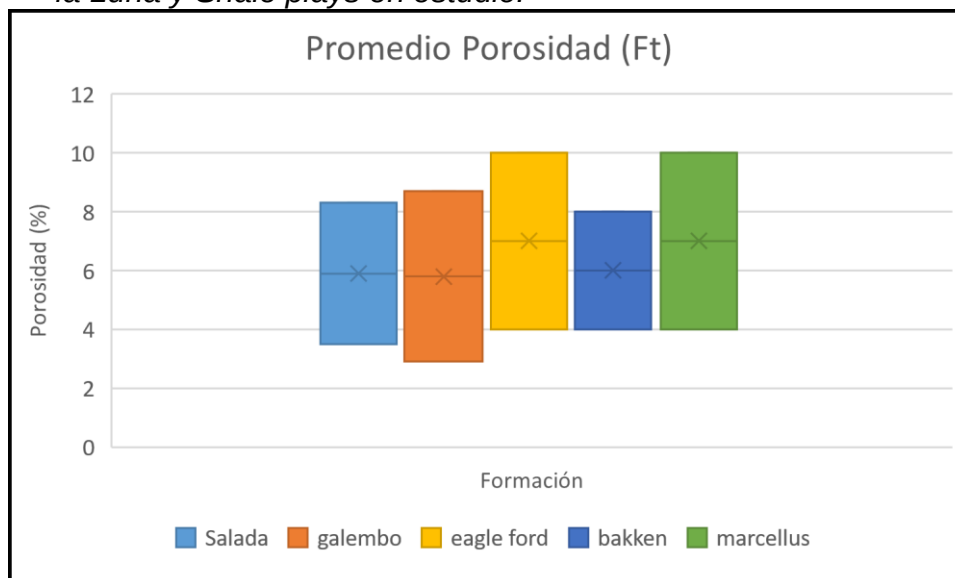
En los Resultados obtenidos que se presentan en las siguientes gráficas, se debe tener en cuenta que no necesariamente los Shale plays son similares entre sí en cada criterio, por ejemplo, la porosidad promedio del miembro Gálembo es comparable con la porosidad de los Shale plays Eagle Ford y Bakken, pero esto no significa que los Shale plays Eagle Ford y Bakken sea similar el uno del otro.

6.1 COMPARACIÓN DE PROPIEDADES ENTRE LA FORMACIÓN LA LUNA Y LOS SHALE PLAYS EN ESTUDIO

6.1.1 Promedio de las Porosidades: El valor de la porosidad en la formación, es un factor importante a la hora de realizar un diagnóstico en cómo se comporta un yacimiento petrolífero, cuáles son sus características y la viabilidad en la implementación de un Recobro mejorado en busca de un aumento en la producción de un campo, es por esto que se realiza la comparación entre los valores promedio de los Shale Plays en Estados Unidos y las formaciones prospectivas para ser desarrolladas en Colombia. En el **Grafico 1** se muestran los valores promedio de las formaciones en estudio.

²⁹ ORDOÑEZ RENGIFO, Evert Julián. Propuesta de desarrollo para Shale Plays Colombianos. Bucaramanga : s.n., 2016.

Grafico 1. Promedio de las porosidades entre La Formación la Luna y Shale plays en estudio.



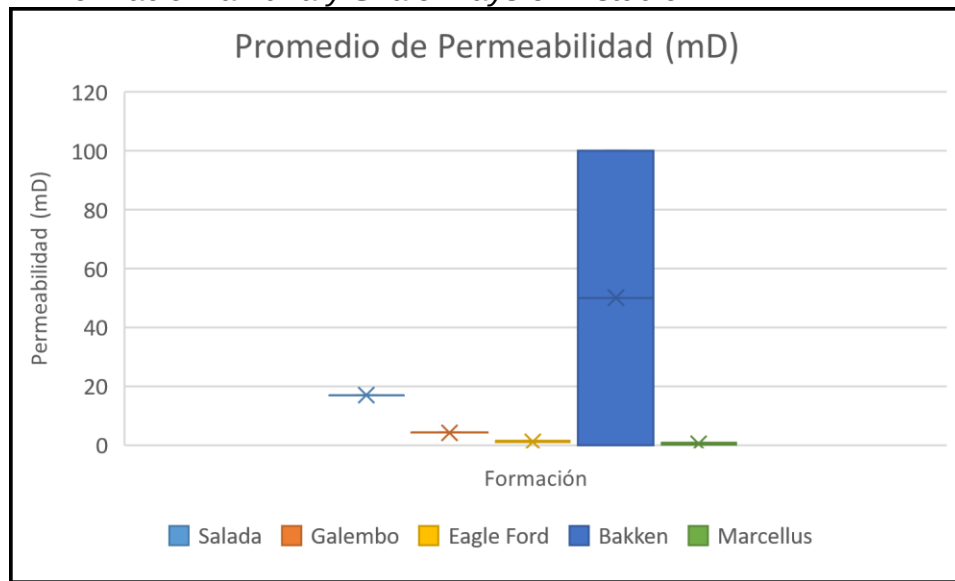
Fuente: Propuesta de desarrollo para Shale Plays Colombianos, Ing. Julián Rengifo, 2016.

Como se observa en la gráfica anterior, los valores de porosidad para los miembros Salada y Galembo, son valores comparables con el shale play Eagle Ford con valores promedio entre el 4% al 10%, mientras que la porosidad de Salada y Galembo varia de 3% a 8.5%.

6.1.2 Promedio de las Permeabilidades: La permeabilidad en la formación, es otro de los parámetros que priman a la hora de realizar un análisis de una formación, pues es la capacidad que tiene la roca para dejar fluir un fluido por medio de ella, a través de canales interconectados entre sí.

Los yacimientos no convencionales, se caracterizan por tener bajos valores de permeabilidad, lo que dificulta la extracción del hidrocarburo debido a que son formaciones apretadas, por este motivo, se hace necesaria la realización de actividades externas como el recobro mejorado, con el fin de buscar un aumento en los valores de producción. El **Grafico 2**, muestra los valores promedio para los Shale plays y las miembros Salada y Galembo.

Grafico 2. Promedio de las Permeabilidades entre La Formación la Luna y Shale Plays en Estudio.

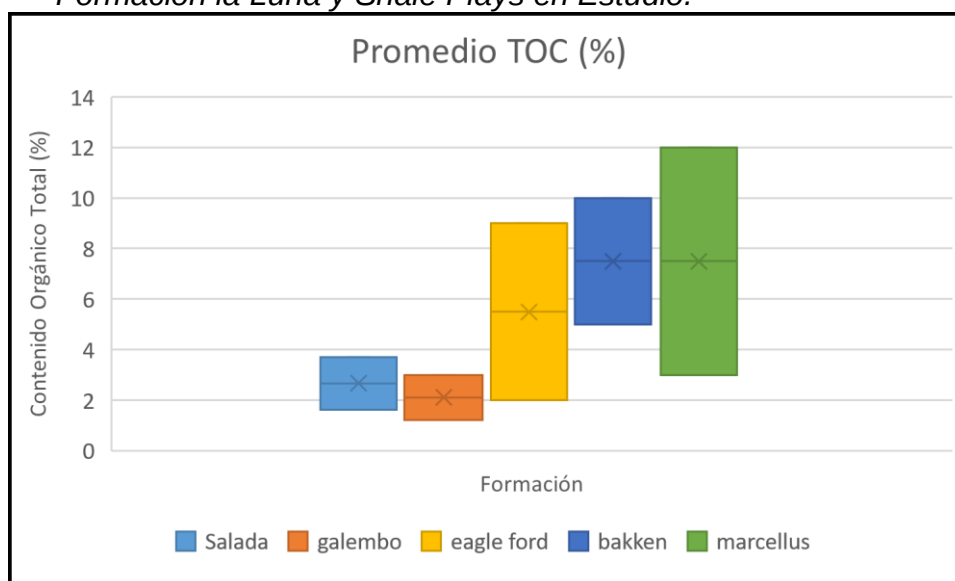


Fuente: Propuesta de desarrollo para Shale Plays Colombianos, Ing. Julián Rengifo, 2016.

