

Identificación de áreas potenciales para desarrollar un piloto de inyección de agua mediante la evaluación analítica de distintos escenarios de inyección en un campo de crudo pesado.

Miguel Isnardo Amaya Bohórquez

Trabajo de Grado para Optar por el título de especialista en Ingeniería de Yacimientos

Director

Jorge Mantilla Villamizar

Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Especialización en Ingeniería de Yacimientos
Bucaramanga

2020

Dedicatoria

Quiero dedicar este trabajo a Dios y a mi familia, a mi esposa Lady y a mis hijos Thiago y Mateo por su apoyo incondicional y paciencia en este camino. Su amor y cariño me motivaron a concluir esta etapa de mi carrera profesional.

Agradecimientos

Agradecimientos a ECOPETROL, empresa en la que laboro y me ha brindado la oportunidad de crecer en el ámbito profesional y personal. Con especial afecto al ingeniero Jorge Mantilla quien me orientó con su experiencia en la elaboración de este trabajo de monografía.

A la Universidad Industrial de Santander por abrirme sus puertas nuevamente y de esta forma aumentar mis conocimientos en el sector de los hidrocarburos más precisamente en la ingeniería de yacimientos.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	11
1. Objetivos	12
1.1 <i>Objetivo General</i>	12
1.2 <i>Objetivos Específicos</i>	12
2. Inyección de Agua en Crudo Pesado y Criterios de Selección	13
2.1 <i>Inyección de Agua en Crudo Pesado</i>	13
2.2 <i>Criterios de Selección (Screening)</i>	19
2.2.1 <i>Parámetros de yacimiento</i>	19
2.2.2 <i>Parámetros operacionales</i>	28
2.3 <i>Procesos de inyección de agua en campos de crudo pesado – casos reales</i>	44
3. Potencial del Campo en Estudio para Desarrollar Inyección de Agua	55
4. Identificación de Áreas para Desarrollar Inyección de Agua	62
4.1 <i>Metodología</i>	62
4.1.1 <i>Evaluación estructural</i>	62
4.1.2 <i>Evaluación estratigráfica</i>	62
4.1.3 <i>Evaluación petrofísica</i>	63
4.1.4 <i>Análisis de integridad de pozos</i>	63
4.1.5 <i>Análisis de producción</i>	63
4.2 <i>Selección de Área Piloto para Inyección de Agua en el Campo de Estudio</i>	64
4.2.1 <i>Evaluación estructural</i>	64
4.2.2 <i>Evaluación estratigráfica</i>	65
4.2.3 <i>Evaluación petrofísica</i>	68
4.2.4 <i>Análisis de integridad de pozos</i>	69
4.2.5 <i>Análisis de producción</i>	71
4.3 <i>Análisis Integrado para Selección de Área</i>	76
5. Definición de Escenarios y Simulación Analítica	78
5.1 <i>Definición del Arreglo</i>	78
5.1.1 <i>Arreglo 5 puntos invertido</i>	78
5.1.2 <i>Arreglo 7 puntos invertido</i>	79
5.2 <i>Capas Candidatas a Inyección de Agua</i>	80

5.3	<i>Cantidad de Agua a Inyectar</i>	82
5.4	<i>Datos de Inicialización</i>	83
5.5	<i>Consideraciones Adicionales para Construcción de Modelo Analítico</i>	83
5.5.1	Factor de malla.	83
5.5.2	Distribución de inyección por elemento de flujo.	84
5.5.3	Tasas de inyección.	85
5.5.4	Tiempo de llenado.....	89
5.6	<i>Simulador Analítico y Métodos de Calculo</i>	92
5.6.1	Método de flujo segregado.....	93
5.6.2	Modelo de Buckley-Leverett.....	94
5.6.3	Modelo de Craig, Geffen y Morse (CGM).....	94
5.6.4	Modelo de Curva Característica.....	94
5.6.5	Método WOR.....	94
6.	Análisis de Resultados.....	97
6.1	<i>Modelo de 5 Puntos Invertidos Inyección en Formación 2</i>	97
6.1.1	Escenario medio.	99
6.1.2	Incremental escenario bajo, medio y alto.....	102
6.2	<i>Modelo de 5 Puntos Invertidos Inyección en Formación 1 y 2</i>	104
6.2.1	Escenario medio.	104
6.2.2	Incremental escenario bajo, medio y alto.....	109
6.3	<i>Modelo de 7 Puntos Invertidos Inyección en Formación 2</i>	110
6.3.1	Escenario medio.	112
6.3.2	Incremental escenario bajo, medio y alto.....	115
6.4	<i>Modelo de 7 Puntos Invertidos Inyección en Formación 1 y 2</i>	117
6.4.1	Escenario medio.	118
6.4.2	Incremental escenario bajo, medio y alto.....	122
6.5	<i>Resumen de Resultados</i>	123
7.	Conclusiones	127
8.	Recomendaciones	128
	Referencias Bibliográficas.....	129

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Clasificación del crudo según su gravedad API.....	14
Tabla 2. Efectos de la configuración de inyección en el éxito de procesos de inyección de agua.....	30
Tabla 3. Efecto del volumen de remplazamiento sobre el éxito de inyección de agua.....	38
Tabla 4. Parámetros de Yacimiento relevantes en el éxito de procesos de inyección de agua.....	41
Tabla 5. Parámetros Operacionales relevantes en el éxito de procesos de inyección de agua.....	43
Tabla 6. Proyectos de inyección de agua en campos de crudo pesado.....	45
Tabla 7. Propiedades de yacimiento – Campo estudio.....	55
Tabla 8. Diagnóstico de cumplimiento por características de yacimiento.....	57
Tabla 9. Valores de propiedades en área piloto / Bloque E.....	81
Tabla 10. Modelos definidos para evaluación analítica.....	82
Tabla 11. Propiedades petrofísicas y de fluido para inicialización del simulador analítico.....	83
Tabla 12. Estimación de tiempo de llenado por capa según escenario de inyección en arreglo de 5 puntos.....	90
Tabla 13. Consolidado de resultados en términos de volumen incremental y factor de recobro.....	124

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Factor de recobro por inyección de agua en crudo pesado para algunos campos en Canadá.	15
Figura 2. Efecto de la viscosidad en la curva de flujo fraccional.	17
Figura 3. Recobros por inyección de agua a diferentes tasas.....	18
Figura 4. Efecto de la densidad sobre el éxito de la inyección de agua en crudos pesados.	21
Figura 5. Efecto de la porosidad sobre el éxito de la inyección de agua en crudos pesados.	23
Figura 6. Importancia de permeabilidad y heterogeneidad para procesos de inyección de agua.....	25
Figura 7. Efecto del espaciamiento entre pozos sobre el factor de recobro en procesos de inyección de agua.	33
Figura 8. Importancia de permeabilidad y heterogeneidad para procesos de inyección de agua.....	35
Figura 9. Efecto de Throughput rate sobre el éxito de inyección de agua.	37
Figura 10. Relación entre viscosidad del crudo y factor de recobro en inyección de agua.	46
Figura 11. Relación entre gravedad API y factor de recobro en inyección de agua.	47
Figura 12. Relación entre HCPVI y factor de recobro en inyección de agua.	48
Figura 13. Relación entre espaciamiento entre pozos y factor de recobro en inyección de agua.	49
Figura 14. Comportamiento de producción del campo Wainwright.....	50
Figura 15. Comportamiento de producción del campo Viking Kinsella.	51
Figura 16. Esquema del campo Battrum.....	52
Figura 17. Comportamiento de producción del campo Battrum Roseray.....	53
Figura 18. Comportamiento de producción del campo South Success Roseray.	54
Figura 19. Resultados de caracterización mineralógica DRX.	59
Figura 20. Esquema de fallas, compartimentos y estructura para el campo en estudio.	64
Figura 21. Registro tipo para pozos del campo en estudio.	66
Figura 22. Correlación estructural y estratigráfica peniplanizada al tope de la formación 2.....	67
Figura 23. Mapa de espesor neto (útil) a nivel de yacimiento.	68
Figura 24. Análisis de Lorenz Modificado para un pozo del campo en estudio.	69
Figura 25. Diagnóstico de integridad para potenciales conversiones de pozos.	70
Figura 26. Mapas de burbuja para producción diaria de petróleo, agua y gas.	72
Figura 27. Mapas de burbuja para producción acumulada de petróleo, agua y gas.....	72
Figura 28. Histórico de presión del campo a nivel de bloque.....	74
Figura 29. Histórico de presión del campo a nivel de formación.	74
Figura 30. Distribución de producción acumulada a nivel de capa (horizonte).....	75
Figura 31. Área propuesta para desarrollar piloto de inyección de agua.	77
Figura 32. Ubicación y configuración del arreglo de 5 puntos invertidos en el Bloque E.....	79
Figura 33. Ubicación y configuración del arreglo de 7 puntos invertidos en el Bloque E.....	80
Figura 34. Elementos de flujo y factor de malla por tipo de arreglo	84
Figura 35. Coeficientes de distribución de inyección en arreglo de 7 puntos invertidos.....	85
Figura 36. Caudal de inyección por pozo según escenario y tipo de arreglo.....	86
Figura 37. Caudal de inyección total según escenario y tipo de arreglo.....	87
Figura 38. Caudal de inyección por capa y tipo de arreglo para escenario medio.....	88
Figura 39. Perfil de inyección usado por el simulador, considera 5% pérdida del agua inyectada e inyección escalonada.....	91
Figura 40. Datos de cálculo del simulador analítico – escenario medio.	98
Figura 41. Caudal de petróleo histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario – Esc. Med – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 2.	99

Figura 42. Caudal de fluido y agua histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario, caudal de inyección – Esc. Med – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 2.	99
Figura 43. Corte de agua y relación agua petróleo (WOR) histórico y simulado – Esc. Med – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 2.	101
Figura 44. Curvas de petróleo acumulado histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario – Esc. Med – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 2.	102
Figura 45. Curvas de petróleo acumulado por desarrollo primario y secundario según escenario de inyección – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 2.	103
Figura 46. Curvas de agua inyectada acumulada por escenario – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 2.	103
Figura 47. Caudal de petróleo histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario – Esc. Med – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 1-2.	105
Figura 48. Caudal de fluido y agua histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario, caudal de inyección – Esc. Med – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 1-2.	105
Figura 49. Corte de agua y relación agua petróleo (WOR) histórico y simulado – Esc. Med – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 1-2.	107
Figura 50. Curvas de petróleo acumulado histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario – Esc. Med – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 1-2.	108
Figura 51. Curvas de petróleo acumulado por desarrollo primario y secundario según escenario de inyección – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 1-2.	109
Figura 52. Curvas de agua inyectada acumulada por escenario – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 1-2.	110
Figura 53. Caudal de petróleo histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario – Esc. Med – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 2.	112
Figura 54. Caudal de fluido y agua histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario, caudal de inyección – Esc. Med – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 2.	112
Figura 55. Corte de agua y relación agua petróleo (WOR) histórico y simulado – Esc. Med – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 2.	114
Figura 56. Curvas de petróleo acumulado histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario – Esc. Med – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 2.	115
Figura 57. Curvas de petróleo acumulado por desarrollo primario y secundario según escenario de inyección – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 2.	116
Figura 58. Curvas de agua inyectada acumulada por escenario – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 2.	116
Figura 59. Caudal de petróleo histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario – Esc. Med – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 1-2.	118
Figura 60. Caudal de fluido y agua histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario, caudal de inyección – Esc. Med – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 1-2.	118
Figura 61. Corte de agua y relación agua petróleo (WOR) histórico y simulado – Esc. Med – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 1-2.	120
Figura 62. Curvas de petróleo acumulado histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario – Esc. Med – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 1-2.	121
Figura 63. Curvas de petróleo acumulado por desarrollo primario y secundario según escenario de inyección – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 1-2.	122
Figura 64. Curvas de agua inyectada acumulada por escenario – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 1-2.	123

Resumen

Título: Identificación de áreas potenciales para desarrollar un piloto de inyección de agua mediante la evaluación analítica de distintos escenarios de inyección en un campo de crudo pesado*

Autor: Miguel Isnardo Amaya Bohorquez**

Palabras claves: Inyección de Agua, Crudo Pesado, Evaluación Analítica, Sahara.

Descripción:

Este trabajo ha sido desarrollado con el propósito de brindarle al lector herramientas adicionales que le permitan robustecer los análisis de selección de áreas potenciales para desarrollar la inyección de agua en yacimientos de crudo pesado.

Se realiza un análisis de los parámetros de yacimiento y operacionales más relevantes en el éxito de procesos de inyección de agua de acuerdo con investigaciones de distintos autores a nivel mundial. De esta forma se busca recopilar las principales recomendaciones para diagnosticar la viabilidad de desarrollar inyección de agua en crudo pesado. Se citan además algunos casos reales de inyección con el objetivo de soportar el rendimiento de la tecnología y su desempeño exitoso. Seguidamente se analiza el potencial de la inyección de agua para el campo en estudio mediante un análisis de los parámetros de yacimiento y operacionales previamente definidos.

Una vez establecido un potencial se realiza la evaluación y selección del área más adecuada para desarrollar el piloto de inyección de agua mediante un análisis integral que involucra características estructurales, petrofísicas, estratigráficas, integridad de pozos y producción de petróleo, gas y agua. Posteriormente se generan los distintos escenarios de inyección sensibilizando la configuración del patrón, arenas a inundar y caudales de inyección en términos de volúmenes porosos inyectados por año.

Por último, se realiza la simulación analítica de cada uno de los escenarios planteados y se analizan los resultados en términos de volumen incremental y factor de recobro.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Jorge Mantilla Villamizar. M.Sc.

Abstract

Title: Identification of potential areas to develop a water injection pilot through analytical evaluation of different injection scenarios in a heavy oil field*

Author: Miguel Isnardo Amaya Bohorquez**

Keywords: Waterflooding, Heavy Oil, Analytical Evaluation, Sahara.

Description:

This work has been developed with the purpose of providing the reader with additional tools that will strengthen the analysis of the selection of potential areas to develop water injection in heavy oil fields.

An analysis of the most relevant reservoir and operational parameters in the success of water injection processes is performed based on the related literature. Hence, this work compiles the main recommendations to diagnose the viability of developing water injection in heavy oil. Some real injection cases are cited in order to support the performance of the technology and its success. Next, the potential of water injection for the field under study is analyzed through an analysis of the previously defined reservoir and operational parameters.

Once a potential has been established, the evaluation and selection of the most suitable area to develop the water injection pilot is performed through a comprehensive analysis that involves structural, petrophysical, stratigraphic characteristics, well integrity, and oil, gas and water production. Subsequently, different injection scenarios were generated sensitizing parameters such as pattern configuration, sands to be flooded and injection flows in terms of pore volumes injected per year.

Finally, the analytical simulation of each case is performed and the results are analyzed in terms of incremental volume and recovery factor.

* Degree Work

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Jorge Mantilla Villamizar. M.Sc.

Introducción

A menudo los yacimientos requieren de estrategias adicionales al desarrollo primario para lograr aumentar el factor de recobro a estándares mundiales. Para el caso de los crudos pesados se han desarrollado principalmente tecnologías como la inyección de vapor (alterna o continua), inyección de agua, inyección de polímero, entre otros. No obstante, la aplicabilidad de estas se ve limitada ya sea por condiciones del yacimiento, operacionales, ambientales y/o económicas. Es así como la inyección de agua es uno de los métodos predilectos por las compañías operadoras dado que su desarrollo es relativamente económico, los principios físicos, químicos y operacionales que gobiernan el proceso son relativamente sencillos y adicionalmente el agua es una fuente que está presente en la mayoría de los campos como resultado de la producción en sí.

Para el campo en estudio se ha identificado la oportunidad de realizar inyección de agua con el objetivo de mantener los niveles de presión en el yacimiento y generar desplazamiento de crudo lo cual se traduce en aumento del factor de recobro. Para tal fin se debe definir en primer lugar un área piloto con características promedio al resto del campo, que permita un escalamiento de los resultados con un aceptable rango de incertidumbre.

Mediante el desarrollo de este estudio se busca brindar al profesional un mejor entendimiento para la identificación, selección y evaluación de áreas representativas del yacimiento con potencial para la aplicación de procesos de inyección de agua. El uso del simulador analítico permitirá analizar el área piloto seleccionada y evaluar su respuesta en términos de volumen incremental y factor de recobro.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Identificar áreas potenciales para desarrollar un piloto de inyección de agua mediante la evaluación analítica de distintos escenarios de inyección en un campo de crudo pesado.

1.2 Objetivos Específicos

- a. Validar la aplicabilidad de la inyección de agua en campos de crudo pesado mediante el análisis de screening según varios autores y de acuerdo con casos de éxito en campos análogos.
- b. Analizar y consolidar la información requerida a nivel de geología e ingeniería que servirá de input para el simulador analítico.
- c. Generar escenarios de simulación que permitan evaluar a nivel areal y vertical el efecto de la inyección de agua.
- d. Realizar la simulación analítica de los escenarios planteados y analizar los resultados obtenidos.

2. Inyección de Agua en Crudo Pesado y Criterios de Selección

Este primer capítulo consiste en validar y soportar la inyección de agua en campos de crudo pesado como método de recobro. Inicialmente se busca introducir al lector en el contexto de la inyección de agua en crudo pesado y la evolución de la tecnología, seguidamente se abordará el criterio de varios autores y resultados de estudios respecto a valores recomendados de variables y parámetros operacionales considerados críticos o de alto impacto para el desarrollo de procesos de inyección de agua. Analizando además algunos casos reales de procesos de inyección de agua en crudo pesado desarrollados a nivel mundial, de tal modo que se puedan usar como referencia para aquellos campos que presenten analogía en las características del yacimiento.

2.1 Inyección de Agua en Crudo Pesado

En primer lugar, es necesario precisar el significado de crudo pesado para ubicar al lector dentro de los términos de referencia usados comúnmente en la industria del petróleo. Un crudo pesado se caracteriza por presentar altos valores de viscosidad y bajos valores de gravedad API, la mayoría de los autores tienden esta última característica para clasificarlo y diferenciarlo de otros tipos de crudo. Miller (2006) por ejemplo afirma que la definición de un crudo pesado se basa más en la gravedad API que en el valor de su viscosidad, indicando valores menores a 20 ° API para crudos pesados. Sin embargo, dentro de este rango también se encuentran los crudos extrapesados y arenas bituminosas, por lo cual para dar mayor claridad al respecto se puede ubicar a un crudo pesado en la ventana de 10° a 22° API a condiciones de yacimiento como se muestra en la tabla 1.

Tabla 1.*Clasificación del crudo según su gravedad API*

TIPO DE CRUDO	GRAVEDAD API
Extra Pesado	<10 °API
Pesado	10 – 22 °API
Mediano	22 – 32 °API
Liviano	– 42 °API
Condensados	> 42 °API

Nota: Adaptado de Samuel Muñoz (2017), Ingeniería de yacimientos.

No son muchos los casos reportados a nivel mundial sobre la inyección de agua en yacimientos de crudo pesado si se compara con casos de inyección en yacimientos de crudo liviano; sin embargo en países que poseen altos recursos en crudo pesado como Canadá, China o Estados Unidos, se han venido desarrollando proyectos y estudios que avalan la inyección de agua como una opción para el desarrollo de este tipo de yacimientos; principalmente en aquellos donde la inyección de vapor no es económicamente y/o técnicamente viable.

La inyección de agua en crudos pesados ha venido ganando terreno principalmente en aquellos países donde yacimientos de este tipo son la principal fuente de producción, ejemplo Canadá, donde casi la totalidad de reservas de petróleo provienen de crudo pesado y extrapesado ya sea a partir de métodos de recobro primario, secundario y terciario. Particularmente si se habla de inyección de agua se pueden citar algunos campos que bajo esta técnica han alcanzado importantes factores de recobro, la **Figura 1** presenta algunos de estos casos.

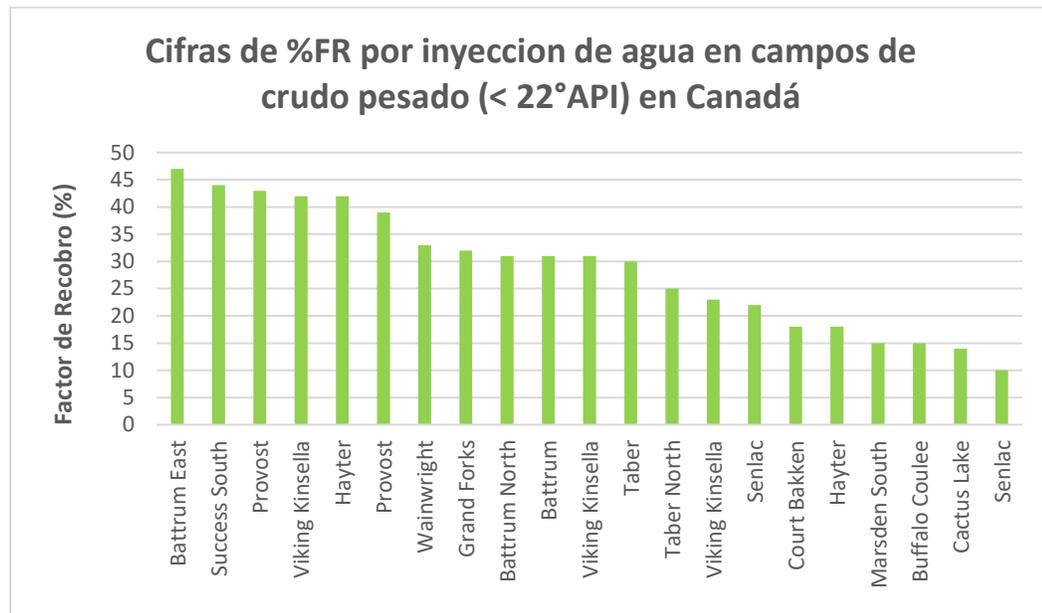


Figura 1. Factor de recobro por inyección de agua en crudo pesado para algunos campos en Canadá.

Nota: Adaptado de “*Waterflooding Viscous Reservoir*” Dennis Beliveau (2008).

La teoría para desplazamiento inmiscible en crudos convencionales está relativamente bien descrita de acuerdo con los desarrollos adelantados por Buckley and Leverett (1942) y otros tantos autores, sin embargo, para sistemas de crudo pesado no es fácil predecir la respuesta a la inyección de agua como lo menciona Adams (1982), principalmente debido a las altas relaciones de movilidad adversas que generan digitación viscosa, canalización y tempranos rompimientos del agua inyectada. No obstante, durante los últimos 60 años los buenos resultados de inyección de agua en crudo pesado han impulsado a los investigadores a comprender los fenómenos que se presentan en estos desplazamientos inestables. Tal es el caso de la investigadora An Mai (2008) quien desarrolló un estudio titulado “Mecanismos de recobro en crudo pesado por inyección de agua”, el cual mediante un conjunto de experimentos explica la importancia relativa de las fuerzas viscosas y capilares en la inyección de agua en petróleo pesado después de la irrupción (breakthrough). An Mai afirma que las fuerzas viscosas no son responsables de la producción de

petróleo después de la irrupción y que las fuerzas capilares representan gran importancia para el recobro de crudo pesado según lo observado en la respuesta de los núcleos que fueron inyectados a bajas tasas. Estos hallazgos son muy relevantes dado que el pensamiento convencional indica que en inyección de agua para crudos pesados las fuerzas capilares son insignificantes en relación con las fuerzas viscosas precisamente por las desfavorables relaciones de movilidad. Adicionalmente su investigación busca entender los mecanismos presentes no solamente antes sino después de la irrupción de agua, etapa en la cual se presentan los mayores recobros según Dennis Beliveau (2009) quien afirma que a altos cortes de agua es cuando se obtiene el mayor recobro por inyección en crudos pesados. Esta afirmación se confirma además mediante una curva de flujo fraccional para distintos valores de viscosidad del petróleo, la **Figura 2** muestra por ejemplo que entre más viscoso es un crudo entonces la curva de flujo fraccional tendrá una pendiente más elevada, dejando una cantidad de petróleo remanente importante después de la irrupción de agua. Investigadores como Peters y Flock (1981) identificaron los parámetros que controlan la estabilidad del sistema como relación de movilidad, velocidad de desplazamiento, geometría y dimensiones del sistema, fuerzas capilares y gravitacionales, permeabilidad y humectabilidad del sistema, su investigación se basó en identificar las condiciones bajo las cuales una perturbación frontal crecerá para convertirse en una digitación viscosa.

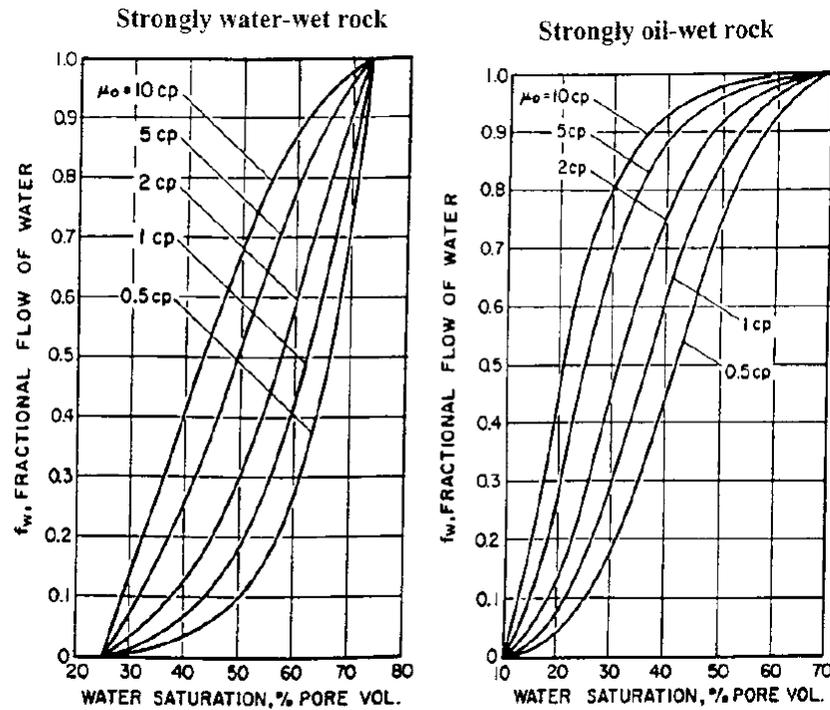


Figura 2. Efecto de la viscosidad en la curva de flujo fraccional.

Nota: Adaptado de Ahmed, T. (2001), Reservoir Engineering Handbook.

Investigaciones adicionales como la realizada por An Mai y Apostolos Kantzas (2009) demostraron mediante una serie de experimentos de laboratorio que las fuerzas viscosas son importantes a tiempos tempranos donde se presenta la inestabilidad en el desplazamiento, mientras que las fuerzas capilares son en gran medida responsables por la producción de petróleo a tiempos tardíos. No obstante, son enfáticos en las tasas de inyección, pues indican que a bajas tasas existe más tiempo para que la imbibición contribuya a la recuperación de petróleo después de la irrupción. La **Figura 3** ilustra el comportamiento del factor de recobro en relación con el volumen poroso inyectado evaluando a 4 tasas diferentes. Los resultados muestran que la tasa de inyección más baja logra el mayor factor de recobro a un corte de 5 VPI, no obstante, evaluando a un a un corte de 3 volúmenes porosos se tiene prácticamente el mismo factor de recobro para 3 de las tasas

analizadas; la tasa más alta presenta un comportamiento asintótico al alcanzar un FR de 30%, posiblemente asociado a una recirculación del agua inyectada en los canales generados. De esta forma se entiende que una inyección a bajas tasas disminuye el riesgo de canalización y permite ejercer un desplazamiento más eficiente en términos de factor de recobro, no obstante, cuando se trata de un proyecto de inyección real en campo se debe hacer un análisis económico muy riguroso sobre las tasas y tiempos de inyección para determinar la rentabilidad de cada uno de los escenarios planteados.

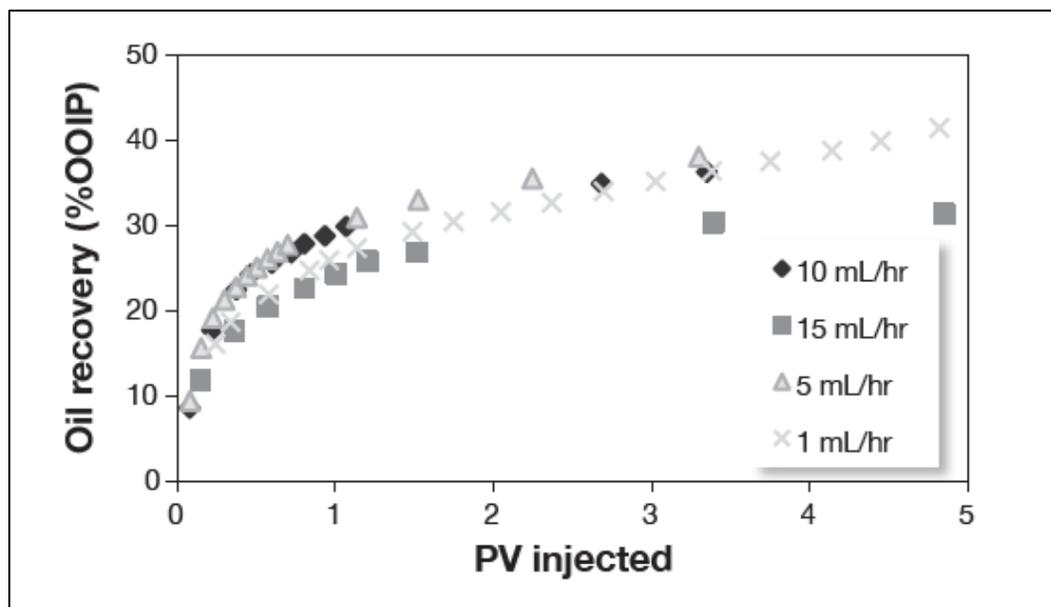


Figura 3. Recobros por inyección de agua a diferentes tasas.

Nota: Adaptado de An Mai y Apostolos Kantzas (2009). Heavy Oil Waterflooding: Effects of Flow Rate and Oil Viscosity.

Si bien existen aún muchos aspectos por entender sobre el comportamiento de la inyección de agua en crudo pesado es un hecho que esta técnica ha demostrado ser funcional, prueba de ello se encuentra al Oeste de Canadá, donde más de 200 procesos de inyección de agua han logrado

recuperar más de 24% del petróleo (pesado) original en sitio según lo enunciado por Álvarez, Sawatzky y Moreno (2014).

A continuación, se presentan una serie de parámetros de yacimiento y operacionales que pueden influir en el rendimiento de procesos de inyección de agua en crudo pesado.

2.2 Criterios de Selección (Screening)

Algunos autores manifiestan no haber encontrado correlación entre los parámetros del yacimiento y el factor de recobro como es el caso de Wu et al (1989), sin embargo investigaciones más recientes se han dedicado a entender la influencia de cada variable sobre el éxito del proceso, por ejemplo el amplio estudio que desarrolló el **Centro de Investigación en Tecnología de Petróleo** (PTRC por sus siglas en inglés Petroleum Technology Research Center) de Canadá hacia el año 2004 sobre proyectos de inyección de agua en crudo pesado ejecutados al oeste de ese país. Dicha investigación tomó casos reales de proyectos de inyección de agua en crudo pesado (desarrollados en las provincias de Saskatchewan y Alberta) con el objetivo de identificar prácticas de éxito, influencia de parámetros de yacimiento y operacionales, definir criterios de screening para futuros proyectos, todo esto involucrando el conocimiento y la experiencia de personal de campo, ingeniería e investigadores de la materia.

Inicialmente se describirá el efecto de los parámetros de yacimiento y seguidamente se hará énfasis en los parámetros operacionales que pudieran tener efecto sobre el éxito del proceso de inyección de agua.

2.2.1 Parámetros de yacimiento. Se analizaron los siguientes parámetros por su relación con procesos de inyección de agua.

- Densidad del petróleo
- Viscosidad del petróleo

- Porosidad
- Permeabilidad
- Espesor neto
- Fracción de agua connata
- Presión inicial de yacimiento
- Temperatura inicial de yacimiento
- Relación inicial gas petróleo
- Profundidad del yacimiento
- Movilidad del petróleo (relación entre permeabilidad y viscosidad)

El impacto de cada uno de los factores anteriormente listados se investigó a partir de la literatura existente, sin embargo, en gran medida corresponde a los resultados del estudio titulado “*Heavy Oil Waterflooding Scoping Study*”, el cual fue realizado por Renouf, Sheidaei, Gebhardt & Soveran (2004) en nombre del Centro de Investigación en Tecnología de Petróleo (PTCR). Dichos autores definieron una variable para diagnosticar el peso de cada factor sobre el éxito del proceso de inyección de agua. La variable llamada **Índice de Éxito** (Success Index SI) relaciona el porcentaje de recobro por inyección de agua con el tiempo de inyección del proyecto, tal como se indica en la siguiente ecuación:

$$SI = \frac{(\% FR_{iny_agua})}{(T_{iny_agua})} \quad \text{Ecuación (1)}$$

Nota: Adaptado de Renouf, G., Sheidaei, M., Gebhardt, K, E., y Soveran, D., (2004). Heavy Oil Waterflooding Scoping Study.

Donde:

SI: Success Index (Índice de éxito)

$\%FR_{iny_agua}$: Factor de recobro sobre el OOIP por inyección de agua

T_{iny_agua} : Tiempo en inyección de agua en años

A continuación, se presenta el análisis de influencia para cada uno de los factores.

Densidad del petróleo: de acuerdo con lo enunciado por Renouf, et al (2004), este parámetro demostró tener relación con el éxito de procesos de inyección de agua con un 95% de certeza. Además, sugieren valores menores a 990 Kg/m^3 (0.035 lb/in^3) o mayores a $11.4 \text{ }^\circ\text{API}$ para desarrollar procesos de inyección de agua. La siguiente grafica tomada de dicho estudio muestra la correlación entre el índice de éxito y la densidad del petróleo (en Kg/m^3).

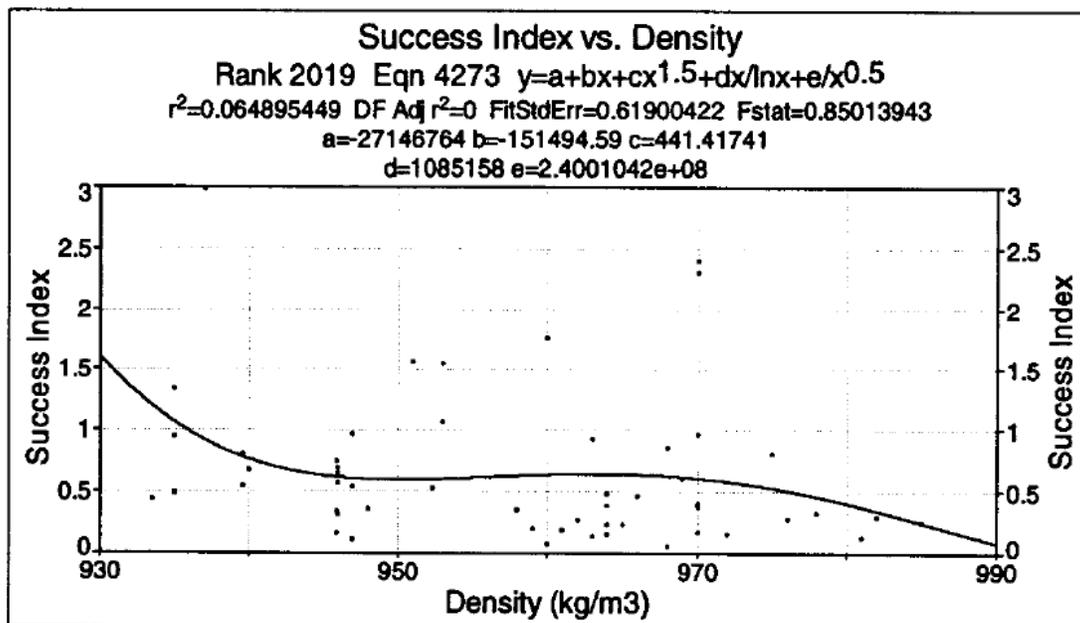


Figura 4. Efecto de la densidad sobre el éxito de la inyección de agua en crudos pesados.

Nota: Adaptado de Renouf et al. (2004). Heavy Oil Waterflooding Scoping Study.

Si bien la interpretación de Renouf et al (2004) manifiesta la existencia de correlación entre la densidad del petróleo y el índice de éxito, no se observa una tendencia marcada por lo menos en crudos superiores a $11.4 \text{ }^\circ\text{API}$. La grafica muestra una alta dispersión y posiblemente se requiere de una población mayor de datos para definir una tendencia.