Los valores promedio de permeabilidad para los miembros Salada (17 mD) y Galembo (4.3 mD) son mayores con respecto a los Shale plays estudiados, los cuales tienen valores por debajo de los 2 mD, exceptuando el Shale Play Bakken que tiene un rango más amplio en sus promedios de permeabilidades ($K < 100$ mD).

6.1.3 Promedio del Contenido Orgánico Total: El Contenido Orgánico Total en las rocas generadoras indica la cantidad de materia orgánica que puede estar presente en la roca, para las formaciones y shale plays en estudio, los promedios de TOC están representados en el **Grafico 3** a continuación:

Grafico 3. Promedio del Contenido Orgánico Total entre La Formación la Luna y Shale Plays en Estudio.



Fuente: Propuesta de desarrollo para Shale Plays Colombianos, Ing. Julián Rengifo, 2016.

Los valores promedio para la formación la Luna son de alrededor de 3.5%, lo cual indica que su contenido de materia orgánica es bueno según la siguiente clasificación, **Figura 25**:

Figura 25. Clasificación del Contenido Orgánico Total (TOC)

Contenido Orgánico total % en peso	Calidad del Kerógeno
< 0.5	Muy pobre
0.5 a 1	Pobre
1 a 2	Regular
2 a 4	Buena
4 a 12	Muy buena
> 12	Excelente

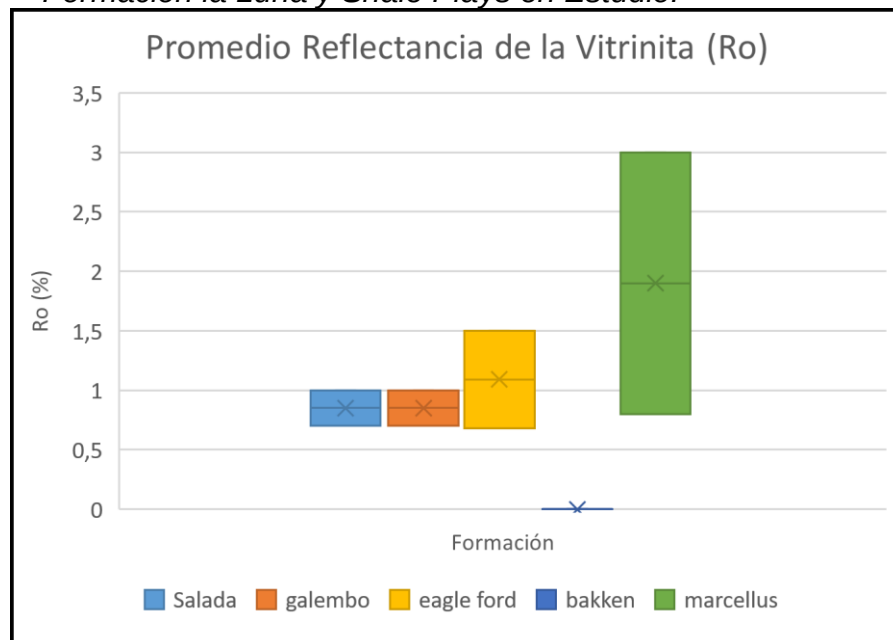
Fuente: Oilfiend Glossary, Schlumberger. 2018.

Los valores de TOC de la Formación La Luna son similares a los valores de los Shale Plays (3-9%), siendo su calidad del Kerógeno entre buena y muy buena.

Este tipo de valores contribuyen a la formación de fracturas en el yacimiento, convirtiéndose en un buen escenario para el desarrollo de operaciones de recobro mejorado.

6.1.4 Promedio de la Reflectancia de la Vitrinita: La Reflectancia a la vitrinita es una medida de maduración térmica de la materia orgánica, esta indica si la roca ha generado hidrocarburos o si podrán ser rocas generadoras eficaces. La reflectividad de un mínimo de 30 gramos individuales de vitrinita de una muestra se mide bajo un microscopio, esta medida se representa en unidades de Reflectancia (%Ro), con valores típicos de 0% Ro a un valor de 3% Ro. Cabe destacar que los valores típicos para las rocas generadoras de gas son superiores a 1.5% Ro (2). El promedio de %Ro para las formaciones en estudio se muestra en el **Grafico 4**.

Grafico 4. Promedio de la Reflectancia de la Vitrinita entre La Formación la Luna y Shale Plays en Estudio.



Fuente: Propuesta de desarrollo para Shale Plays Colombianos, Ing. Julián Rengifo, 2016.

Los valores promedio para la formación la Luna en sus miembros Salada y Galembó entran entre 0.7% y 1%, valores muy similares a los del Shale Play Eagle Ford, los cuales oscilan entre 0.68 y 1.5%.

En la **Figura 26**, se presentan los resultados de las analogías realizadas por ORDOÑEZ³⁰.

Figura 26. Resultado de la Analogía por Comparación entre los Miembros Salada y Galembo de la formación La Luna y el Conjunto de Shale Plays Estudiados.

Formación La Luna Valle Medio del Magdalena		
Propiedad	Miembro Salada	Miembro Galembo
Porosidad	Eagle Ford (Estados Unidos) Marcellus	Eagle Ford (Estados Unidos) Marcellus
Permeabilidad	Bakken	Bakken
Tipo de Hidrocarburo y Ro	Eagle Ford (Estados Unidos) Eagle Ford (México)	Eagle Ford (Estados Unidos) Eagle Ford (México)
TOC	Eagle Ford (Estados Unidos) Eagle Ford (México)	Eagle Ford (Estados Unidos) Eagle Ford (México)
Profundidad Promedio	Zona Petróleo y Gas Condensado Eagle Ford (Estados Unidos) Eagle Ford (México)	Zona Petróleo y Gas Condensado Eagle Ford (Estados Unidos) Eagle Ford (México)

Fuente: Propuesta de desarrollo para Shale plays colombianos, Ordoñez, 2016.
(Modificado por el autor)

En la **Figura 26**, se evidencia que la formación La Luna, petrofísicamente es similar a los Shale Plays en Estados Unidos, por lo tanto, el desarrollo de operaciones de recobro Mejorado contribuiría con el aumento de reservas para el país.

El continuo desarrollo de la industria petrolera, junto con la disminución en los valores de reservas de hidrocarburos a nivel mundial, han mostrado que es necesario lograr un avance en la investigación y desarrollo de nuevas metodologías y actividades en el desarrollo de los campos; entre las diferentes áreas a desarrollar; un aspecto importante es el aumento de la producción, por

³⁰ ORDOÑEZ RENGIFO, Evert Julián. Propuesta de desarrollo para Shale Plays Colombianos. Bucaramanga : s.n., 2016.

lo tanto el desarrollo de operaciones de recobro, busca lograr un aumento en la recuperación de hidrocarburos y así mismo en los valores de las reservas.

La inclusión significativa de los análisis de presión, análisis geo mecánicos y petrofísicos, han mostrado verdaderos avances en el uso de procesos de recobro mejorado. La integración de la gran cantidad de información que puede ser obtenida del subsuelo, permite lograr modelos petrofísicos robustos y confiables, los cuales, con la ayuda de un software de interpretación, permitan modelar las condiciones de reservorio y obtener pronósticos de producción confiables.