Viscosidad del petróleo: para este parámetro existen distintas versiones del efecto sobre la inyección de agua, hay quienes aseguran que es un parámetro clave para determinar el éxito del proceso y por otro lado hay autores que no ven una relación tan directa. Por esta razón para este ítem en particular se revisarán algunas de esas afirmaciones según distintos investigadores. Por ejemplo, Ahmed (2001) afirma que la viscosidad del petróleo es la propiedad más importante en cuanto al efecto sobre el éxito de un proceso de inyección de agua, debido a que esta determina la relación de movilidad y a su vez controla la eficiencia de barrido. Sin embargo, Renouf *et al.* (2004) indican que la viscosidad mostró un coeficiente de correlación muy bajo con el índice de éxito, no obstante, cuando se combina con la permeabilidad, en términos de movilidad, existe una fuerte correlación con el índice de éxito. Un ejemplo local de esta condición es la experiencia del campo Chichimene (en Colombia), cuyos valores de viscosidad se encuentran alrededor de 600 cP, pero la permeabilidad relativa al agua es muy baja (0.0372 al Sor) lo cual favorece la relación de movilidad en procesos de inyección de agua.

Adicionalmente en el mismo estudio realizado por Renouf *et al.* (2004) advierten que al consultar profesionales de la industria (ingenieros de yacimientos) la viscosidad fue el parámetro más fuerte para el screening realizado e incluso señalan que yacimientos con más de 1000 cP de viscosidad fueron considerados pobres candidatos para inyección de agua. Por su parte Miller (2006) sostiene que la inyección de agua a una temperatura inferior a la del yacimiento puede llegar a ocasionar un incremento significativo en la viscosidad del petróleo. Lo cual sin duda afectará la eficiencia de desplazamiento en procesos de inyección de agua. Y finalmente, An Mai (2008) menciona que las fuerzas viscosas son importantes antes de la irrupción y luego de esta

predominan las fuerzas capilares, es decir, si bien le da importancia a este parámetro no lo considera crítico o determinante para diagnosticar el éxito de un proceso de inyección de agua.

Porosidad: en la mayor parte de la literatura consultada no se encontró un efecto claro de la porosidad sobre los procesos de inyección de agua, sin embargo, según lo menciona Renouf *et al* (2004) esta variable si mostró una relación con el índice de éxito, desafortunadamente los autores no profundizan en dicha aseveración. La siguiente grafica fue tomada del estudio y se aprecia que los índices de éxito más altos se encuentran entre porosidades de 23% y 32%, no obstante, en este rango también se aprecian bajos valores del índice de éxito lo cual le quita peso para considerar a la porosidad como un parámetro critico en procesos de inyección de agua en crudo pesado.

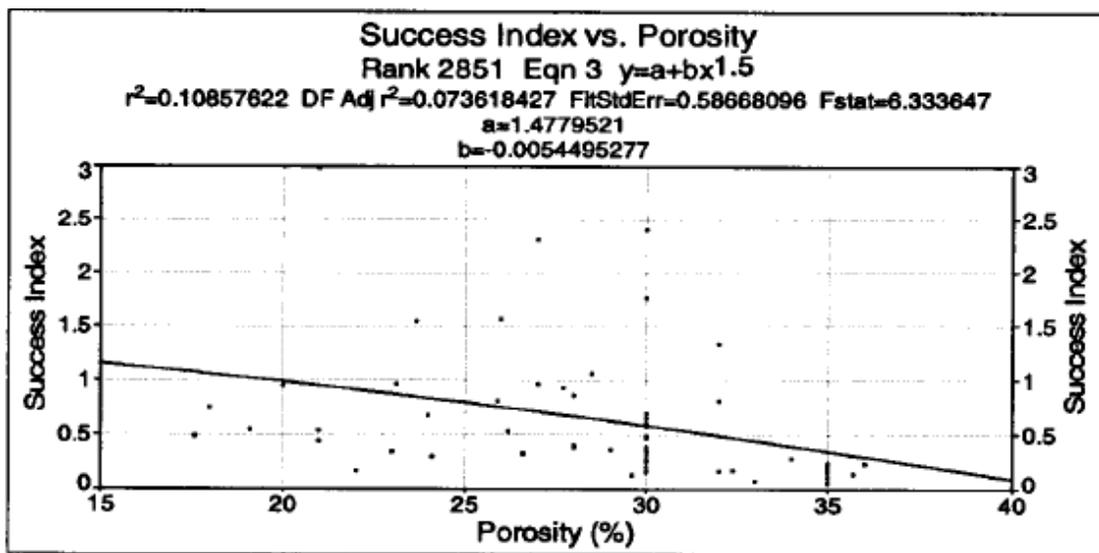


Figura 5. Efecto de la porosidad sobre el éxito de la inyección de agua en crudos pesados.

Nota: Adaptado de Renouf et al. (2004). Heavy Oil Waterflooding Scoping Study.

Aunque la investigación realizada por Renouf afirma que la porosidad demostró relación con el índice de éxito en procesos de inyección de agua, se aprecia una dispersión en los datos

principalmente con valores entre el rango de 23 a 32%, es posible entonces que la porosidad no sea un parámetro clave o de alta influencia en el éxito de procesos de inyección de agua.

Permeabilidad: de acuerdo con lo enunciado por Renouf *et al.* (2004) la permeabilidad no presentó un coeficiente de correlación alto con el índice de éxito en los procesos de inyección de agua analizados. No obstante, si resaltan su efecto en términos de movilidad.

Por otro lado, es clave que el yacimiento a ser inundado presente una adecuada permeabilidad que permita inyectar a tasas y presiones deseables según el diseño, pues yacimientos apretados (baja permeabilidad) o de muy bajo espesor neto presentan problemas de inyectividad según lo afirma Ahmed (2001), así mismo dicho autor indica que la tasa de inyección de agua y la presión de inyección están relacionadas por la siguiente expresión:

$$P_{inj} \propto \frac{i_w}{hk} \quad \text{Ecuación (2).}$$

Donde:

- P_{inj} : Presión de inyección
- i_w : Tasa de inyección
- h: Espesor neto
- k: Permeabilidad absoluta

Ahora bien, si se analizan los efectos en términos de heterogeneidad, algunos autores como Smith & Cobb (2004) o Raza (2005) afirman que este parámetro es el principal indicador de cuán exitoso será un proceso de inyección de agua. De ahí que el coeficiente Dykstra-Parsons sea ampliamente utilizado para pronosticar la recuperación por inyección de agua. Sin embargo, esto no necesariamente aplica para crudos pesados de acuerdo con lo mencionado por Renouf (2007), pues en su análisis no se encontró una influencia significativa de los datos de Dykstra-Parsons (DP Index en la **Figura 6**) hacia el éxito de procesos de inyección de agua en crudos pesados, pero si

para aquellos crudos medios donde se evidenció una disminución en el factor de recobro en yacimientos apretados. Este hallazgo de Renouf puede obedecer a que muchos de los yacimientos de crudo pesado analizados presentan bajos espesor y poca heterogeneidad vertical. La siguiente grafica ilustra la influencia de la permeabilidad (horizontal Khor y vertical Kvert) y heterogeneidad sobre el éxito (eje de las ordenadas) de los procesos de inyección de agua analizados, tanto en crudo pesado como en crudo medio. Las siglas HAL corresponden al índice de heterogeneidad de capas adyacentes (*The Heterogeneity of Adjacent Layers Index*).

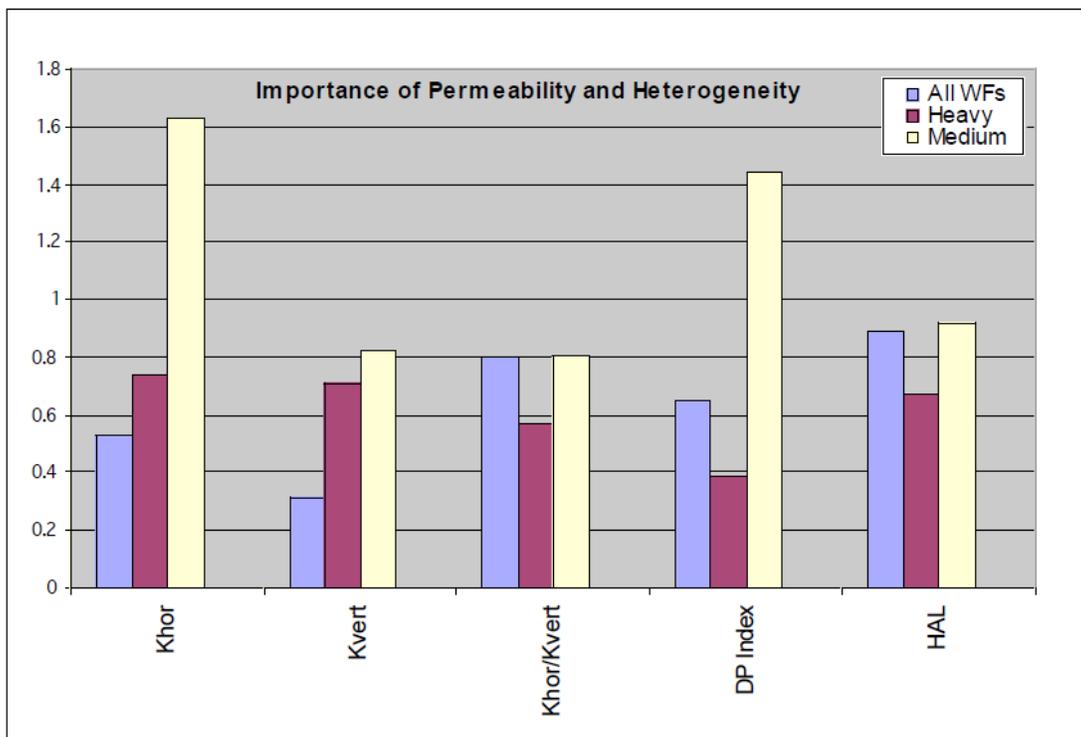


Figura 6. Importancia de permeabilidad y heterogeneidad para procesos de inyección de agua.

Nota: Adaptado de Renouf (2007).

Espesor neto (petrolífero): conforme a los resultados del estudio que realizó Renouf *et al* (2004) el espesor neto no presentó relación con el éxito de procesos de inyección de agua en crudos pesados. Cabe aclarar que los espesores netos analizados no necesariamente fueron calculados a

partir de los mismos cut-offs de porosidad y permeabilidad, pues depende de cada modelo petrofísico.

Según Ahmed (2001) es importante que el espesor neto a inyectar no sea demasiado apretado o delgado, pues según se indica en la ecuación 1, la presión de inyección es inversamente proporcional al espesor, y es recomendable no exceder la presión de fractura de la formación para evitar canalizaciones tempranas y por ende baja eficiencia del proceso de inyección.

Fracción de agua connata: de acuerdo con lo reportado por Renouf *et al* (2004) la fracción de agua connata no presentó relación con el éxito de procesos de inyección de agua en crudos pesados.

Presión inicial de yacimiento: la mayor parte de la bibliografía consultada no atribuyen importancia al valor de presión inicial del yacimiento, sin embargo varios autores concuerdan en recomendar que el mejor momento para iniciar un proceso de inyección de agua es cuando la presión del yacimiento está muy cercana a la presión de burbuja dado que como se explicó previamente, en este punto es donde la viscosidad llega a su valor más bajo y favorece la relación de movilidad entre el fluido desplazante y el fluido desplazado, como lo indica Ahmed (2001) en su análisis del tiempo óptimo para iniciar la inyección de agua.

Temperatura inicial de yacimiento: dado la relación de la temperatura con la viscosidad del petróleo, entendiendo que a mayores temperaturas se tienen menores viscosidades, se presume que este parámetro represente importancia para procesos de inyección de agua en crudo pesado, sin embargo y de acuerdo con el estudio realizado por Renouf *et al* (2004) no se observó relación alguna con aquellos procesos de inyección exitosos. No obstante, en este mismo estudio se menciona que en una presentación del proceso de inyección de agua del campo Coleville Bakken Sand se relacionó la importancia de la temperatura con el éxito del proceso de inyección.

Relación inicial gas petróleo: altos valores de GOR al inicio de la explotación de un yacimiento son indicativos de una capa de gas primaria o un rápido agotamiento de presión de yacimiento al punto de caer por debajo de la presión de saturación, lo cual ocasiona liberación del gas contenido en el crudo y una eventual capa de gas secundaria, este suceso genera un efecto indeseado dado que el crudo tenderá a moverse con mayor dificultad aumentando así los tiempos de respuesta en producción a causa del llenado que debe ejercer el agua inyectada. En el estudio realizado por Renouf *et al* (2004) se encontró evidencia de correlación de este parámetro con el índice de éxito, tanto así que sugieren valores menores a 359 SCF/STB ($64 \text{ m}^3/\text{m}^3$) para desarrollar procesos de inyección de agua de forma exitosa.

Profundidad del yacimiento: este parámetro está relacionado con la temperatura del yacimiento y por ende con la viscosidad del crudo. Es por esta razón que no es aconsejable realizar procesos de inyección de agua en yacimientos de crudo pesado muy someros. En la investigación desarrollada por Renouf *et al* (2004) se recomiendan valores de profundidad del yacimiento mayores a 951 pies (290 metros).

Relación de movilidad: la movilidad se define como la relación entre la permeabilidad relativa a un fluido y su viscosidad. Con respecto a la relación de este parámetro con el éxito del proceso de inyección son varios los autores que recomiendan bajos valores de relación de movilidad agua petróleo, siguiendo la corriente tradicional que indica una alta influencia de las fuerzas viscosas en los fenómenos presentes en el yacimiento durante la inyección de agua. Sin embargo, la investigadora An Mai (2008) ha demostrado mediante una serie de análisis experimentales que también son importantes las fuerzas capilares para procesos de inyección en crudo pesado principalmente después de la irrupción. Adicionalmente se debe tener presente el efecto de la permeabilidad relativa al agua en crudos pesados, por lo general muestran valores muy

bajos, menores a 0.1 mD, esto favorece los procesos de inyección de agua aun cuando se tienen altos valores de viscosidad del petróleo. En la investigación realizada por Renouf et al (2004) no se sugiere un valor puntual de relación de movilidad a manera de screening, los investigadores argumentan que los datos analizados no fueron lo suficientemente concluyentes. Por último, es importante mencionar que este parámetro toma relevancia de acuerdo al tipo de inyección a usar, es decir, si es de abajo hacia arriba o de forma lateral.

Efectos geológicos: este aspecto es fundamental y quizá el más importante para lograr procesos exitosos de inyección y no solamente de agua, sino también de químicos, vapor, gas, etc. La razón radica en la continuidad que el fluido a inyectar dentro del yacimiento, es decir la comunicación de las arenas entre pozos productores e inyectores.

Otro aspecto muy importante es la mineralogía de la formación a ser inundada, pues debe garantizarse una adecuada compatibilidad roca fluido para evitar afectar el yacimiento con el proceso de inyección, por ejemplo, evitando migración y/o hinchamiento de arcillas como lo afirma Ahmed (2001).

En general la bibliografía consultada enfatiza en buscar condiciones de homogeneidad en el yacimiento, evitando altos contrastes verticales de permeabilidad y barreras de flujo lateral (fallas, unidades discontinuas). Respecto al ambiente de depositación la literatura reporta que se han desarrollado procesos exitosos de inyección de agua en ambientes marinos, fluviales, carbonatos, fluvial deltaico entre otros, más adelante en el numeral 2.3 se presentan algunos casos reales de inyección de agua donde se relaciona el ambiente de depositación para cada uno de los yacimientos reportados.

2.2.2 Parámetros operacionales. Se analizaron los siguientes parámetros operacionales por su relación con procesos de inyección de agua.

- Tiempo de inicio de inyección
- Configuración de patrones de inyección
- Espaciamiento entre pozos
- Tipo de pozo
- Selección de pozos inyectoros
- Estrategia de inyección
- Eficiencia de costos

A continuación, se describe brevemente la influencia estos parámetros sobre el éxito en procesos de inyección de agua.

Tiempo para iniciar la inyección: Ghozali N, M. (1998) realizó un estudio para determinar la influencia de iniciar la inyección de agua de forma temprana y tardía, él enfatizó que el alto factor de recobro en los procesos tempranos no solamente se debió a un mejor mantenimiento de presión, sino que además se logró evitar los regímenes de flujo preestablecidos que generan pobres eficiencias de desplazamiento. En el estudio realizado por Renouf *et al* (2004) se menciona que no se encontró correlación de este parámetro con el éxito de los procesos de inyección de agua evaluados posiblemente asociado a los bajos valores de gas disuelto (R_s) que exhiben los crudos pesados. Renouf *et al* además hacen referencia a un caso particular de inyección de agua en el campo Senlac donde se obtuvo el más alto nivel de éxito en la provincia de Saskatchewan Área 1 luego de que se agotara totalmente la presión del yacimiento tras ocho años de producción primaria. Adicionalmente en este estudio se refieren a procesos previos a la inyección de agua que pueden afectar su rendimiento tales como combustión in situ o inyección de gas. Existen otras creencias en la industria que relacionan la presión del yacimiento con el

momento apropiado para iniciar la inyección de agua, afirmando que no debe permitirse que la presión caiga por debajo de la presión de burbuja por las razones que previamente se han explicado en este documento.

Configuración de patrones: un proceso de inyección de agua se espera que pueda ser diseñado con la oportunidad de generar la configuración de patrones más adecuada, sin embargo, muchas veces no es posible dado que ya existe un desarrollo primario con ubicación de pozos de acuerdo con las necesidades dicha etapa.

La eficiencia de barrido areal depende en gran medida de la distribución geométrica de los pozos inyectoros y productores, por tal motivo es muy importante elegir la configuración más apropiada en términos de eficiencia y de economía.

En crudos pesados es común encontrar arreglos donde el número de pozos productores supera al número de inyectoros a causa de las desfavorables relaciones de movilidad. En el estudio realizado por Renouf *et al* (2004) se publicó una importante tabla que compara distintos tipos de arreglos en proyectos de inyección de agua en las provincias de Saskatchewan y Alberta en Canadá, los mejores resultados en términos del índice de éxito se observaron aquellos proyectos con inyección periférica, seguidos por arreglos de línea directa, 5 puntos invertido y 9 puntos invertido.

Tabla 2.

Efectos de la configuración de inyección en el éxito de procesos de inyección de agua

Campo/Operación	Configuración de patrón	Índice de éxito	Peso en el índice de éxito
Big Gully McLaren & Waseca Sand (vol unit 1)	5-spot	0.24	0.31
Lashburn Waseca Sand (vol unit)	5-spot	0.28	
Marsden South Sparky Sand (vol unit 2)	Inverted 5-spot	0.57	
Marsden South Sparky Sand (vol unit 3)	Inverted 5-spot	0.65	

Campo/Operación	Configuración de patrón	Índice de éxito	Peso en el índice de éxito
Northminster Sparky Sand (vol unit 1)	5-spot	0.28	
Epping GP & Sparky Sand (South epping Unit)	Inverted 9-spot	0.24	
Epping Sparky Sand (SW Epping vol Unit 1)	Inverted 9-spot	0.16	
Evesham North McLaren & Saprky Sand	Inverted 9-spot	0.20	
Golden Lake S Waseca Sand (Golden L S vol unit)	Inverted 9-spot	0.47	
Macklin Sparky Sand	Inverted 9-spot	0.12	
Marsden South Sparky Sand (vol unit 1)	Inverted 9-spot	0.70	0.42
Tangleflags Lloydminster Sand (vol unit 2)	Inverted 9-spot	0.21	
Buffalo Coulee Bakken Sand	Inverted 9-spot	0.33	
Cactus Lake Basal Mannville-Bakken (vol unit 1)	Inverted 9-spot	0.39	
Cactus Lake Basal Mannville-Bakken (vol unit 2)	Inverted 9-spot	0.49	
Cactus Lake Basal Mannville-Bakken (vol unit 3)	Inverted 9-spot	0.37	
Court Bakken Sand (vol unit 1)	Inverted 9-spot	1.06	
Salt Lake Lloydminster Sand	Line Drive	0.39	0.69
Little Bow Upper Mannville U	Line Drive	0.97	
Little Bow Upper Mannville W	Line Drive	0.54	
Suffield Upper Mannville U	Line Drive	1.56	
Wrentham Lower Mannville G	Line Drive	0.96	
Coleville South Bakken Sand (unit)	Peripheral	0.16	
Mantario North Basal Mannville Sand (vol unit 1)	Peripheral	1.77	
Viking Kinsella Upper Mannville A4A	Peripheral	0.97	1.27
Viking Kinsella Upper Mannville X	Peripheral	2.31	
Viking Kinsella Upper Mannville Z3Z	Peripheral	2.41	
Wildmere General Petroleum G	Peripheral	0.81	
Wrentham Lower Mannville C	Peripheral	0.45	
Aberfeldy Sparky Sand (South Abfdy Spky vol unit)	Inv 9-spor & 5-spot	0.06	
Golden Lake N Spky & Was Sand (Golden L vol unit)	Modified 9-spot	0.18	
Gully Lake Waseca Sand (vol unit 1)	Inv & mod 9-spot	0.15	
Lone Rock Sparky Sand	Irregular	0.08	
Marsden South Sparky Sand (vol unit 4)	Partly Inv 9-spot	0.32	
Senlac Lloydminster Sand	Irregular	0.86	
Buffalo Coulee North Bakken Sand	5-spot & Irregular	0.13	
Coleville Bakken Sand	Irregular	0.30	
Marengo South Basal Mannville	Peripheral & Irregular	0.61	
North Hoosier Basal Mannville (vol unit)	Irregular	0.36	
North Hoosier Bakken Sand (vol unit)	Irregular	0.41	
North Smiley Bakken Sand (vol unit)	Irregular	0.26	
Chin Coulee Sawtooth B	Incomplete peripheral	1.55	
Jenner Upper Mannville O	Irregular	0.53	

Campo/Operación	Configuración de patrón	Índice de éxito	Peso en el índice de éxito
Little Bow Upper Mannville G	Peripheral & Irregular	0.35	
Little Bow Upper Mannville S	Irregular	2.99	
Provost Lloydminster C3C	Irregular	1.34	
Retlaw Mannville B	Irregular	0.75	
Sibbald Upper Manville C	Peripheral & 5-spot	0.93	
Taber Glauconitic K	Irregular	0.68	
Taber Taber N	Irregular	0.55	
Taber South Mannville A	Irregular	0.17	
Taber South Mannville B	Irregular	0.81	
Wildmere Lloydminster A & Sparky E	5-spot & Irregular	0.17	
Wrentham Lower Mannville F	Irregular	0.48	

Nota: Adaptado de *Heavy Oil Waterflooding Scoping Study* (2004). Tabla continua de página anterior.

Espaciamiento entre pozos: este es un factor muy importante principalmente en yacimientos muy heterogéneos, pues un espaciamiento reducido favorece la comunicación entre pozo productor e inyector y por ende mejora la eficiencia areal. Esta teoría la confirman Renouf *et al* (2004) cuando mencionan que el índice de éxito aumenta cuando se reduce el espaciamiento entre pozos. Adicionalmente citan ejemplos puntuales como es el caso del campo North Hoosier Basal Manville el cual incrementó la producción y disminuyó el WOR mediante campañas de perforación infill. Algunos autores como Gulick y McCain (1998) recomiendan realizar perforación infill antes de iniciar la inyección de agua.

La siguiente grafica presenta la relación entre el factor de recobro y el espaciamiento entre pozos para algunos proyectos de inyección de agua desarrollados a nivel mundial, los cuales serán presentados en mayor detalle en el numeral 2.3.

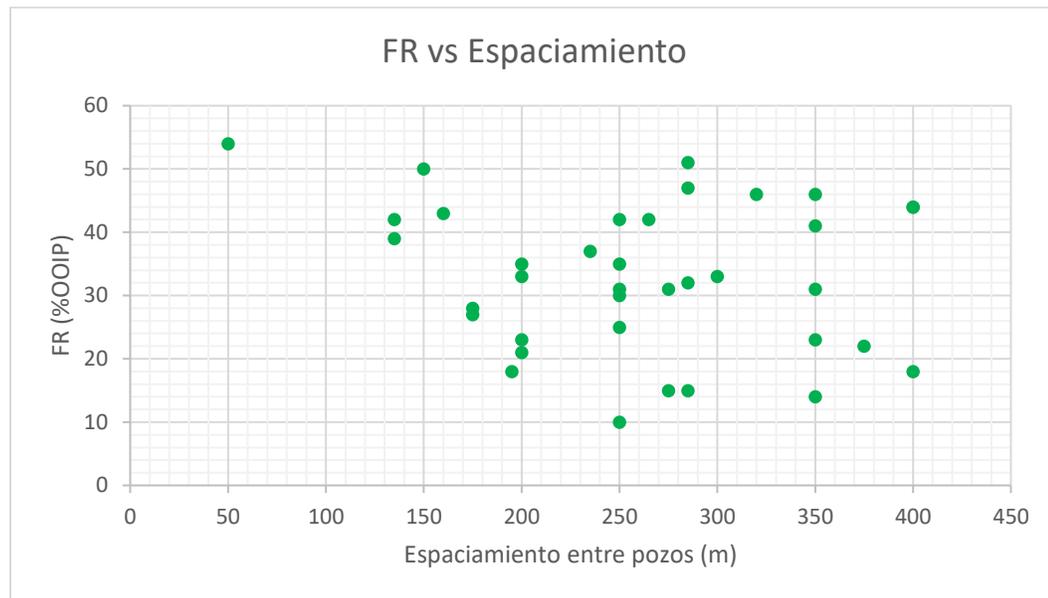


Figura 7. Efecto del espaciamiento entre pozos sobre el factor de recobro en procesos de inyección de agua.

Nota: Adaptado de “*Waterflooding Viscous Reservoir*” Dennis Beliveau (2008).

Al analizar la tendencia de la gráfica anterior se puede identificar una correlación que sugiere un mayor factor de recobro a menores espaciamientos. Se evidencia además que los espaciamientos más comunes para los proyectos analizados se encuentran entre 150 y 400 metros promediando alrededor de 260 metros. oK

Tipo de pozo: este parámetro fue analizado con proyectos del oeste de Canadá, los resultados mostraron que los pozos productores horizontales tienen una importante influencia sobre el éxito de procesos de inyección de agua de acuerdo a lo mencionado por Renouf *et al* (2004), claramente no siempre es conveniente usar pozos horizontales, ya sea por razones técnicas o económicas pero en crudos pesados pueden ser muy apropiados, además, tienen la ventaja frente a los pozos verticales de tener mayor exposición al espesor neto y de incrementar el factor de recobro debido a las bajas eficiencias de barrido. Así mismo en dicho estudio se afirma que es

importante el tiempo en el cual se involucran los pozos horizontales a la inyección de agua, citando dos campos como Mantario North y Coleville Bakken, los cuales incorporaron pozos horizontales al proceso de inyección de agua al inicio y 34 años después respectivamente, los resultados indican que Mantario es el campo con el mayor índice de éxito en el área II de Saskatchewan mientras que Colville presentó un índice de éxito más discreto.

El uso de pozos horizontales como inyectores también fue analizado encontrando que aquellos proyectos (apenas 5) que tenían al menos un pozo inyector horizontal lograban índices de éxito un poco más altos. El proyecto EnCana en Athabasca para finales del año 2003 presentaba 58 pozos inyectores horizontales, sin embargo, no se logró analizar dentro del estudio realizado dada la poca información conocida para el año 2004.

Selección de inyectores: este parámetro trata de analizar el efecto de tener pozos inyectores nuevos o convertidos (de productores a inyectores). Al respecto son muchos los autores que recomiendan el uso de pozos nuevos como inyectores, algunos aludiendo a la integridad del pozo, otros a la ubicación estratégica dentro del patrón o simplemente para evitar daños que suelen aparecer en la cara de pozos productores y que pueden afectar posteriormente la inyectividad. Incluso hay quienes recomiendan que, si bien el pozo inyector debe ser nuevo, este debería producir por uno o dos meses antes de empezar como inyector con el fin de mejorar la inyectividad.

En el estudio realizado por Renouf *et al* (2004) se encontró una correlación entre el uso de pozos convertidos y el índice de éxito, la cual confirma la teoría antes mencionada. En la siguiente grafica se aprecia como el índice de éxito disminuye a medida que aumenta la relación de pozos convertidos sobre el total de inyectores. Otro aspecto para resaltar de la siguiente grafica es que la mayoría de los proyectos analizados usan pozos convertidos, entre un 70% y un 95% de los pozos empleados para inyección son pozos pre-existentes.

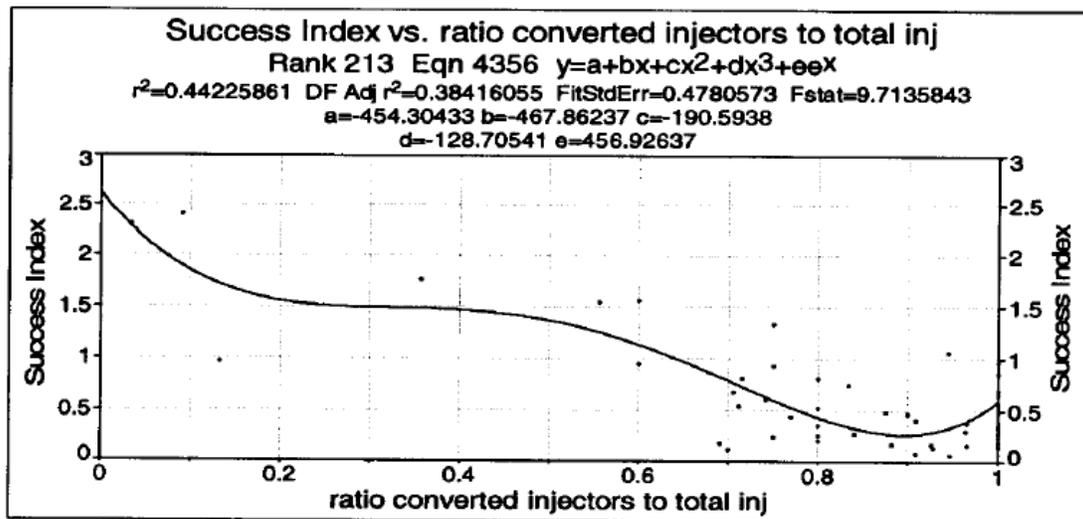


Figura 8. Importancia de permeabilidad y heterogeneidad para procesos de inyección de agua.

Nota: Adaptado de Renouf et al (2004). Heavy Oil Waterflooding Scoping Study.

Si la decisión es la de utilizar pozos pre-existent, existen algunas recomendaciones en la literatura que ayudan a elegir cuales pozos deberían ser convertidos, Yanko (1989) es uno de los autores que comparte las características de los pozos candidatos a inyectores, las cuales son:

- Pozos con altos cortes de agua.
- Ubicados estructuralmente bajos.
- Características similares de yacimiento con pozos vecinos.
- Con buena continuidad del yacimiento en todas las direcciones.
- Que no tengan conflictos de inyección en zonas no productoras.

En la provincia de Saskatchewan Canadá, varios de los proyectos de inyección de agua consultados basaron sus decisiones de conversión de acuerdo a las características geológicas (bajos estructuralmente), de producción (de baja producción) y por configuración del patrón.

Estrategia de inyección: este parámetro abarca la forma como se desarrolla la inyección de agua en términos de llenado, tasa de inyección y balanceo de patrones.

Tiempo de llenado: existe una teoría acerca del incremento del factor de recobro si la producción es detenida o minimizada durante el llenado en un proceso de inyección de agua. Al respecto el estudio desarrollado por Renouf *et al* (2004) cita 3 proyectos (Marsden 3, Little Bow U y Retlaw) que implementaron esta modalidad, aunque los resultados no fueron concluyentes según indican. En todo caso el hecho de disminuir la producción no es una estrategia que agrade mucho a las compañías operadoras dado el impacto económico que esto representa.

Volumen y tasa de inyección: existen algunas fuentes de la literatura que favorecen la inyección a bajas tasas, Baker (1997) por ejemplo, afirma que esta estrategia evita una irrupción temprana y aumenta el factor de recobro. An Mai y Apostolos Kantzas (2009) demostraron mediante experimentos en laboratorio que el aumento en la tasa de inyección afecta negativamente el factor de recobro. No obstante, hay quienes contradicen esta teoría indicando que la mejor estrategia es la de inyección a altas tasas, como es el caso de Renouf *et al* (2004) quienes encontraron una fuerte correlación de este parámetro con el índice de éxito, la siguiente grafica muestra la relación indicada para 54 proyectos de inyección de agua analizados.

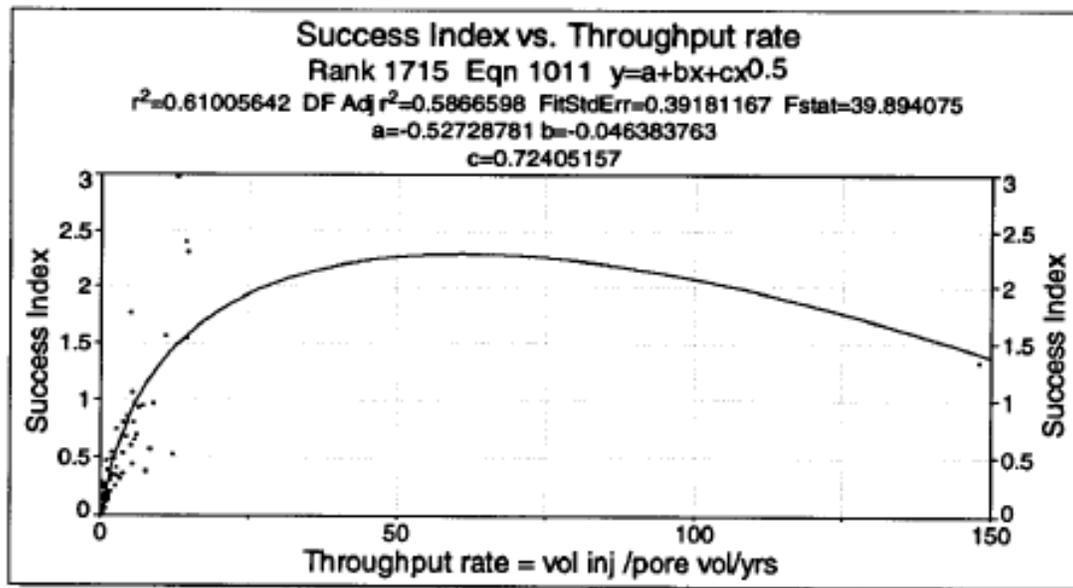


Figura 9. Efecto de Throughput rate sobre el éxito de inyección de agua.

Nota: Adaptado de Renouf et al (2004). Heavy Oil Waterflooding Scoping Study.

El término “Throughput rate” no es más que la cantidad de agua inyectada (al año) sobre el volumen poroso del yacimiento. Para crudos convencionales se usa comúnmente un valor de 0.1VPI al año, mientras que en crudos pesados no hay un valor ampliamente definido y aceptado. Respecto a la cantidad de volúmenes porosos a inyectar, en la industria se manejan típicamente valores entre 1 y 2 VPI para lograr desplazar la gran mayoría del petróleo móvil, sin embargo, estas cifras aplican principalmente para crudos livianos ya que en crudos pesados se requiere de más volúmenes porosos inyectados para lograr altos factores de recobro, todo dependerá de la economía del proyecto como se ha mencionado previamente.

Otro factor importante es el parámetro VRR (Voidage replacement Ratio por sus siglas en inglés), que no es más que el nivel de remplazamiento del fluido en el yacimiento, es decir, la relación entre el volumen de agua inyectada al yacimiento y el volumen de fluido producido. Los 54 proyectos analizados por Renouf *et al* (2004) mostraron una tendencia a mantener un VRR

cercano a 1, siendo este valor el de mayor índice de éxito en los proyectos analizados como se indica en la siguiente tabla.

Tabla 3.

Efecto del volumen de remplazamiento sobre el éxito de inyección de agua

Categoría	Criterio	Número de proyectos	Peso en el Índice de Éxito
Baja inyección	$VRR < 0.9$	9	0.33
Inyección equilibrada	$0.9 < VRR < 1.1$	29	0.51
Sobre inyección	$VRR > 1.1$	16	0.43

Nota: Adaptado de Renouf et al (2004). Heavy Oil Waterflooding Scoping Study.

Si bien la tabla anterior muestra una relación entre el VRR cercano a 1 y el índice de éxito, no necesariamente es un indicativo de que proyectos con VRR diferentes (por debajo o por encima) sean inadecuados o poco exitosos. Incluso autores como William Cobb indican que se debe considerar una sobre inyección entre el 15 y 20% para compensar las pérdidas de inyección que se puedan presentar en el yacimiento.

Otro investigador que ha evaluado el comportamiento en producción respecto al VRR es Steven Vittoratos (2011), quien mediante una serie de experimentos de laboratorio demostró que se obtuvo una mejora en la respuesta a la inyección de agua en crudos pesados a VRR de 0.7, recomendando además periodos de inyección a muy bajas tasas, permitiendo así una reorganización de las gotas de petróleo en el yacimiento.

Balanceo de patrones: esta acción consiste en lograr un balanceo tanto de forma areal como vertical pues las heterogeneidades del yacimiento pueden ocasionar que solo un pozo productor o solo una capa reciban el efecto de la inyección generando así una baja eficiencia de recobro. El plan de monitoreo toma importante relevancia dado que es mediante el cual se

identifican las necesidades de balanceo. William Cobb por ejemplo recomienda realizar perfiles de inyección (ILT) al mes, a los seis meses y al año de haber iniciado la inyección.