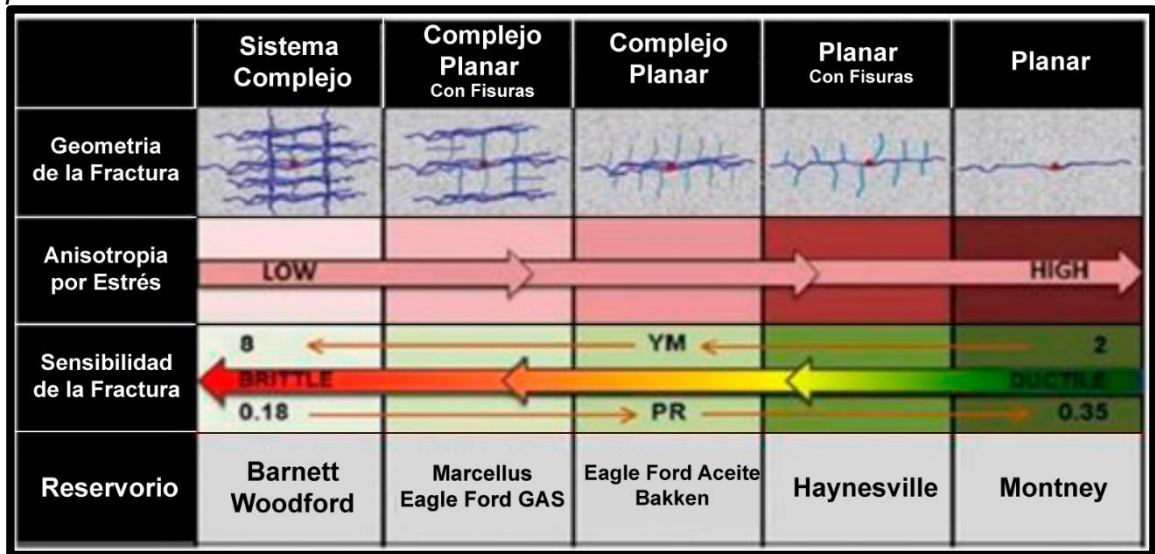
6.2 ANÁLISIS DE LOS PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN

En el desarrollo de los pronósticos de producción para yacimientos no convencionales, es necesario realizar una integración de los datos de fracturamiento por medio de un modelo de calibración, por lo tanto, se deben cumplir con una serie de parámetros o requisitos en el desarrollo de estas actividades.

El objetivo principal, es el de analizar el comportamiento de las fracturas en la formación, para entender cómo se comportan los fluidos almacenados en la roca. Las fracturas, son evaluadas a través de diferentes modelos, basados en la caracterización y análisis de datos de reservorio; estos datos, presentan diversas limitaciones numéricas a la hora de ser incorporados en los modelos geométricos, convirtiéndolos en modelos simples con poca complejidad³¹. En la **Figura 27**, se presenta el concepto de complejidad de una fractura en escala de pozo.

³¹ M, Delorme; BOSSIE-CODREANU, D; I, BEN-GHARBIA; O, KHEBZEGGA; O, M. Ricois. Unconventional Production Forecast Needs Integration of Field Hydraulic Stimulation Data Through Fracture Model Calibration and Optimized Numerical Scheme. 2016.

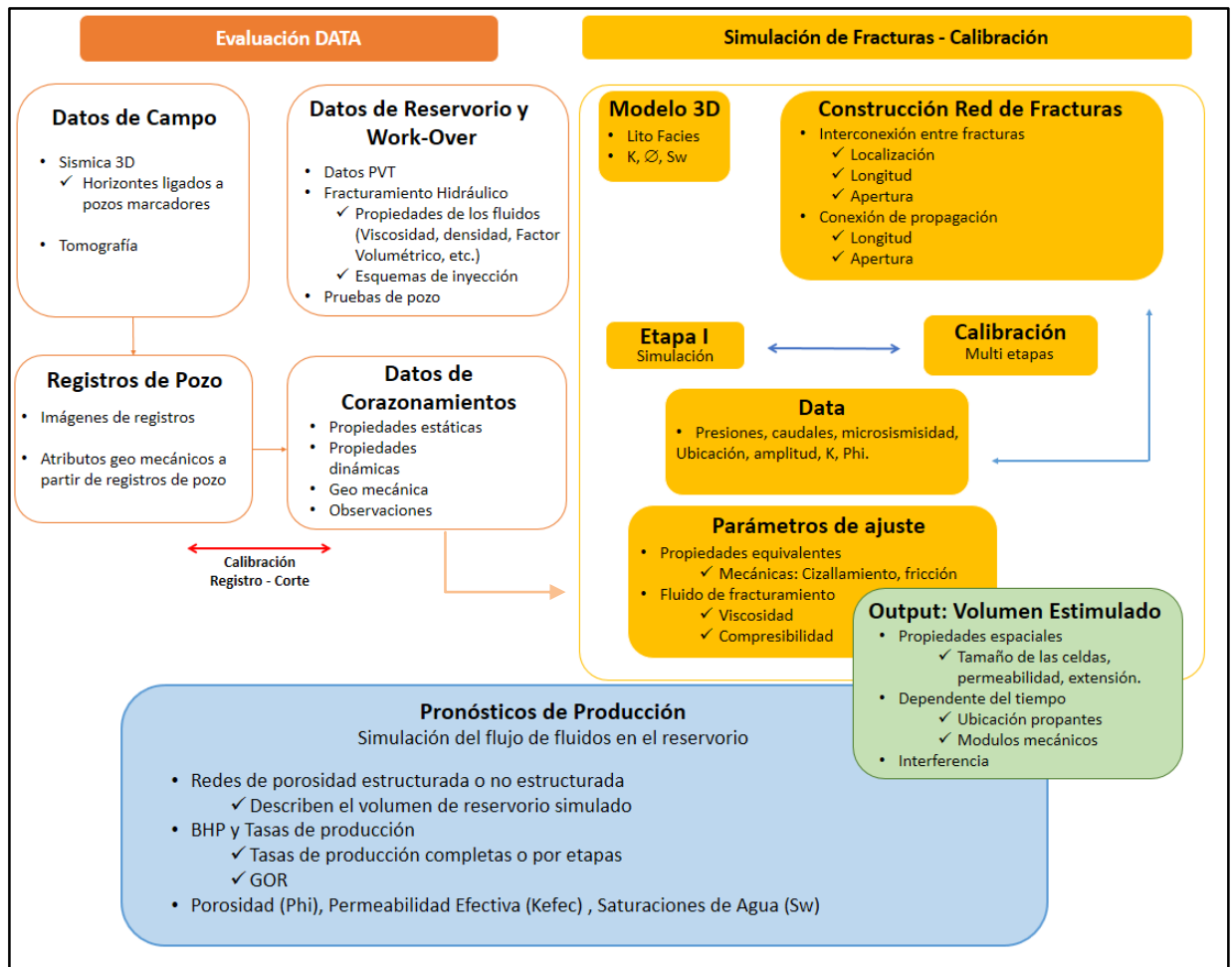
Figura 27. Concepto de Complejidad de una Fractura en la Roca Adaptada por Rickman et al. 2008.



Fuente: Unconventional Production Forecast Needs Integration of Field Hydraulic Stimulation Data Through Fracture Model Calibration and Optimized Numerical Scheme, 2016. Modificado por el autor.

Los métodos implementados en la generación de geométricas reales de las fracturas, implican información a diversas escalas, datos sísmicos, registros de pozo y cortes en la formación, son algunos de estos. El siguiente diagrama (**Figura 28**) muestra un posible flujo de trabajo en el análisis de datos en la construcción de un pronóstico de producción en un yacimiento no convencional.

Figura 28. Posible Flujo de Trabajo en Camino Hacia un Pronóstico de Producción.



Fuente: Unconventional Production Forecast Needs Integration of Field Hydraulic Stimulation Data Through Fracture Model Calibration and Optimized Numerical Scheme, 2016. Modificado por el autor.

Cuando se analizan los datos para un proyecto de estimulación, se observa que los datos sísmicos y los datos de pozo, son la principal fuente de información en la caracterización de datos de campo para realizar la simulación de un fracturamiento hidráulico; un buen pronóstico de producción, es clave en el desarrollo de operaciones de gas y aceite, debido a que no solo permiten al operador conocer valores y comportamientos de producción, sino que también permite conocer la vida útil del reservorio, lo que es un factor clave en el éxito de las operaciones en la explotación de hidrocarburos.

En el desarrollo de la industria petrolera a nivel mundial, se ha utilizado la información de producción de los pozos en la realización de curvas de

declinación; entre los flujos de trabajo más utilizados se encuentra el modelo de Arps, el cual permite calcular el modelo y coeficientes de declinación, los cuales son esenciales a la hora de determinar el tipo de declinación y por lo tanto los pronósticos de producción.

El método de Arps, ha sido comúnmente utilizado a lo largo de la historia en yacimientos convencionales, con precisión aceptable, pero para el desarrollo de yacimientos no convencionales, este método tiende a ser erróneo e irracional. Esto se debe, a que las presunciones del modelo de declinación de Arps no cumplen con los escenarios de producción en un yacimiento no convencional³².

Las presunciones en la aplicación del método de Arps son las siguientes:

- Cambios insignificantes en las condiciones de operación
- Pozo produciendo bajo una BHP³³ constante
- Pozo produciendo a partir de un área de drenaje no variable
- Pozo produciendo por una sola capa, reservorio homogéneo con condiciones de flujo estable

Cada una de las anteriores presunciones se deben cumplir para asegurar la aplicabilidad del método de Arps, por otro lado, en los reservorios no convencionales se presentan otro tipo de condiciones, lo que limita la aplicabilidad de este método para este tipo de yacimientos. Las condiciones son las siguientes:

- Cambios en las condiciones de operación
- La Permeabilidad matricial es extremadamente baja
- El área de drenaje crece constantemente en un yacimiento no convencional (régimen de flujo transiente extremadamente largo)
- Reservorios altamente heterogéneos

³² SHARMA, A; LEE J; TEXAS A&M UNIVERSITY; UNIVERSITY OF HOUSTON. Improved workflow for EUR Prediction in Unconventional Reservoirs. 2016.

³³ Bottom hole pressure

Por lo tanto, la aplicación del modelo de declinación de Arps no es válido para la realización de pronósticos de producción en yacimientos no convencionales.

Modelos como el de Duong, SEPD³⁴, entre otros, han sido desarrollados para modelar el régimen de flujo en un yacimiento no convencional. No obstante, estos modelos fueron diseñados para regímenes de flujo transiente y por lo tanto su precisión es menor cuando hay barreras de flujo en el reservorio.

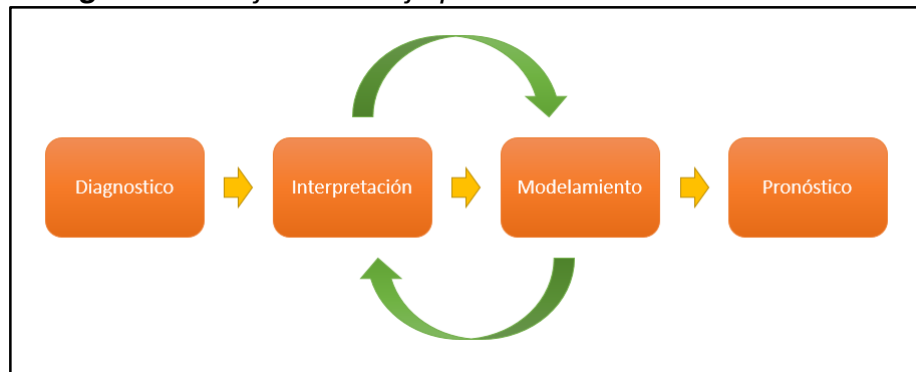
Una de las herramientas en el análisis de predicción de producción es RTA (Rate transient analysis), el cual es un modelo que relaciona la presión con las tasas de flujo, partiendo de que, si es posible conocer presiones futuras en el análisis de un pronóstico de producción, también es posible predecir tasas futuras. Las características de esta herramienta son las siguientes:

- **Usa presiones y tasas de flujo:** Determinación de flujo transiente en la formación
- **Caracterización del reservorio:** Provee excelentes herramientas en la caracterización del reservorio, permitiendo identificar características del reservorio como la permeabilidad, el daño en la formación o el área de drenaje.
- **Calculo de OGIP/OOIP:** Se crea un análisis de flujo transiente para identificar y obtener información acerca del OOIP y del OGIP.
- **Generación de pronósticos:** Es una excelente herramienta en la optimización y generación de pronósticos con el fin de identificar potenciales de producción.

El flujo de trabajo para la herramienta RTA es el siguiente:

³⁴ Stretched-exponential production-decline

Figura 29. Flujo de trabajo para la herramienta RTA



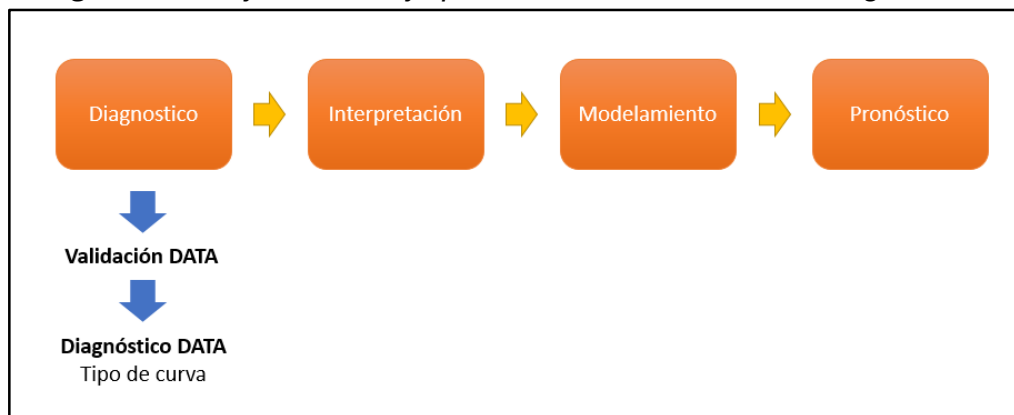
Fuente: Web cast, Harmony Enterprise – Getting Started. IHS Markit, 2018. Modificado por el autor.

La herramienta RTA, puede ser utilizada en cualquier tipo de pozo en el mundo, está diseñada para pozos de gas (seco, condensado, etc.), pozos de aceite crudo (horizontales o verticales), pozos onshore u offshore.

En la etapa diagnóstica, es analizada la calidad de los datos disponibles, con el fin de que estos sean datos seguros y poder realizar un correcto enfoque en el análisis de la data y el tipo de curva de declinación que puede ser implementado.

Figura 30.

Figura 30. Flujo de Trabajo para la Herramienta RTA. Diagnostico

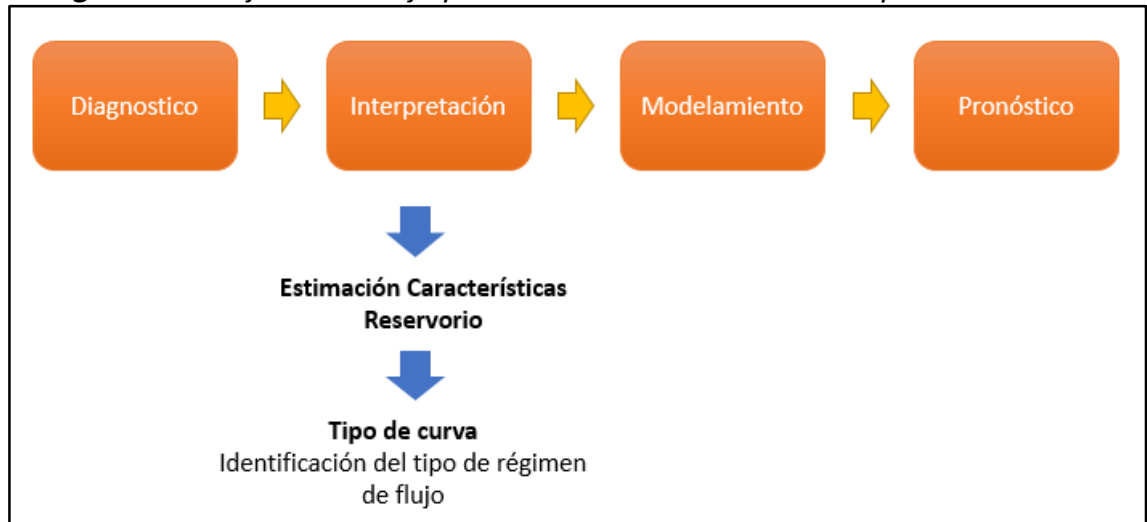


Fuente: Web cast, Harmony Enterprise – Getting Started. IHS Markit, 2018. Modificado por el autor.