Eficiencia de costos: Es importante entender que la economía de un proyecto puede ser muy distinta si se trata de un proceso de inyección en crudo liviano a un proceso de inyección de agua en crudo pesado, la razón radica en que este último requiere alta demanda de energía por los volúmenes de agua que se deben inyectar durante la vida productiva del proyecto. En la mayoría de los procesos de inyección en crudo pesado se manejan altos cortes de agua y esto puede afectar la eficiencia de costos y por ende hacer inviable cualquier proyecto. El doctor Ganesh Thakur (1998) afirma que este es factor que depende del modelo económico de cada compañía y cada una determina la rentabilidad del proyecto mediante el análisis de ciertos criterios. No obstante, si se trata de un piloto no necesariamente debe ser rentable, pues muchas veces se consideran proyectos estratégicos y se la rentabilidad se enfoca en los procesos de expansión.

De los parámetros anteriormente mencionados se evidenció que no hay un criterio unificado o ampliamente aceptado para la gran mayoría de ellos, es decir, a la fecha no se cuenta con una definición concreta de criterios de selección para procesos de inyección de agua. Si bien varios autores han venido desarrollando investigaciones para comprender los mecanismos y fenómenos que gobiernan la inyección de agua en crudo pesado, aún existe incertidumbre asociada a los factores más influyentes en el éxito de procesos de inyección de agua en crudo pesado. Lo que sí está claro y demostrado en varios proyectos de inyección, es que la metodología ha confirmado ser eficiente alcanzando importantes factores de recobro.

La información consignada en las dos tablas siguientes pretende reunir los distintos criterios de los autores consultados, el valor recomendado por cada uno de ellos para los

parámetros analizados anteriormente y la relevancia en procesos de inyección de agua en crudo pesado.

Tabla 4.*Parámetros de Yacimiento relevantes en el éxito de procesos de inyección de agua*

Parámetro	Valor recomendado	Autor	Relevancia	Comentario
Viscosidad del petróleo (cP)	Baja	Tarek Ahmed (2001)	Alta	La considera como la variable más importante en procesos de inyección de agua
	Sin especificar	Renouf, Sheidaei, Gebhardt & Soveran (2004)	No crítico	Considera la importancia en términos de relación de movilidad
	< 1000	Ingenieros de yacimientos campos en Canadá (2004)	Alta	A partir de entrevista realizada por Renouf et al (2004)
	Sin especificar	An Mai (2008)	Media	Considera importancia antes de la irrupción, que es cuando predominan fuerzas viscosas
Densidad del petróleo (°API)	> 11.4	Renouf et al (2004)	Media	
Fracción de agua connata (%)	Sin especificar	Renouf et al (2004)	No crítico	
Permeabilidad (mD)	Sin especificar	Renouf et al (2004)	No crítico	Considera la importancia en términos de relación de movilidad
	Sin especificar	Tarek Ahmed (2001)	Media	Evitar yacimientos de baja permeabilidad dado que presentan problemas de inyectividad
Relación de movilidad	Sin especificar	An Mai (2008)	Media	Considera importancia antes de la irrupción, que es cuando predominan fuerzas viscosas
	Sin especificar	Renouf et al (2004)	Media	Indican que todos los valores son aceptables
Espesor neto petrolífero (pies)	Sin especificar	Tarek Ahmed (2001)	Media	Evitar yacimientos de bajo espesor dado que pueden presentar problemas de inyectividad

Parámetro	Valor recomendado	Autor	Relevancia	Comentario
	Sin especificar	Renouf et al (2004)	No crítico	
Porosidad (%)	< 40	Renouf et al (2004)	Baja	Valores entre 23% y 32% mostraron los índices más altos de éxito
Geología del yacimiento (Estructural, ambiente de depositación, mineralogía)	Buena continuidad, compatibilidad roca/fluido	Ahmed (2001), Dennis Beliveau (2009)	Alta	Buena continuidad para garantizar conexión inyector/productor Evitar incompatibilidad roca/fluido como migración o hinchamiento de arcillas Ambientes Marino o fluvial principalmente
Heterogeneidad del yacimiento	Sin especificar	Smith & Cobb (2004) Raza (2005)	Alta	Principal parámetro indicador de éxito en términos de Dykstra-Parsons
	Sin especificar	Renouf (2007)	No crítico	En términos del coeficiente Dykstra-Parsons destaca su importancia en crudos medios y resta importancia en crudos pesados
GOR inicial (SCF/STB)	< 360	Renouf et al (2004)	Alta	Impacta la economía del proyecto si hay capa de gas para llenar (altos tiempos de llenado)
Profundidad del yacimiento (pies)	> 950	Renouf et al (2004)	Media	Importancia en relación con la temperatura del yacimiento y viscosidad del petróleo. Evitar yacimientos fríos
Temperatura del yacimiento (°F)	Sin especificar	Renouf et al (2004)	No crítico	
Presión inicial del yacimiento (psi)	Sin especificar	Tarek Ahmed (2001)	Baja	Recomienda valores cercanos a la presión de burbuja para lograr mejor movilidad

Nota: Tabla continua de página anterior

Tabla 5.*Parámetros Operacionales relevantes en el éxito de procesos de inyección de agua*

Parámetro	Valor recomendado	Autor	Relevancia	Comentario
Espaciamiento entre pozos	Reducido sin especificar	Renouf et al (2004)	Media	Citan ejemplos que mostraron aumento de producción y disminución del WOR
	Reducido sin especificar	Gulick y McCain (1998)	Media	Recomiendan realizar perforación infill antes de iniciar inyección de agua
	Sin especificar	Dennis Beliveau (2009)	No crítico	Espaciamientos entre 50 y 400 metros (160-1300 ft) mostraron importantes %FR. Los más comunes se dan entre 200 y 300 metros (650-990 ft)
Tiempo para inicio de inyección	Temprano	Ghozali (1998)	Alta	Atribuye mejor mantenimiento de presión y evita regímenes de flujo preestablecidos
	Sin especificar	Renouf et al (2004)	No crítico	
Geometría de patrón	Periférica y línea directa	Renouf et al (2004)	Baja	En arreglos los mejores resultados se dieron en patrones de 9 y 5 puntos invertidos
Arquitectura de pozos	Horizontales	Renouf et al (2004)	Media	Se lograron mejores índices de éxito cuando se usaron pozos horizontales (tanto productores como inyectores)
Tipo de pozo (nuevo/convertido)	Nuevo	Renouf et al (2004)	Media	Aunque la mayoría de los proyectos analizados tienen un gran porcentaje de pozos convertidos
	Bajas tasas	Baker (1997)	Media	Evita irrupción temprana
Throughput rate (VPI/año)	Bajas tasas	An Mai y Apostolos Kantzas (2009)	Media	Mantener bajas tasas hasta la irrupción
	Altas tasas	Renouf et al (2004)	Media	
VRR (Voidage Replacement ratio)	0.9 - 1.1	Renouf et al (2004)	Media	
	1.1 - 1.2	William Cobb	Media	Compensar pérdidas de inyección
	0.7 - 1	Vittoratos (2011)	Media	Demostrado con experimentos de laboratorio
Eficiencia de costos	Sin especificar	Ganesh Thakur (1998)	Alta	Sujeto a modelo económico de cada compañía

2.3 Procesos de inyección de agua en campos de crudo pesado – casos reales

Como se ha mencionado previamente, la inyección de agua en crudo pesado se ha venido desarrollando en varios países alrededor del mundo desde hace alrededor de 60 años, Canadá por ejemplo es uno de los que cuenta con más casos y experiencia en la materia, principalmente en las provincias de Saskatchewan y Alberta. Muchos de los yacimientos que allí se ubican consideran la inyección de agua como el primer método de recobro a implementar.

Si bien la teoría convencional sugiere un bajo nivel de éxito para la inyección de agua en crudo pesado, son numerosos los casos reportados que avalan su implementación. A continuación, se citan algunos ejemplos que servirán para conocer más a detalle las características de estos campos y los factores de recobro que alcanzan bajo inyección de agua. La tabla siguiente contiene un listado de 25 campos, ubicados en su gran mayoría al oeste de Canadá y con propiedades de fluido que los catalogan como crudos pesados principalmente (viscosidades mayores a 50 cP y gravedad API entre 13 y 25°). Se relaciona información como ambiente de depósito, gravedad API, viscosidad, espaciamiento entre pozos, volúmenes porosos inyectados y factor de recobro.

Tabla 6.*Proyectos de inyección de agua en campos de crudo pesado*

Field	Location	Formation	Depositional Environment	Avg. °API	Avg. μ o (cp)	Well Spacing (m)	HCPV Inj.	RF (%OOIP)	Comments
Success South	Saskatchewan	Roseray	Marine	20	50	400	3.9	44	Scale μ SuccessMain
Wilmington	USA	FX (avg)	Turbidites	18	50	175	1.3	28	
Viking Kinsella	Alberta	Sparky F	Marine	21	55	265	2.3	42	EUR 54%
Taber North	Alberta	Taber O	Marine	20	55	250	3.7	25	EUR 27%
Gudong	China	Guantao	Fluvial	17	60	50	5.1	54	41 cp live measured, scale
Wilmington	USA	X-HX1 (avg)	Turbidites	15	70	200	0.9	21	
Provost	Alberta	Cummings I	Fluvial	24	80	160	8.4	43	EUR 51%
Battrum East	Saskatchewan	Roseray	Marine	19	120	285	5.5	47	Scale μ from Battrum
Hayter	Alberta	Dina A	Fluvial	22	124	135	15.5	42	EUR 43%
Battrum North	Saskatchewan	Roseray	Marine	19	140	250	1.8	31	Scale μ from Battrum
Wainwright	Alberta	Sparky	Marine	22	148	300	2.3	33	EUR 40%
Schoonebeek	Netherlands	Zechtein	Marine	25	160	200	5	35	
Battrum	Saskatchewan	Roseray	Marine	19	160	350	1.5	31	EUR 41%, 112 cp live oil
Viking Kinsella	Alberta	Wainwright B	Marine	21	186	275	3.8	31	EUR 36%, 108 cp live oil
Grand Forks	Alberta	Lower Mannville H	Fluvial-Deltaic	20	195	285	4.4	32	EUR 40%
Provost	Alberta	Dina N	Fluvial	20	200	135	11.8	39	EUR 45%
Taber	Alberta	Glauconitic K	Marine	19	229	250	2.9	30	EUR 31%
Court Bakken	Saskatchewan	Bakken	Marine	17	352	400	1.2	18	EUR 22%, 138 cp live oil
Marsden South	Saskatchewan	Sparky	Marine	18	353	285	1.8	15	EUR 20%, 148 cp live oil
Viking Kinsella	Alberta	Sparky E	Marine	17	669	200	1.8	23	EUR 29%
Cactus Lake	Saskatchewan	Bakken	Marine	15	963	350	0.7	14	EUR 26%, 514 cp live oil
Senlac	Saskatchewan	Lloydminster	Marine	15	1000	375	1.6	22	Scale μ SenlacCumm-Dina
Hayter	Alberta	Dina B	Fluvial	15	1257	195	3.3	18	EUR +25%
Senlac	Saskatchewan	Cummings-Dina	Fluvial	13	1370	250	0.9	10	EUR 15%, 941 cp live oil
Buffalo Coulee	Saskatchewan	Bakken	Marine	14	1935	275	1.1	15	EUR 18%, 819 cp live oil

Nota: Adaptado de “*Waterflooding Viscous Reservoir*” (SPE 113132), Dennis Beliveau (2008). La mayoría de los datos de viscosidad son medidos en crudo muerto (sin gas).

Con el propósito de identificar y validar posibles tendencias de ciertas variables con el factor de recobro se realizaron las siguientes graficas.

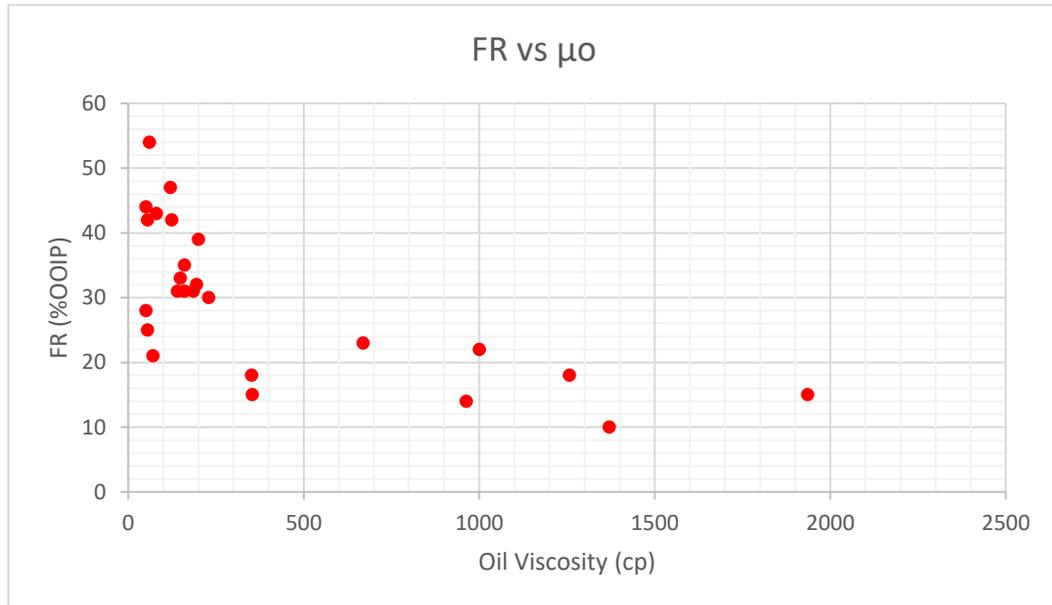


Figura 10. Relación entre viscosidad del crudo y factor de recobro en inyección de agua.

Nota: Adaptado “*Waterflooding Viscous Reservoir*” (SPE 113132), Dennis Beliveau (2008).

La grafica anterior representa el comportamiento del factor de recobro con relación a la viscosidad del petróleo, datos reportados principalmente para crudo muerto. Se puede identificar una tendencia que confirma el aumento del factor de recobro a medida que disminuye la viscosidad con un aparente punto de inflexión en aproximadamente 250 cP, el cual muestra valores de factor de recobro entre 20 y 50% para viscosidades menores a 250 cP y valores entre 10 y 20% para viscosidades superiores.

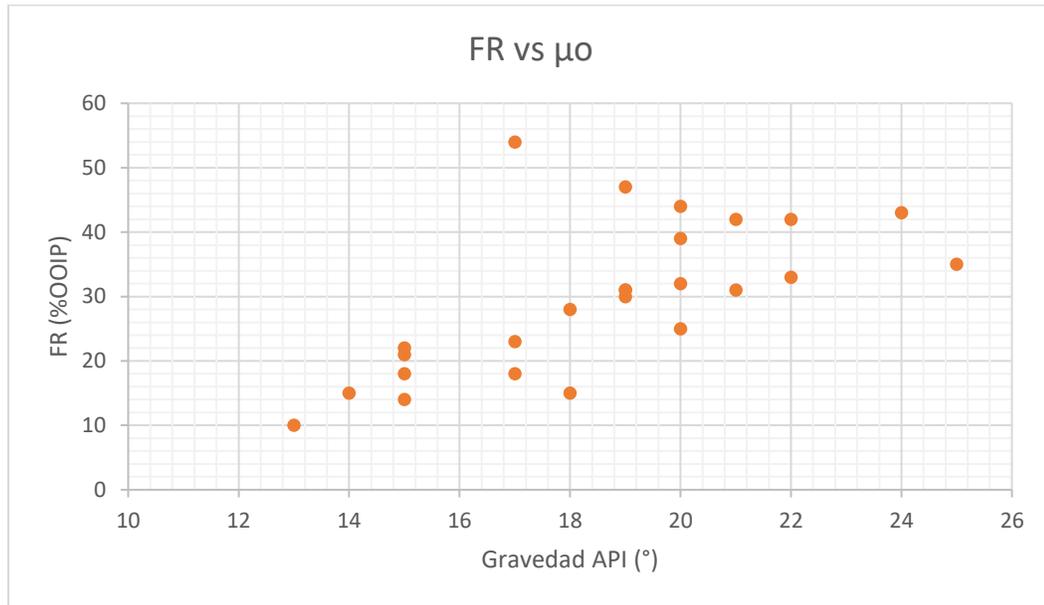


Figura 11. Relación entre gravedad API y factor de recobro en inyección de agua.

Nota: Adaptado “*Waterflooding Viscous Reservoir*” (SPE 113132), Dennis Beliveau (2008).

Al graficar la gravedad API contra el factor de recobro se observa una tendencia bastante clara, la cual indica incremento en el factor de recobro con el aumento de la gravedad API, esta relación es coherente con la tendencia de viscosidad y factor de recobro discutida previamente, dado que a mayor gravedad API menor será la viscosidad.

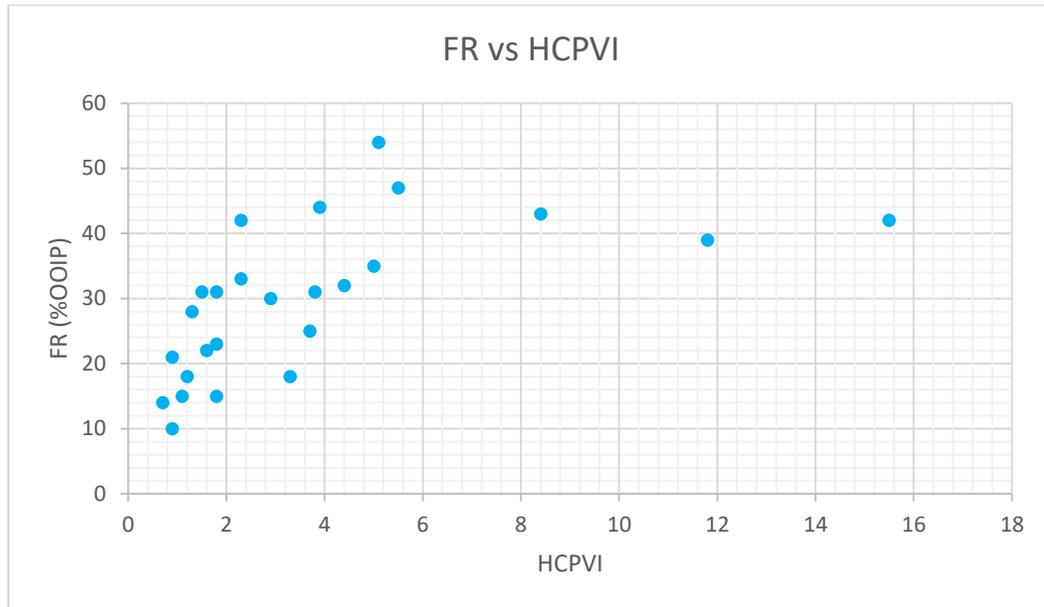


Figura 12. Relación entre HCPVI y factor de recobro en inyección de agua.

Nota: Adaptado “*Waterflooding Viscous Reservoir*” (SPE 113132), Dennis Beliveau (2008).

A diferencia de los crudos convencionales (livianos), la inyección de agua en crudo pesado se realiza en grandes cantidades dado que después de la irrupción se presenta principalmente un fenómeno de arrastre, por lo cual es frecuente encontrar proyectos de inyección con más de 3 volúmenes porosos inyectados. La grafica anterior confirma en cierto modo esta teoría pues se observa una tendencia al aumento del factor de recobro a medida que se inyectan mayores cantidades de agua. Los valores más comunes para los campos referenciados se ubican entre 1 y 5 HCPVI logrando hasta un 50% de factor de recobro.

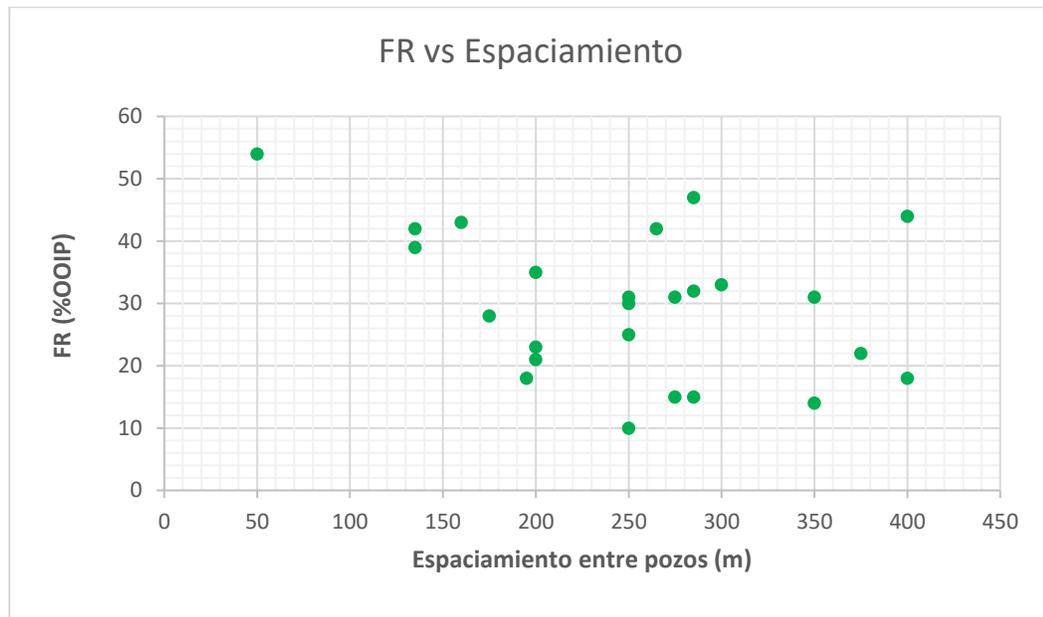


Figura 13. Relación entre espaciamiento entre pozos y factor de recobro en inyección de agua.

Nota: Adaptado “*Waterflooding Viscous Reservoir*” (SPE 113132), Dennis Beliveau (2008).

El espaciamiento entre pozos y el factor de recobro parecen no tener una estricta relación, aunque un menor espaciamiento en teoría garantiza una mejor conectividad entre pozos, los datos reportados muestran que incluso a espaciamientos altos se obtienen considerables factores de recobro. Un valor promedio se ubica alrededor de los 250 metros, pero está claro que este valor está sujeto a las características geológicas de cada yacimiento.

A continuación, se presenta un mayor detalle para algunos de los campos anteriormente tabulados con el propósito que dicha información pueda ser usada para posibles analogías.

Wainwright-Sparky: En 1962 se convirtió en el primer campo de crudo pesado con inyección de agua en la provincia de Alberta (Canadá). Su gravedad API oscila entre 20° y 22°, con una viscosidad de petróleo cercana a 150 cP. El yacimiento cuenta con un espesor neto aproximado de 13 pies y una permeabilidad de 300 mD. Se desarrolló con un espaciamiento de 20

acres y el EUR después de inyección de agua se estimó en 31 Mbbl, para un factor de recobro de 27% (sobre un OOIP de 117 Mbbl). Cifras según lo divulgado por Pawelek y Chorney (1966). No obstante, con el paso del tiempo el campo fue extendiendo el área desarrollada y aumentó el OOIP a 305 Mbbl, migrando de un esquema de inyección de agua periférica enfocado en mantenimiento de presión a un arreglo por patrones enfocado en desplazamiento y barrido. Para el año 2008 el factor de recobro era de 33% (102 Mbbl sobre 305 Mbbl), con 2.3 HCPVI y un VRR de 1.04. Como se indica en la siguiente figura, más del 50% del petróleo acumulado se ha logrado a cortes de agua superiores al 80%. El EUR estimado después de la inyección de agua es de 125 Mbbl (40% FR) de acuerdo con lo publicado por Beliveau (2008).

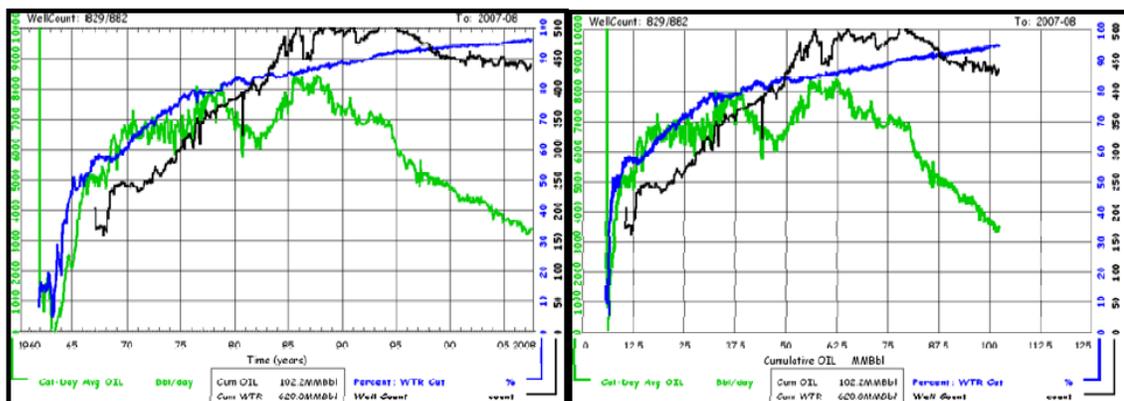


Figura 14. Comportamiento de producción del campo Wainwright.

Nota: Adaptado “*Waterflooding Viscous Reservoir*” (SPE 113132), Dennis Beliveau (2008).

Viking-Kinsella Wainwright ‘B’: Este es un campo que está ubicado en Alberta y ha sido desarrollado mediante la inyección de agua, con una viscosidad promedio de 185 cP y una permeabilidad de 150 mD, el espesor neto es de 15 pies y el OOIP es 137 Mbbl. La inyección de agua inicio en 1976 con un patrón de 9 puntos invertido de 20 acres de espaciamiento. Desde entonces el desarrollo ha sido bajo un esquema de inyección en línea directa.

El factor de recobro para 2008 era de 30 % (43 Mbb) tras haber inyectado 3.75 HCPVI a un VRR aproximado de 1.03. En la siguiente figura se observa como aproximadamente el 50% del petróleo recuperado se ha alcanzado a cortes de agua superiores a 90%, incluso a este nivel se desarrolló un programa de perforación infill y reconfiguración de patrones con buenos resultados. El EUR estimado después de la inyección de agua es de 36% (50 Mbb) de acuerdo con lo publicado por Beliveau (2008).

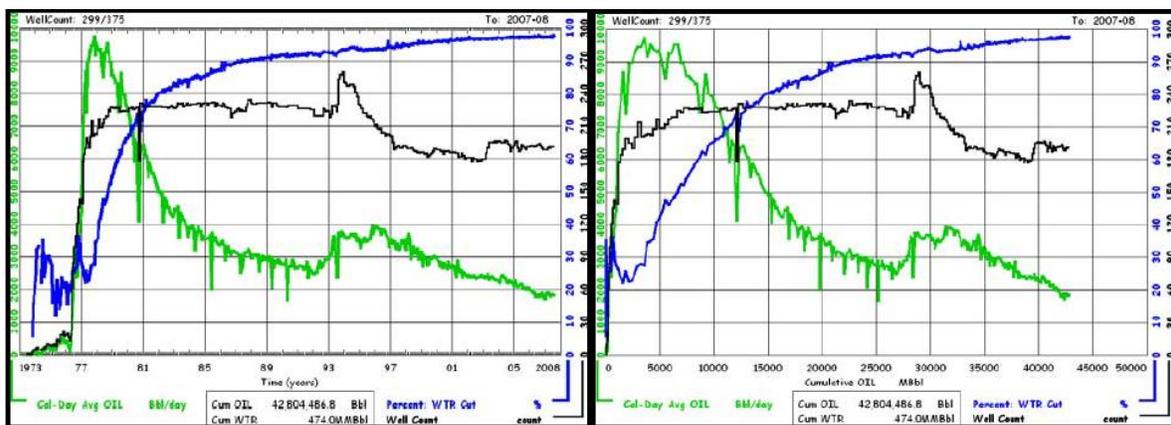


Figura 15. Comportamiento de producción del campo Viking Kinsella.

Nota: Adaptado “*Waterflooding Viscous Reservoir*” (SPE 113132), Dennis Beliveau (2008).

Battrum Roseray: este campo contiene un volumen de 323 Mbb de petróleo, con un API de 19° y una viscosidad de 160 cP, fue inicialmente desarrollado con un espaciamiento de 40 Acres. Para el año 2008 se habían perforado 370 pozos y el espaciamiento se redujo a 30 Acres con una configuración irregular de inyección, incluyendo algunos pozos productores horizontales, tal como se indica en la siguiente figura.

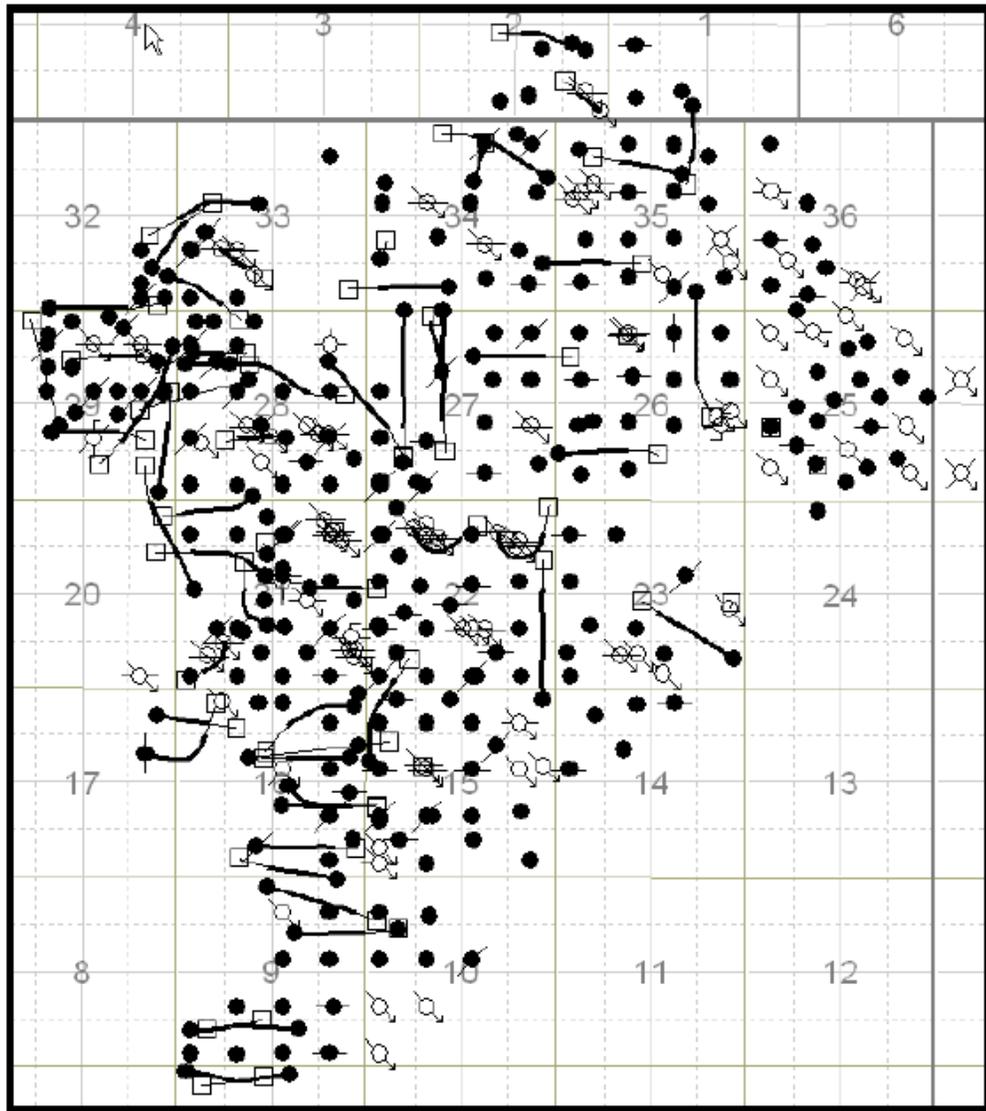


Figura 16. Esquema del campo Batrum.

Nota: Adaptado “*Waterflooding Viscous Reservoir*” (SPE 113132), Dennis Beliveau (2008).

El factor de recobro reportado en 2008 (fecha de la publicación) era de 31% (102 Mbbl) logrado mediante la inyección de 1.5 HCPVI (500 Mbbls aproximadamente) a un VRR de 0.85. El campo presentó distintas fases de desarrollo dado las 4 unidades que fueron operadas por distintas compañías lo cual explica la forma dentada de la curva de producción expuesta en la siguiente figura. Se aprecia además que cerca del 50% del petróleo producido se ha logrado a cortes de agua

superiores al 80%. El EUR para este campo luego de la inyección de agua se estimó en 135 Mbbl, lo cual equivale a un 41% de factor de recobro aproximadamente.

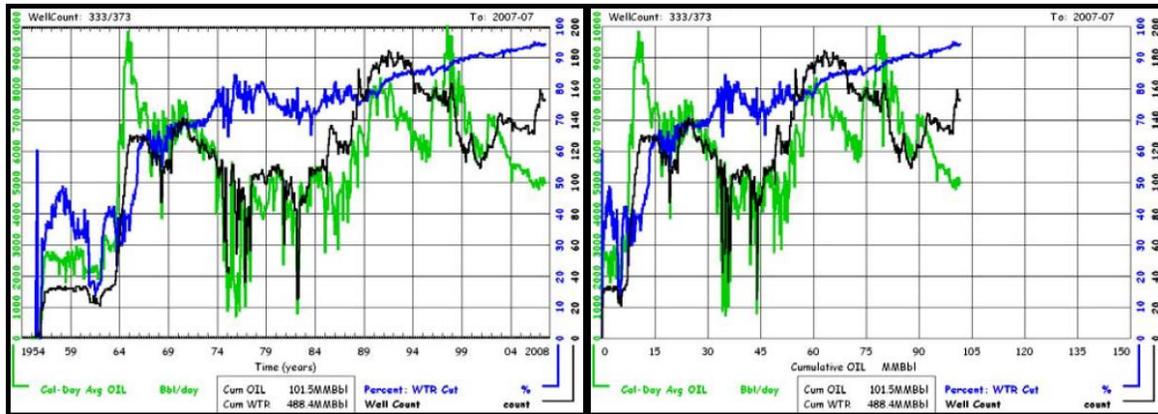


Figura 17. Comportamiento de producción del campo Battrum Roseray.

Nota: Adaptado “*Waterflooding Viscous Reservoir*” (SPE 113132), Dennis Beliveau (2008).

South Success Roseray: este yacimiento presenta un volumen de 70 Mbbl de petróleo con 20° API y una viscosidad promedio de 50 cP, fue desarrollado a un espaciamento de 40 Acres. El recobro para el año 2008 era de 31 Mbbl (44%) con una inyección de 290 Mbbl de agua equivalente a 3.8 HCPVI y manteniendo un VRR alrededor de 0.8.

La siguiente grafica muestra el comportamiento de producción del campo, un efecto para resaltar es el incremento en producción a causa de la conversión de varios pozos de productores a inyectoros para el año 1992, además haber alcanzado una considerable cantidad de petróleo producido (cerca del 50%) a cortes de agua superiores a 90%. El EUR reportado para cuando finalice la inyección de agua es de 32 Mbbl (46% de FR).

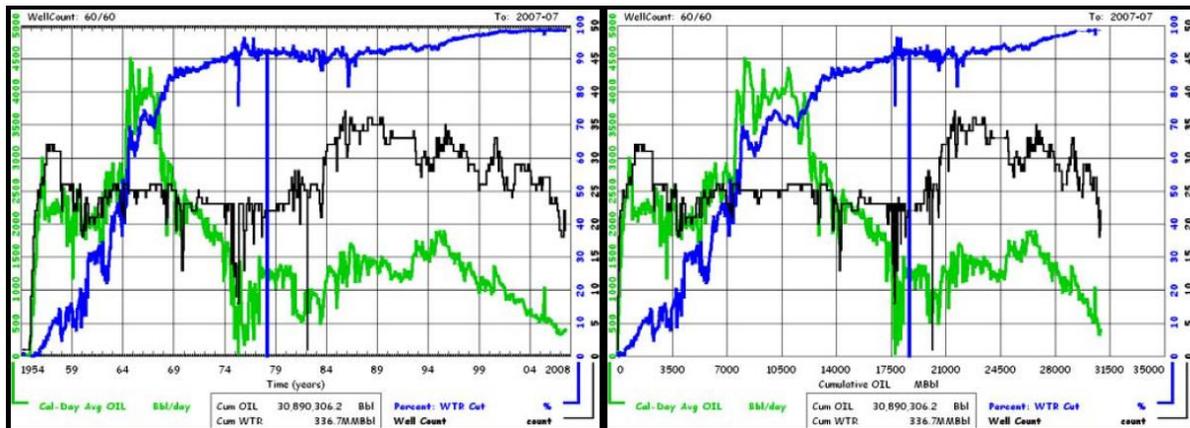


Figura 18. Comportamiento de producción del campo South Success Roseray.

Nota: Adaptado “*Waterflooding Viscous Reservoir*” (SPE 113132), Dennis Beliveau (2008).