En la etapa de interpretación, el objetivo es observar el aporte de los datos al proceso y cualquier otro tipo de información que pueda ser obtenido de estos. En esta etapa, se identifica el tipo de flujo en el pozo, así como también la estimación de las características del reservorio, tales como área de drenaje del pozo, área de contacto inicial, permeabilidad, tipo de fractura, daño en la

formación, cálculos volumétricos ya sea de aceite, gas o agua en la formación, entre otros. **Figura 31.**

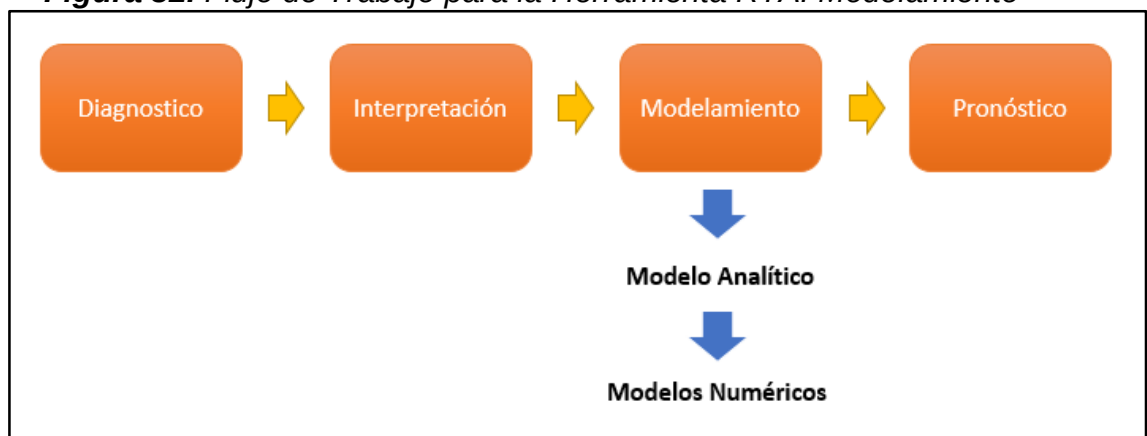
Figura 31. Flujo de Trabajo para la Herramienta RTA. Interpretación.



Fuente: Web cast, Harmony Enterprise – Getting Started. IHS Markit, 2018. Modificado por el autor.

Para la etapa de modelamiento, los datos procesados anteriormente, permitirán simular las condiciones del reservorio, por lo que será posible recrear tasas de producción similares a las reales. Si se logra obtener un buen cotejo histórico entre los datos analizados, la información será mucho más certera y los análisis en los pasos siguientes en el flujo de trabajo tendrán mejores resultados.

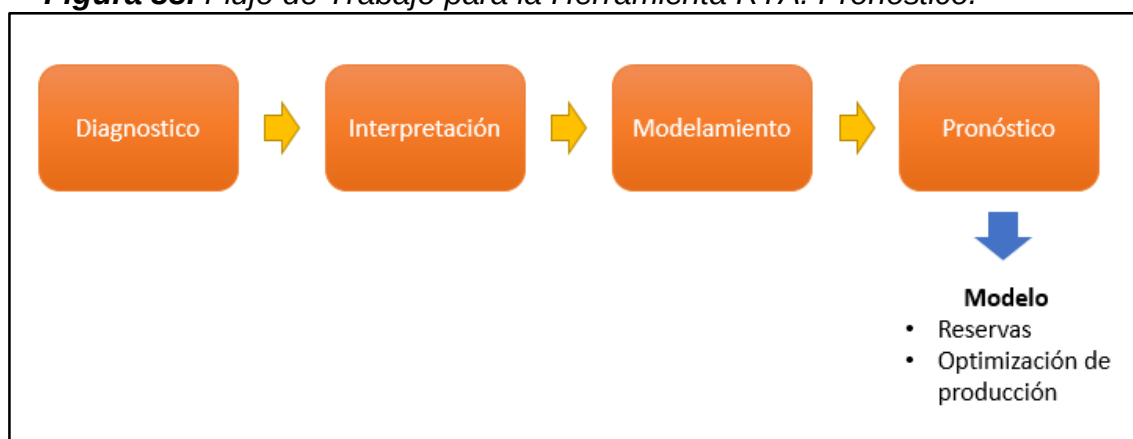
Figura 32. Flujo de Trabajo para la Herramienta RTA. Modelamiento



Fuente: Web cast, Harmony Enterprise – Getting Started. IHS Markit, 2018. Modificado por el autor.

El proceso final en el flujo de trabajo es el pronóstico de producción, en donde la data ha sido actualizada y cotejada, permitiendo conformar un pronóstico confiable con la ayuda del modelo de declinación anteriormente establecido y todo el conjunto de datos que intervienen en el desarrollo del proyecto.

Figura 33. Flujo de Trabajo para la Herramienta RTA. Pronóstico.



Fuente: Web cast, Harmony Enterprise – Getting Started. IHS Markit, 2018. Modificado por el autor.

Una vez culminado el flujo de trabajo en la búsqueda de un pronóstico de producción, este proveerá información y ayuda en la toma de decisiones en la determinación de valores de reservas de hidrocarburos.

Para la formación La Luna, una metodología como la mencionada anteriormente, permitirá construir un modelo robusto con la información necesaria para el desarrollo de las fases de EOR en yacimientos no convencionales: Fase de estudio de preinyección, fase piloto y desarrollo en todo el campo.

En la **Tabla 3**, se presentan los diferentes métodos de recobro mejorado y sus diferentes criterios de aplicación en yacimientos no convencionales; propiedades tanto del fluido como del reservorio, deben ser tenidas en cuenta a la hora de seleccionar el mejor método de recobro mejorado. Los valores resaltados en rojo para algunos de los criterios de evaluación, hacen referencia a datos que han sido evaluados en pruebas de laboratorio o valores que han tenido un mejor comportamiento en proyectos ya realizados en yacimientos convencionales.

Tabla 3. Criterios de Selección para diferentes Métodos de Recobro Mejorado en Yacimientos no Convencionales

Metodo EOR		Metodos de inyección de Gas (Miscible)				Inyección de Agua		Formación La Luna
		Nitrogeno y gases de Combustión	Hidrocarburo	CO2	Gases Inmiscibles	Polimero Miscelar, ASP, Inundación alcalina	Inyección de Polimeros	
Propiedades del fluido	Gravedad (API)	> 35 48	> 23 41	> 22 36	> 12	> 20 35	> 15	20 - 35
	Viscosidad (cp)	< 0,4 0,2	< 3 0,5	< 10 1,5	< 600	< 35 13	>10, < 150	8 - 14
	Composición	Alto porcentaje de C1 a C7	Alto porcentaje de C2 a C7	Alto porcentaje de C5 a C12	No es critico	Intermedio Ligero, algunos acidos	No es critico	Alto porcentaje de C15 a C33
Propiedades del Yacimiento	Saturación de Aceite (%)	> 40 75	> 30 80	> 20 55	> 35 70	> 35 53	> 50 80	60 - 70
	Tipo de Formación	Areniscas o Carbonatos	Areniscas o Carbonatos	Areniscas o Carbonatos	No es critico	Preferiblemente Arenisca	Preferiblemente Arenisca	Carbonatos en su mayoría
	Espesor Neto (ft)	Fino o poco espesor	Fino o poco espesor	Rango Amplio de espesor	Buena permeabilidad vertical	No es critico	No es critico	650 - 900
	Permeabilidad promedio (mD)	No es critico	No es critico	No es critico	No es critico	> 10 450	> 10 800	> 100nD
	Profundidad (ft)	> 6000	> 4000	> 2500	> 1800	> 9000 3250	< 9000	4200 - 12000
	Temperatura (°F)	No es critico	No es critico	No es critico	No es critico	> 200 80	> 200 140	165 - 190