Los procesos de inyección desarrollados en los campos anteriormente mencionados permiten mejorar la comprensión acerca de la inyección de agua en crudos pesados, se evidenció por ejemplo que considerables cantidades de petróleo se recuperan a muy altos cortes de agua (>80%), los espaciamentos más comunes entre pozos se encuentran entre 30 y 40 acres, no obstante, se reportaron aumentos de producción de petróleo mediante la reducción de espaciamiento con el desarrollo de proyectos infill.

3. Potencial del Campo en Estudio para Desarrollar Inyección de Agua

Este capítulo busca validar el potencial de aplicación de la inyección de agua para un determinado campo de crudo pesado con base en el análisis de los criterios de selección vistos previamente. Posteriormente se realizará un breve análisis de analogía con campos que han publicado resultados de inyección a nivel mundial (numeral 2.3), buscando así dimensionar el rango de factor de recobro al que se pudiera llegar.

Los datos del campo en estudio corresponden a valores reales, no obstante, con el propósito de mantener la confidencialidad establecida por la compañía responsable del activo, se ha modificado información como nombre de pozos, formaciones productoras, bloques, entre otros.

A continuación, se presentan las características del yacimiento más relevantes y algunas de las cuales son de interés para procesos de inyección de agua.

Tabla 7.

Propiedades de yacimiento – Campo estudio

Parámetro	Valor/Rango	Unidad
Ambiente de depósito	Abanicos aluviales y canales fluviales	
Litología	Areniscas inconsolidadas con presencia de arcilla tipo esméctica	
Buzamiento	6	°
Porosidad	16-23	%
Permeabilidad	130-500	mD
Espesor Gross	2500	Pies
Espesor neto	500	Pies
Profundidad	3500	Pies TVDss
Índice de heterogeneidad Dykstra Parson	0.7 – 0.8	
So inicial	42	%
Sor	23	%
Swirr	35	%
Presión inicial (a 3500' TVDss)	2000 - 2500	psi
Presión actual	900-1500	psi
Presión de burbuja	1000	psi

Parámetro	Valor/Rango	Unidad
Viscosidad del petróleo (crudo vivo)	50-300	cP
Gravedad API	10-19	°API
Temperatura del yacimiento	120-130	°F
Relación de movilidad	39 - 422	
Rs (cantidad de gas disuelto en crudo)	150	scf/STB
GOR actual	600	scf/STB
Mecanismo de producción	Gas en solución	
Salinidad agua formación	16000-40000	ppm NaCl

Nota: Tabla continua de página anterior

El campo cuyas características de yacimiento fueron expuestas en la tabla anterior, ha sido producido por un largo tiempo mediante desarrollo primario, a la fecha cuenta con un factor de recobro cercano al 10% lo cual conlleva a buscar alternativas adicionales de desarrollo como recobro secundario o mejorado para poder así incrementar dicho factor de recuperación a estándares mundiales.

La razón de analizar la inyección de agua como alternativa de desarrollo para este campo, es básicamente porque es una tecnología que ha sido ampliamente utilizada en el país, ECOPETROL por ejemplo, es una de las compañías que tiene el privilegio de haber realizado inyección de agua tanto en crudo liviano como pesado (Campo Castilla/Chichimene) con resultados exitosos, otra motivación para emplear la inyección de agua es que es una tecnología cuyo desarrollo es relativamente económico y adicionalmente el agua es una fuente que está presente en la mayoría de los campos la cual puede ser aprovechada para incrementar las reservas en lugar de disponerla o verterla.

Con base en los criterios y recomendaciones de cada autor consultado (numeral 2.2) se elaboró la siguiente tabla que busca determinar la viabilidad de inyección de agua para el campo

en estudio mediante la evaluación de aquellas variables y/o parámetros que representen importancia o influencia en el éxito del proceso.

Tabla 8.

Diagnóstico de cumplimiento por características de yacimiento

Parámetro	Valor/Rango	Unidad	Diagnostico
Ambiente de depósito	Abanicos aluviales y canales fluviales		Viable, no representa una limitación
Litología	Areniscas inconsolidadas con presencia de arcilla tipo esméctica		Parcialmente viable (sujeto a compatibilidad)
Buzamiento	6	°	Viable, no representa una limitación
Porosidad	16-23	%	Viable
Permeabilidad	130-500	mD	Viable
Espesor Gross	2500	Pies	Viable
Espesor neto	500	Pies	Viable
Profundidad	3500	Pies TVDss	Viable
Índice de heterogeneidad Dykstra Parson	0.6 – 0.7		Parcialmente viable (evaluar selectividad)
Presión actual	900-1500	psi	Viable
Viscosidad del petróleo (crudo vivo)	50-650	cP	Parcialmente viable (soportar con analogía)
Gravedad API	10-19	°	Parcialmente viable (soportar con analogía)
Temperatura del yacimiento	120-130	°F	Viable
Relación de movilidad	39-422		Parcialmente viable (soportar con analogía)
GOR actual	600	scf/STB	Parcialmente viable (afecta tiempo llenado)
Salinidad agua formación	16000-20000	ppm Cl	Parcialmente viable (sujeto a compatibilidad)

Como se indica en la tabla anterior, el diagnóstico de viabilidad no está totalmente alineado a los requerimientos para inyección de agua, se evidencian algunos parámetros que requieren soporte adicional, ya sea mediante analogías, pruebas experimentales (compatibilidad fluido-fluido o roca-fluido) y/o análisis económicos. Esta es una condición muy común en campos de crudo pesado pues muchas de las herramientas de screening disponibles actualmente se enfocan

en teorías clásicas de inyección de agua limitándose a crudos convencionales, por lo cual se debe recurrir a las analogías, buscando campos con resultados de inyección exitosos. Tal es el caso de los campos Castilla y Chicmene en Colombia los cuales fueron descartados para realizar inyección de agua cuando se evaluaron con la herramienta de screening EcoEOR (propiedad de ECOPETROL), no obstante, estos campos han demostrado buenos resultados con la inyección de agua que se les ha venido realizando desde hace ya algún tiempo (2016).

Respecto a la litología del yacimiento en estudio se han encontrado análisis de caracterización mineralógica DRX (Difracción de Rayos X) que demuestran un contenido de arcillas alrededor del 20% siendo en su gran mayoría esmética y caolinita tal como se indica en la siguiente figura.

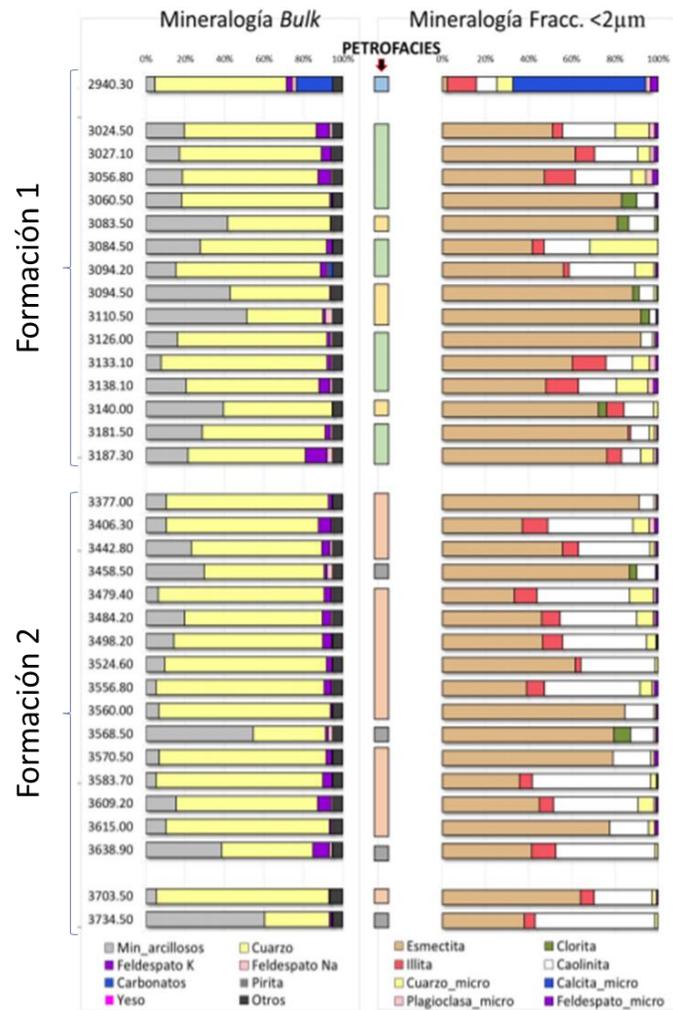


Figura 19. Resultados de caracterización mineralógica DRX.

Nota: Adaptado de informe “Análisis mineralógico para el campo en estudio” ECOPEPETROL ICP

Dada la sensibilidad que representa la esméctica al contacto con el agua se sugiere la realización de pruebas de laboratorio que demuestren la compatibilidad roca fluido y así descartar posibles efectos adversos de hinchamiento que pudieran ocasionar taponamiento de las gargantas porales.

Otro aspecto por revisar es la heterogeneidad vertical, los valores de Dykstra Parson para el yacimiento en estudio se encuentran entre 0.6 y 0.7 lo cual representa un alto grado de heterogeneidad, la teoría indica que entre más cercano a 1, el yacimiento será más heterogéneo y

viceversa. Una medida que puede ayudar a lograr un perfil de inyección relativamente homogéneo es el uso de sartas selectivas de inyección, las cuales permiten regular la cantidad de agua que ingresa a cada intervalo, capa o subunidad. La selectividad dependerá en parte de los perfiles de permeabilidad que presente cada pozo inyector, se sugiere realizar un análisis de Lorenz modificado para definir número sartas a utilizar.

Aspectos como gravedad API, viscosidad y relación de movilidad pueden ser críticos a primera vista, sin embargo, como se demostró en el numeral 2.3, existen numerosos campos que han realizado inyección de agua incluso con valores más adversos que los reportados para el yacimiento en estudio. Por tal razón la viscosidad, gravedad API y relación de movilidad parecen no ser una limitante para el desarrollo de inyección de agua, claro está, siempre que existan condiciones económicas y operacionales que permitan manejar grandes volúmenes de agua, pues como se ha visto previamente, considerables factores de recobro se obtienen a altos cortes de agua.

El GOR actual para el yacimiento en estudio oscila alrededor de 600 scf/STB y no se considera un valor crítico para la económica del proyecto, no obstante, posteriormente se realizará la estimación del tiempo de llenado y efectos en la respuesta en producción (ver numeral 5.5.4).

La salinidad del agua de formación para el campo en estudio se encuentra en el rango de 16000 a 40000 ppm de NaCl de acuerdo con la formación y área productora. La salinidad por sí sola no se considera una limitante para procesos de inyección de agua, no obstante, se deben realizar pruebas de compatibilidad con las posibles fuentes de agua a inyectar para descartar cualquier efecto adverso que pudiese presentarse. Para el campo en estudio se han identificado dos fuentes potenciales como agua de inyección; una es el agua de captación de una formación superficial y la otra corresponde al agua de producción, esta última es tratada en una planta de inyección de agua (PIA) para dejarla en condiciones de disposición ya que no se cuenta con

permisos de vertimiento. Los resultados de las pruebas de compatibilidad simulada han demostrado que el agua de producción es la fuente más viable y además la más económica ya que se tiene disponibilidad inmediata de la misma.

Una vez revisadas las alertas identificadas en la **Tabla 8** se ha establecido que la inyección de agua es una opción viable y con potencial de aplicación para el campo en estudio. Los siguientes capítulos se enfocan en la selección del área para el desarrollo de un piloto, los respectivos análisis de simulación analítica y su correspondiente evaluación de resultados.

4. Identificación de Áreas para Desarrollar Inyección de Agua

Este capítulo busca evaluar y recomendar áreas potenciales para el desarrollo del piloto de inyección de agua, actividad que toma en consideración los parámetros analizados en el numeral 2.2 con un enfoque principal en las características estructurales, estratigráficas y petrofísicas del yacimiento, sin dejar de lado un análisis de integridad de pozos, así como una evaluación de la producción histórica del campo por bloque y/o formación.

4.1 Metodología

4.1.1 Evaluación estructural. Un buen entendimiento de la geometría estructural es de gran importancia para el proceso de inyección de agua pues permitirá determinar el tipo de geometría de inyección y una apropiada localización de los pozos. Es fundamental identificar aquellas fallas que puedan definir límites en el yacimiento o compartimentalizarlo en bloques aislados y por consiguiente restringir la comunicación entre pozos productores e inyectores. Definiendo así el área o áreas a inundar. El buzamiento del yacimiento marca la pauta para definir si se realiza inyección periférica o por patrones, siendo esta última opción la más apropiada cuando se tienen buzamientos menores a 30 grados.

4.1.2 Evaluación estratigráfica. Su objetivo es la determinación de la continuidad lateral y vertical del reservorio y su homogeneidad, para así definir aspectos como posición de los pozos, área a inyectar, perfil de inyección, distribución y dirección que podrían tomar los fluidos.

Es aconsejable realizar correlaciones estratigráficas, mapas cronoestratigráficos, litoestratigráficos, de arena neta y arena pay. Es muy importante entender la continuidad lateral del reservorio mediante una descripción de los núcleos de perforación de los pozos, que permiten

caracterizar la textura, estructura e interpretación de litofacies, subambientes y ambientes de depositación.

4.1.3 Evaluación petrofísica. Pretende determinar la factibilidad y eficiencia del proceso de inyección de agua, ayudando en la definición del posicionamiento de pozos, el perfil de inyección y la presión del agua a inyectar. El entendimiento de propiedades petrofísicas como porosidad y permeabilidad permite definir las áreas y perfiles de inyección más atractivos, además de tener mayor eficiencia en el proceso. La permeabilidad tiene un peso muy significativo pues controla la tasa de inyección de agua que se puede mantener en la cara de la arena, altos valores de esta propiedad hacia el tope de la arena suponen una mejor eficiencia de barrido; mientras que altos valores hacia la base de la arena favorece la canalización del agua inyectada.

4.1.4 Análisis de integridad de pozos. Se recomienda revisar todos los pozos que estarán en el área de influencia de la inyección de agua, tomando en cuenta estado de Casing, estado de cementación, sistemas de bombeo, tipo de completamiento, frecuencias de intervención, estado de abandono (si aplica), entre otros. Es fundamental el asegurar el aislamiento entre yacimiento y superficie para evitar cualquier contingencia ambiental, lo cual requiere de un análisis de integridad que diagnostique la calidad del cemento entre Casing y formación, además de un cuidadoso análisis de la integridad del Casing, descartando rotura o colapso de este.

4.1.5 Análisis de producción. Consiste en lograr un entendimiento de las áreas y formaciones con mejores acumulados de petróleo, identificar zonas productoras de agua y gas. Se recomienda realizar mapas de burbuja de producción actual y acumulada. Evaluar el estado de presión actual del yacimiento y su agotamiento, en la medida de lo posible a nivel de bloque y formación productora.

Una vez se han realizado los análisis descritos previamente se pueden identificar las áreas más prospectivas para desarrollar el piloto de inyección de agua, viabilizando conectividad entre pozo inyector y productor, definir la configuración del arreglo más apropiada y proceder con una evaluación de simulación, ya sea analítica o numérica.

4.2 Selección de Área Piloto para Inyección de Agua en el Campo de Estudio

Esta sección pretende identificar el área más apropiada para desarrollar el piloto de inyección de agua de acuerdo con la metodología propuesta previamente.

4.2.1 Evaluación estructural. La estructura del campo corresponde a un monoclinal de muy bajo buzamiento ($<6^\circ$), presenta varias fallas tipo satélite que se desprenden de una falla principal al oeste de la estructura en sentido Sureste Noroeste. La siguiente figura muestra la distribución de las fallas (izquierda) en el campo, el agrupamiento por bloques (centro) que se tiene de acuerdo con el nivel de compartimentalización de cada falla y un mapa estructural al tope de la formación 2 el cual conserva la tendencia del buzamiento para la formación 1.

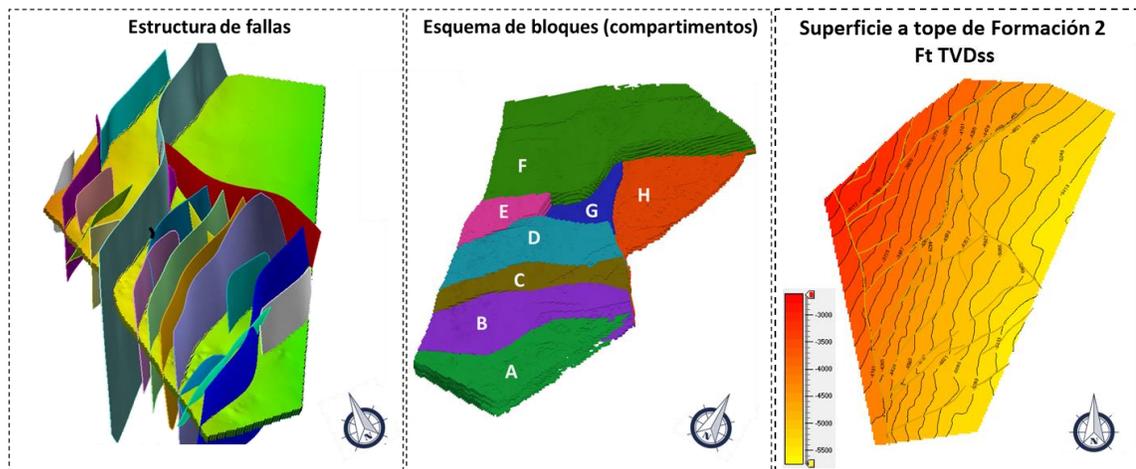


Figura 20. Esquema de fallas, compartimentos y estructura para el campo en estudio.

Los compartimentos identificados en el campo sugieren donde pudieran estar las fallas consideradas como sello, por lo tanto, con el objetivo de buscar continuidad de arenas y conectividad entre pozos, el área para desarrollar el piloto no debería compartir los límites de estos bloques.

4.2.2 Evaluación estratigráfica. La columna estratigráfica está compuesta por dos formaciones productoras principales, las cuales se han denominado Formación 1 y Formación 2, siendo esta última la más profunda, estas a su vez presentan cuerpos de arena que pueden identificarse y subdividir al yacimiento en 10 horizontes la mayoría de estos con producción comprobada en gran parte del campo.

El espesor total del yacimiento oscila entre 2000 y 2500 pies, con un valor neto de 20% aproximadamente y se hace menos espeso hacia el norte de la estructura. La formación 1 no presenta desarrollo en los bloques G y H como se observa en la *Figura 20*.