Fuente: Información tomada de "EOR Screening Criteria Revisited, SPE Reservoir Engineering, august 1997". (modificado por el autor)

Con base en la tabla de criterios de selección para recobro mejorado, se puede concluir que los parámetros de las propiedades de yacimiento y de fluidos de la formación La Luna, están entre los rangos para el desarrollo de operaciones de inyección de gas miscible (N₂ y gases de combustión, Hc's, CO₂ y gases inmiscibles). Sin embargo, el desarrollo de operaciones para inyección de agua no podría ser descartada.

Adicionalmente, la presencia de carbonatos en la formación La Luna y su buen contenido de materia orgánica, conlleva a la formación de fracturas naturales y las convierte en buen escenario para la inyección de gas miscible e inmiscible (Huff and puff).

De acuerdo con la información obtenida y los resultados de las pruebas piloto desarrolladas en Estados Unidos (Eagle Ford, Bakken y Marcellus) para recobro mejorado, a continuación, se presenta una básica selección de parámetros de los shale plays en Estados Unidos, así como de la Formación La Luna, el principal enfoque en el desarrollo de este proyecto. (**Tabla 4**)

Tabla 4. Análisis Básico de los Parámetros para Desarrollar una Herramienta de Selección de la Posible Aplicación de Operaciones de Recobro Mejorado en la Formación La Luna, Colombia.

Formaciones		Eagle Ford	Bakken	Marcellus	La Luna
Parámetros					
Edad		Cretácico ⁷	Devónico Carbonífero temprano ¹⁶	Devónico Medio ¹	Cretácico Superior ¹⁷
Temperatura Formación (°F)		170-231 ³	158-280 ³	110-160 ¹	165 - 190
Gradiente de Presión (psi/ft)		0,4 - 0,65 ⁸	0,5 - 0,7 ³	0,4 - 0,6 ²	0,55 - 0,8 ¹⁹
Permeabilidad		1 - 100 nD ³	0,04 mD ³	0,2 - 0,9 mD ⁴	> 100 nD ¹⁴
Profundidad Promedio (ft)		5.500 - 14.400 ³	10.000 - 12.000 ³	3.300 - 8.800 ³	4.200 - 12.000 ³
Espesor Neto (ft)		100 - 330 ³	25 (Superior), 85 (Medio) y 50 (Inferior)	50 - 300 ³	650 - 900 ³
Porosidad (%)		4 - 10 ³	4 - 8 ³	4 - 10 ³	6 - 14 ³
Composición Mineralógica	% Carbonatos	40 - 90 ⁸	> 50 ¹⁵	2 - 45 ¹	25 - 80 ²⁰
	% Cuarzo	20 ⁸	51 ¹⁵	38 ¹	> 35 ²⁰
	% Arcillas	8 ⁸	14 ¹⁵	40 ¹	13 ²⁰
Ro		0.68 - 1.5 ³	N/A	0.8 - 3 ³	0.7 - 1 ³
TOC		2 - 9 ⁸	5 - 10 ¹⁵	3 - 12 ¹	0.5 - 1.5 ³
Naturalmente Fracturada		Fracturas Naturales ⁹	Fracturas Naturales ¹³	Fracturas Naturales ⁵	Carbonatos naturalmente fracturados ²¹
Tipo de Hidrocarburo		Gas Seco, Gas húmedo/Condensado y petróleo de API entre 33° y 50° ³	Gas Condensado Petróleo con un API promedio entre 39° y 46° ³	Gas Condensado ³	Crudo Liviano, crudo / Gas ³
Factor de Recobro (%)		14.3 ¹⁰	1-15 ¹²	9.3 ⁶	10 - 40 ¹⁹
Metodo EOR		Inyección de gas (Huff and Puff) ¹¹	Inyección continua de gas ¹³	Inyección de agua ⁴	-----
1. U.S. Energy Information Administration, 2017. 2. The American Oil&Gas Reporter, 2012. 3. Ordoñez, 2016 4. Farinas, SPE, Shell E&P Inc & Fonseca, 2014. 5. Cruz y otros, 2016. 6. Sandra & Sandra, 2016. 7. Elton, 2014. 8. Martin, 2017. 9. Hu, Matzar & Martysevich, 2014. 10. Sinha, Devegowda, University of Oklahoma & Deka, 2017. 11. Atan y otros, 2018. 12. Clark, SPE & Texas A&M University, 2009. 13. Hoffman, 2017 14. Walls, 2013. 15. Lei, Qing & Coulson, 2014. 16. Grau & Sterling, 2011. 17. Casadiego Quintero y Rios Reyes, 2016. 19. U.S. Eia, 2015. 20. Rangel, Parra & Niño, 2000. 21. Canacol Energy, 2014.					

Teniendo en cuenta los parámetros presentados en la **Tabla 4**, los campos más análogos para la aplicación de operaciones de recobro mejorado en la formación La Luna son el Shale Play Eagle Ford y Bakken. Como se puede observar, hay similitud en parámetros como temperatura de formación, profundidad promedio, porosidades con valores promedio de 8%, valores de permeabilidad del orden de nanoDarcy, característicos de los shale plays; composición mineralógica muy similar, con valores de TOC promedio de 5% (buena calidad de Kerogeno).

Adicionalmente, durante el desarrollo de pozos Piloto, el análisis de núcleos y registros de pozo en la formación de interés brindará parámetros adicionales que se deben tener en cuenta en la selección de operaciones de Recobro Mejorado. El análisis de los diferentes parámetros petrofísicos, Geomecánicos y Geoquímicos se muestran en la **Tabla 5**.

Tabla 5 *Parámetros en la caracterización de Yacimientos no Convencionales*

Variable		Parametro	Medición		Uso en la Evaluación
			Laboratorio	Registros de pozo	
Petrofísica	Porosidad	PHI	Método GRI	Densidad, fotoeléctrico, Neutrón compensado, RMN	Núcleo molido y tamizado para porosidad total por estándares Publicados de GRI.
	Permeabilidad y flujo	K	Método GRI, CST	Resonancia Magnética Nuclear RMN	Permeabilidad de la matriz (Proceso GRI) en nD, capacidad de flujo en la matriz
	Saturación de Fluidos	Sgas, Sagua	Método GRI (Sgas)	Resistividad profunda, RMN	Volumen abandonado, despues de triturar las muestras son completamente deshidratadas, calibración con saturación de agua.
	Volumen de Arcilla	XSH		Gamma Ray GR, GR espectral	Volumen de arcilla en la Formación
Geoquímica	Carbono Orgánico Total	TOC	Análisis TOC	Resistividad profunda, GR, RMN (Limita el volumen)	Cuantificación de la riqueza de la materia orgánica
	Mineralogía	Qz	XRD, XRF, ICP, LIBS	Espectroscopía de captura elemental (mineralogía geoquímica)	Mineralogía por dispersión convencional de rayos x, elementos para calibración mineral.
			ICP		Espectro de elementos más preciso para calibración mineralógica.
			LIBS		Determinación de composición elemental de forma sencilla y rapida. Se puede derivar mineralogía.
	Grado de Madurez	Ro, Tmax	Pirólisis Rock Eval (Tmax, PI) Análisis de macérales (Ro) Biomarcadores Gradiente Geotérmico	Registros sísmicos y velocidad sísmica Neutrón-Densidad Resistividad Profunda	Evaluacion de grandes cantidades de muestras de rocas, separando los hidrocarburos en compuestos más simples y más livianos
	Tipo de Materia Organica	O:C, H:C	Análisis pirolisis (S1, S2) + TOC Estudio de Isótopos estables Estudio de biomarcadores		
	Potencial de la Roca Fuente	S1, S2	Pirólisis Rock Eval		
Geomecánica	Nivel de Biodegradación		Estudio de biomarcadores Estudio de Isótopos estables		Proceso biologico que conlleva a la reducción de contenido organico,
	Módulo de Young	E	Prueba de esfuerzo triaxial	Sónico	YM & PR horizontal vs vertical para anisotropua de esfuerzos del núcleo.
	Relación de Poisson	v	Prueba de esfuerzo triaxial	Sónico compresional y de corte	
	Fragilidad/Fracturabilidad	Br	Dureza Brinell	Sónicos, densidad, litológicos	Prueba de deformación. Indica potencial para complejidad de fractura.
	Estado de Esfuerzos	VTI, HTI, Orientación		Sónico dipolo orientado, imagen lodo	

Fuente: Realizado por el Autor. Información tomada de “Caracterización Petrofísica de Yacimientos no Convencionales a partir de Registros de Pozos: Nuevo modelo de Evaluación e Interpretación, 2017. Bogotá”,

Una vez realizado el análisis de los parámetros mencionados en la **Tabla 5**, es preciso realizar una correlación de la zona total evaluada con la ayuda de registros de pozo, por lo que se podrá obtener un modelo petrofísico más completo para el campo en desarrollo, conocer el comportamiento de los fluidos y contribuir en la definición de la zona con mayor potencial de producción.

7 CONCLUSIONES

La formación La Luna presenta características muy similares a los Shale Plays Eagle Ford y Bakke, en el cual han sido desarrolladas con éxito operaciones de recobro mejorado, por lo tanto, es una formación con prospecto para el desarrollo de pruebas piloto en la explotación de recursos no convencionales en Colombia.

El desarrollo de operaciones de inyección de gas Huff and Puff, presento muy buenos resultados en los pilotos realizados para Eagle Ford, lo cual sería un buen punto de partida en el análisis de una posible inyección de gas miscible e inmisible para la formación la Luna.

Con el desarrollo de actividades EOR en Eagle Ford, se lograron aumentos en el factor de recobro de entre 30% y 70%, lo que convierte a la Formación La Luna en un escenario prometedor para la industria petrolera en Colombia.

Las mejores prácticas de operaciones ya realizadas en yacimientos no convencionales, serán de gran ayuda en el camino hacia el desarrollo de la industria petrolera en el país, contribuirán en la ampliación del espectro que hasta ahora se tiene en cuanto al manejo y productividad de los yacimientos no convencionales para Colombia.

8 RECOMENDACIONES

La realización de pruebas Piloto para el desarrollo de operaciones de inyección de gas como Recobro Mejorado para la Formación La Luna, ampliara el espectro en el desarrollo de este tipo de operaciones en Colombia.

La adquisición y análisis de los datos históricos en la formación la Luna, será un aspecto primordial en el camino hacia un aumento en su producción, puesto que, con esta, podrán ser desarrolladas actividades tanto técnicas como analíticas en la construcción de un modelo de explotación efectivo del recurso no convencional.

Es necesaria la implementación de un modelo analítico en el manejo de los datos históricos de la formación, esto ayudara en la construcción de pronósticos de producción certeros que disminuyan la incertidumbre en los valores de las reservas asociadas a hidrocarburos no convencionales.

El uso de un software de selección para métodos de recobro mejorado (EOR) permitirá evaluar cuál es el método que mejor se comporta con respecto a la producción de la formación. Esto se realizará con la ayuda de la información ya obtenida anteriormente acerca de las características y condiciones de la formación.

BIBLIOGRAFÍA

ABAD MARTINEZ, Perla Estefania y AGUILERA JAIMES, Diana Marlem. Yacimientos no Convencionales.. Mexico : s.n., 2015.

ACIPET. Técnicas y metodologías para el cálculo de porosidades asociadas a rocas generadoras . 2017.

AL-AZHAR UNIVERSITY; SPE; SUCO; A., Bayoumi; N., El-Emam; A. , El Battrawy; M. A., Naguib y otros. Guideline of Artificial Lift Selection for Mature Field. 2000.

ALBOUDWAREJ, Hussein; BADRY, Rob; BREMNER, Rob; BAKER, Andy; BESHRY, Mohamed; BROWN, George; CALVO , Rodrigo; HATHCOCK, Roy; HUGHES, Trevor. La importancia del petróleo Pesado. Oil Field Review. 2006.
ANGARITA, Alejandro Ospina. Yacimientos No Convencionales, Potencial de progreso económico y social para Colombia.. 2018, Paz Laboral, pág. 35.

ANH. Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Integración Geológica de la digitalización y análisis de núcleos. 2012.

ARRIAGA BALDERAS, Erick Ramces y CORDOVA ZARATE, Rogelio. Recuperación mejorada en yacimientos Naturalmente Fracturados. Mexico D.F : s.n., 2008.

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO. Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia. Bogotá : s.n., 2014.

Atan, Safian, AJAYI, Arashi; HONARPOUR, Matt; TUREK, Edward; DILLENBECK, Eric; MOCK, Cheryl; AHMADI, Mahmood; PEREIRA, Carlos. The Viability of gas injection EOR in Eagle Ford shale reservoirs. Dallas, Texas : SPE-191673-MS, 2018.

BALLESTEROS CAMARGO, Carlos Andres y PARRA MENDEZ, Joulin Anyineth. Estudio estratigráfico secuencial para la formación La Luna en el costado oriental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena: una visión exploratoria de hidrocarburos no convencionales. Bucaramanga : s.n., 2012.

BARRERIRO, Eduardo y MASARIK, guisela. Los reservorios no convencionales, un "fenómeno global". 2011.

BEJARANO, A; IP; SPSOil; ACIPET; ORTIZ, R D; IP; PÉREZ, E R; ECOPETROL-ICP. Caracterización Petrofísica de Yacimientos no Convencionales a partir de Registros de Pozos: Nuevo Modelo de Evaluación e Interpretación. Bogotá : s.n., 2017.

BROWN, Kermit E. The technology of Artificial lift methods. Tulsa : s.n., 1984.
CASADIEGO QUINTERO, Efraín y RIOS REYES, Carlos Alberto. Lithofacies Analysis and Depositional Environment of the Galembo Member of La Luna Formation. 2016.

CHACÍN, Nelvy. Bombeo de Cavidad progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. Venezuela : s.n., 2003.

CLARK, AARON, SPE y TEXAS A&M UNIVERSITY. Determination of the Recovery Factor in the Bakken Formation, Mountrail Country, ND. Louisiana : s.n., 2009.

CORREA PEREZ, Jose Eduardo . Analisis de variables de producción para la selección de sistemas de levantamiento artificial adecuados para la producción de crudos pesados. 2017.

CORTÉS CORTÉS, Miguel Ángel . Metodo de recuperación mejorada mediante la inyección cíclica "Huff and Puff" de bioxido de carbono. Mexico D.F : s.n., 2008.

CRUZ, Leonardo; IZADI, Ghazal; MOOS, Daniel; SHERIDAN, Judith; SETTGAST, Randolph; RYERSON, Frederick. The role of natural fractures (joints) in the Marcellus Shale during hydraulic fracture stimulation using full 3D modeling. Houston, Texas : s.n., 2016.

CURTIS, Carl. Yacimientos de Petróleo pesado. Oil Field Review. 2003.

DE LA OSSA, JUAN EDUARDO RIVERA. Evaluación de la inyección de gas de combustión de la refinería de Barrancabermeja como método de recobro en el campo Ilanito, Bucaramanga. 2010.

DING, Wenlong. Fracture development in Shale and its relationship to gas accumulation. Beijing : Geoscience Frontiers, 2011.

ELTSON, Harold W. Mineralogical and Geochemical Assessment of Eagle Ford Shale. Ohio : s.n., 2014.

FARINAS, Mauricio; SPE; SHELL E&P INC; FONSECA, Ernesto. A new look on fracture injection test for shale gas: Marcellus case. Texas : s.n., 2014.

GRAU, Anne y STERLING, Robert. Characterization of the Bakken System of the Williston Basin from Pores to Production; The Power of a Source Rock/Unconventional Reservoir Couplet. Milan, Italia : s.n., 2011.

HOFFMAN, Todd, [int.]. Unconventional Enhanced Oil Recovery Pilot Projects in the Bakken Formation. AAPG Rocky Mountain Section, Montana : s.n., 2017.

HU, DANDAN, MATZAR, LUIS y MARTYSEVICH, Vladimir. Effect of Natural Fractures on Eagle Ford Shale Mechanical Properties. Amsterdam : s.n., 2014.

IHS Markit. Web Cast Harmony Enterprise. [En línea] 2018.

INSTITUTO ARGENTINO DE PETRÓLEO Y GAS. El Abecé de los Hidrocarburos en Reservorios no Convencionales. 2013.

IPTC. A new Dawn for CO2 EOR. Qatar : s.n., International Petroleum Technology Conference. 2005.

JACOBS, Trent. Unconventional Resources will require Unconventional EOR. Kuwait : s.n., 2015.

LEI, Ming. QING, Hairuo y COULSON , Ian. A Preliminary Investigation of the Mineralogy of the Bakken Shales in Southern Saskatchewan. 2014.

LINARES PEREZ, William Andres. Los Yacimientos no convencionales en colombia: Una visión Legal y Regulatoria de su posible Exploración y Explotación comercial. 2015.

M, Delorme; BOSSIE-CODREANU, D; I, BEN-GHARBIA; O, KHEBZEGGA; O, M. Ricois. Unconventional Production Forecast Needs Integration of Field Hydraulic Stimulation Data Through Fracture Model Calibration and Optimized Numerical Scheme. 2016.

MAGGIOLO, Ricardo. Gas Lift Basico . 2004.

MARTIN, Emanuel Omar. Eagle Ford Shale Part A: Geological Review. 2017.
MAYA, Gustavo; CASTRO, Ruben; LOBO, Adriano; ORDOÑEZ, Anibal; SANDOVAL, Jorge; MERCADO, Diana; TRUJILLO, Marta; SOTO, Claudia; PEREZ, Hector Hugo. Enhanced Oil Recovery (EOR) Status-Colombia. 2010.

MORENO BÁEZ, María Mónica y PÉREZ GUAVITA, Yoham Aldenago. Identificación y manejo de los problemas ambientales en la explotación de las arenas bituminosas del rio Guejar. Bucaramanga : s.n., 2015.

ORDOÑEZ RENGIFO, Evert Julián. Propuesta de desarrollo para Shale Plays Colombianos. Bucaramanga : s.n., 2016.

PITCHER, Jason; BULLER, Dan; HALLIBURTON; MULLEN, Mike. Shale Exploration Methodology and Workflow. Abu Dhabi : s.n., 2012.
PUGH, TOBY. Hydraulic lift system. 2014.

RANGEL, A, PARRA, P y NIÑO, C. The La Luna Formation: chemostratigraphy and organic facies in the middle Magdalena Basin. Bucaramanga, Colombia : s.n., 2000.

RODRIGUEZ MUÑOZ, Alvaro Fabian y TORRES TORRES, Edgar. Evaluación tecnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. 2007.
SANDREA, Rafael y SANDREA, Ivan. New well-productivity data provide US shale potential insights. 2014.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [En línea] 2019.
www.glossary.oilfield.slb.com.

SHARMA, Akash; LEE John; TEXAS A&M UNIVERSITY; UNIVERSITY OF HOUSTON. Improved workflow for EUR Prediction in Unconventional Reservoirs. 2016.

SINHA, Saurabh; DEVEGOWDA, Deepak; UNIVERSITY OF OKLAHOMA; DEKA, Bhabesh. Quantification of Recovery Factors in Downspaced wells: Application to the Eagle Ford Shale. California : s.n., 2017.

SVINOS, Jonh G. Optimización de Bombeo Mecánico . 2005 .

TABER, J., MARTIN, D. y SERIGHT, R. EOR Screening Criteria Revisited. México: s.n., 1997.

The American Oil&Gas Reporter. Integrating data key in Marcellus pilot. 2012.

TRUJILLO, Martha, y otros. Herramienta Software para selección y diseño de Métodos de Recobro Mejorado. 2010.

U.S. Energy Information Administration. Marcellus Shale Play, Geology review. 2017.

U.S. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Northern South America. Washinton : s.n., 2015.

ÚBEDA, Juan M. Coalbed Methane (CBM). Buenos Aires : s.n., 2008.

WALLS, Joel. Relative Permeability in La Luna Formation (Colombia) using Digital Rock Physics. Houston, Texas : s.n., 2013.

WEISSEL, Matías. Tight Gas Sands: Un camino hacia la sustentabilidad Energética. Buenos Aires : s.n., 2010.

ANEXOS

ANEXO A. SOFTWARE DE ANALISIS PARA METODOS DE RECOBRO MEJORADO

Algunos de los software de aplicación para la selección adecuada de métodos EOR (4), son los siguientes:

EORGUI (PETROLEUM SOLUTIONS): Este software permite realizar una proyección o análisis de la aplicabilidad de técnicas EOR para diferentes campos, en este se encuentran diferentes métodos de recobro y permite cuantificar la producción de tecnologías aplicables gracias a la implementación de seis métodos de predicción.

Los métodos de recobro en el software son:

- Modelo predictivo de inyección Miscible de CO₂
- Modelo predictivo de inyección química
- Modelo predictivo para combustión In-situ
- Modelo predictivo de inyección por polímeros
- Modelo predictivo de inyección de vapor
- Modelo predictivo de perforación de pozos Infill

SWORD (IRIS): Este software está diseñado para la evaluación rápida de yacimientos, campos o prospectos y predicciones de potencial de métodos de Recobro (IOR/EOR). Sus técnicas de predicción están basadas en modelos de criterios multiples, soluciones analíticas probadas y experiencias en trabajos de campo.

Permite realizar una planificación estratégica de explotación de yacimientos y de la misma manera aporta en la toma de decisiones en la implementación de métodos de recobro. Algunas de sus características principales se presentan a continuación:

- Planificación estratégica en la explotación de yacimientos
- Ayuda en la toma de decisiones en la aplicación de métodos de recobro
- Evaluación rápida de yacimientos y estudios de sensibilidad
- Es usada frecuentemente antes o durante el uso de simuladores numéricos para disminuir sobre costos de modelado o simulación.

- Es usado particularmente en situaciones en las cuales no se cuenta con información necesaria en la descripción del yacimiento.

SELECTEOR (ALBERTA RESEARCH COUNCIL): Este software analiza y estudia 17 procesos EOR y genera predicciones utilizando 14 de ellos. Los criterios de análisis están basados en una base de datos completa, la cual ha tenido buena aceptación por su eficacia en la evaluación de potencial EOR alrededor del mundo.

SCREENING 2.0 (ECOPETROL-ICP): Esta herramienta ejecuta criterios de screening de 18 métodos EOR, y permite la obtención de información de campos análogos apoyados en la base de datos de aproximadamente mil campos.

Este Software integra screening, analogías, metodología de Benchmarking y métodos de predicción; permite identificar tecnologías de recobro mejorado, proyectos de EOR, determinación de probabilidades de éxito en la aplicabilidad de un método de recobro específico y la realización de predicciones analíticas.