El ambiente de depósito es de tipo continental con una mezcla de abanicos aluviales y canales meandriformes, se tiene intercalación de paquetes arenosos con arcillas. Las arenas de mayor continuidad en el campo se ubican en el horizonte más profundo. La siguiente figura muestra un registro tipo para los pozos del campo con las curvas de Gamma Ray (GR) y resistividad (somera, media y profunda) y los horizontes definidos.

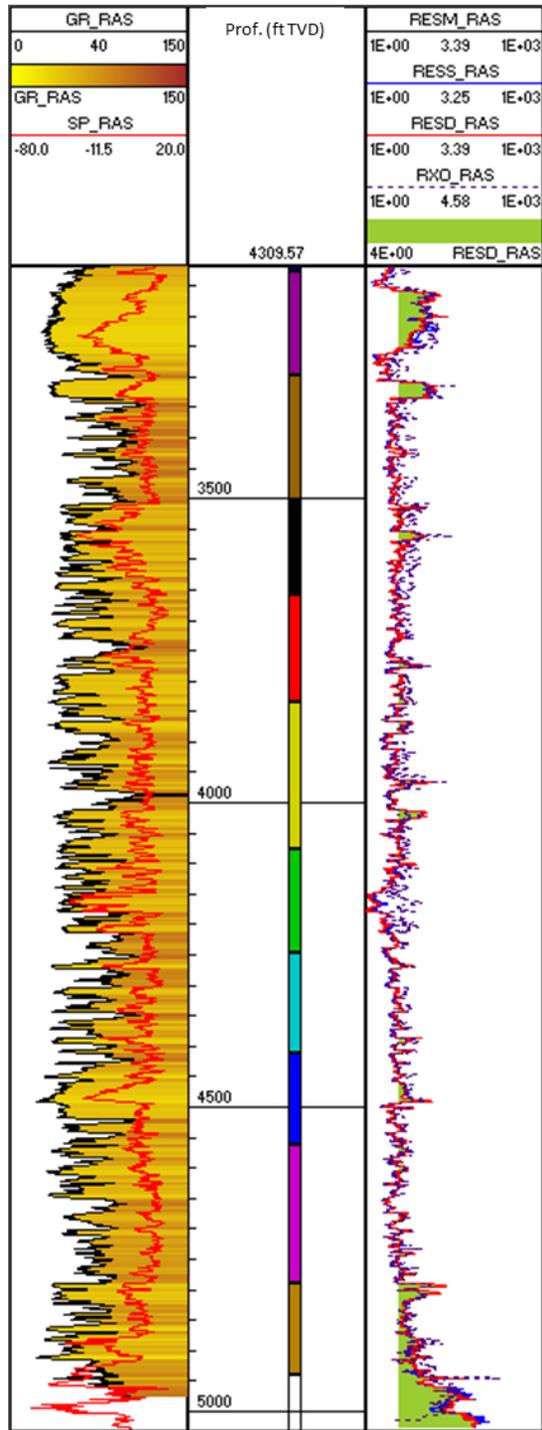


Figura 21. Registro tipo para pozos del campo en estudio.

Las siguientes figuras ilustran la continuidad de los horizontes en un corte norte sur para la estructura del campo, la gráfica superior corresponde a una correlación estructural y la gráfica inferior a una correlación estratigráfica peniplanizada al tope de la formación 2.

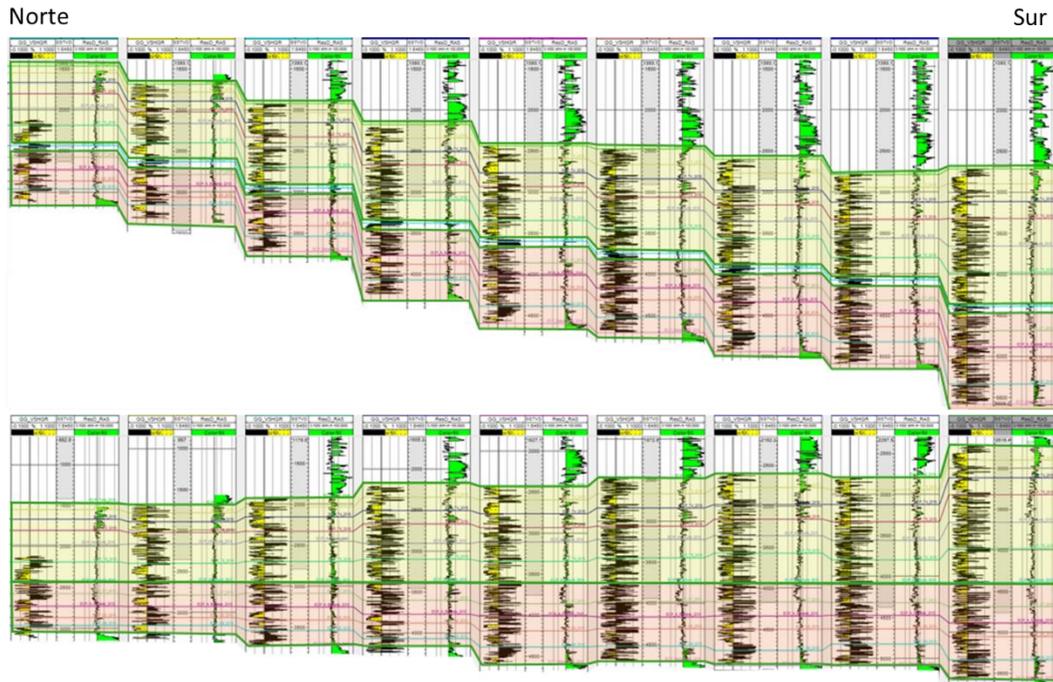


Figura 22. Correlación estructural y estratigráfica peniplanizada al tope de la formación 2.

La siguiente figura representa la distribución areal del espesor neto (útil) correspondiente a la sumatoria de todos los 10 horizontes. Se evidencia un mayor espesor hacia el oeste del campo y con mayor extensión en bloque E (ver **Figura 20**).

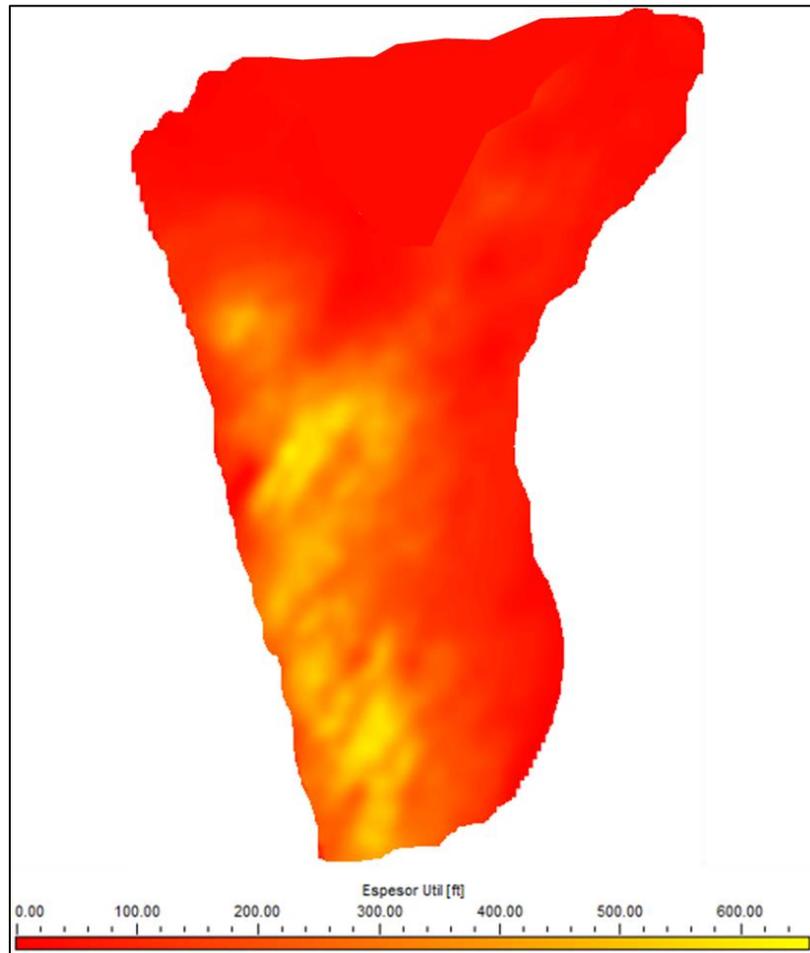


Figura 23. Mapa de espesor neto (útil) a nivel de yacimiento.

4.2.3 Evaluación petrofísica. La variación de las propiedades petrofísicas muestra un mejor comportamiento para las unidades superiores, encontrando valores de porosidad promedio de 20% y 17% para las formaciones 1 y 2 respectivamente. En cuanto a la permeabilidad se tienen valores de 200 mD y 100 mD en promedio para las formaciones 1 y 2 respectivamente.

El índice de heterogeneidad calculado a partir de Dysktra Parson muestra valores entre 0.6 y 0.7 debido a la alta intercalación de arenas y arcillas. Esta condición se traduce en un perfil de inyección poco homogéneo en la vertical con posibles canalizaciones. Para mitigar esta adversidad se ha planteado una inyección selectiva que permita regular los caudales de agua que finalmente

van a ingresar a cada zona. La evaluación técnica petrofísica y operacional (posibilidad de ubicar empaques) permitirá definir cuantas zonas o etapas se tendrá por pozo inyector. Un análisis preliminar basado en Grafico de Lorenz Modificado indica que se requieren entre 4 y 5 zonas. La siguiente figura ilustra un ejemplo de la evaluación petrofísica para un pozo del campo con el comportamiento de la capacidad de flujo y almacenamiento para cada uno de los 10 horizontes definidos. Se deben evitar altos contrastes de permeabilidad para una zona o un mismo caudal de inyección.

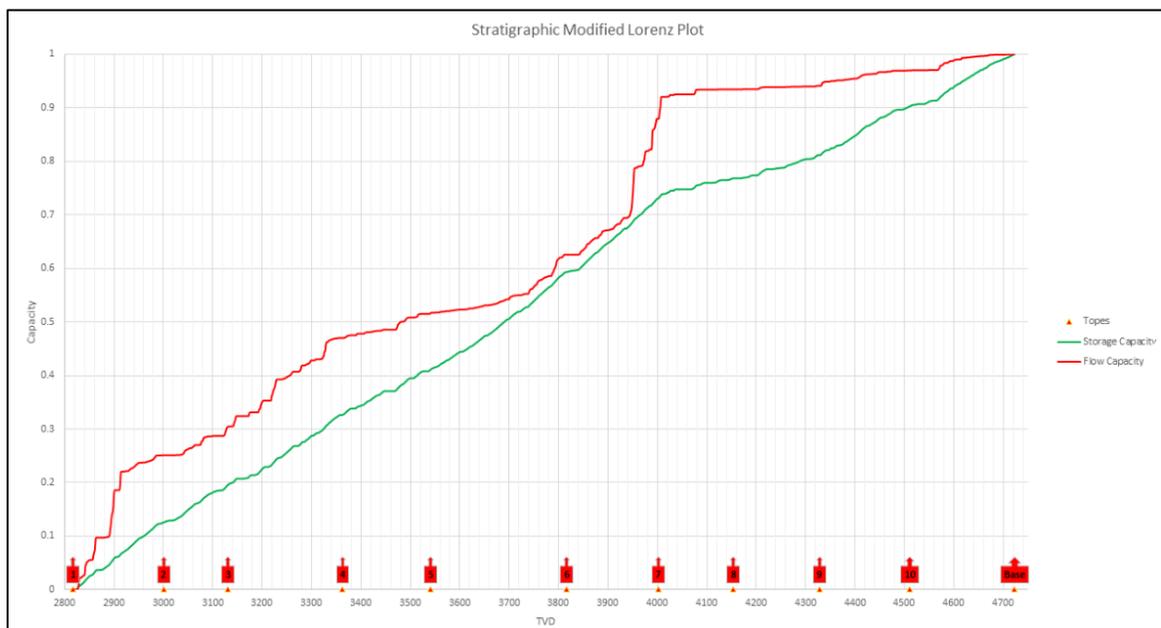


Figura 24. Análisis de Lorenz Modificado para un pozo del campo en estudio.

4.2.4 Análisis de integridad de pozos. Tomando en consideración que el campo en estudio ha producido por un largo tiempo y muchos de los pozos perforados ya han sido abandonados es muy importante realizar un estricto análisis de integridad que garantice apropiadas condiciones de cemento y Casing con el fin de evitar cualquier afectación ambiental.

Para ayudar a definir el área con menor cantidad de pozos que presenten riesgo de integridad, se realizó una evaluación preliminar que diagnostica la probabilidad de que un pozo

pueda ser convertido a inyector de agua. Dicha metodología se basa principalmente en la calidad del cemento, afectaciones que haya sufrido el Casing (colapso, rotura, maltrato por operaciones de pesca) y edad del pozo. La siguiente figura muestra los resultados obtenidos para cada uno de los pozos, indicando se la probabilidad es alta, media o baja (en gran parte por ausencia de información).

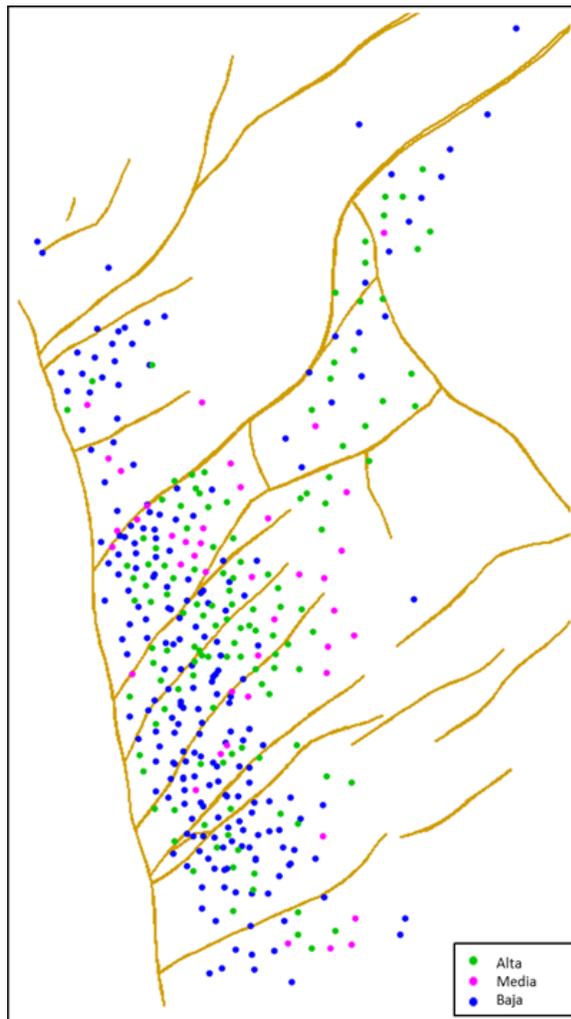


Figura 25. Diagnóstico de integridad para potenciales conversiones de pozos.

De la figura anterior se puede inferir que existe incertidumbre en la integridad de pozos en gran parte del campo, no obstante, se vislumbran pequeñas áreas con pozos de bajo riesgo

mecánico para realizar inyección de agua. Cabe resaltar que todos los pozos elegidos para el piloto deberán ser sometidos a un riguroso análisis de integridad por un equipo de especialistas en la materia.

4.2.5 Análisis de producción. Un análisis de producción por bloque y formación permite entender el comportamiento que ha tenido el yacimiento en desarrollo primario y de esta forma prever el rendimiento en una posterior etapa de inyección de agua. Es muy importante identificar las mejores zonas por acumulados de petróleo, bajas producciones de agua y gas, este último será un indicativo de zonas que pudiesen estar con presiones inferiores a la presión de burbuja. Mediante mapas de burbuja se puede comprender rápidamente como ha sido el aporte histórico de cada uno de los fluidos producidos a nivel de área, de esta forma se entiende además donde pudiese estar el mayor agotamiento del yacimiento o la influencia del acuífero en caso de existir.

Para el campo en estudio se han generado estos mapas de burbuja para el petróleo, agua y gas producidos y se pueden apreciar en las siguientes figuras. Las convenciones respecto al tamaño de las burbujas hacen referencia a los valores más altos según corresponda.

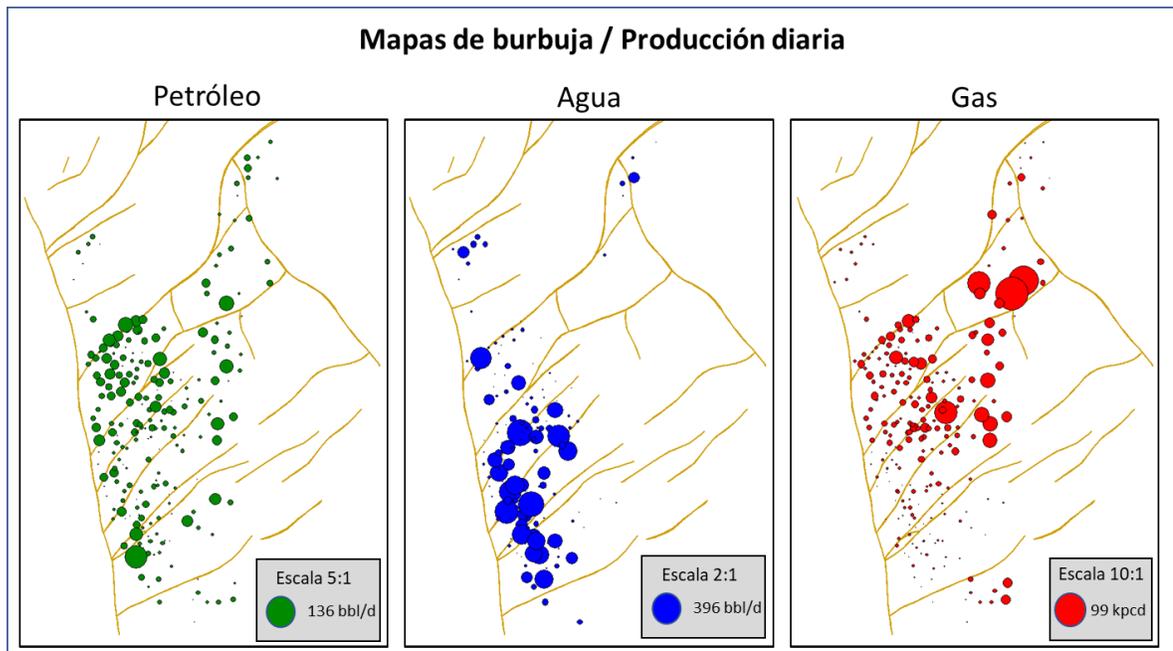


Figura 26. Mapas de burbuja para producción diaria de petróleo, agua y gas.

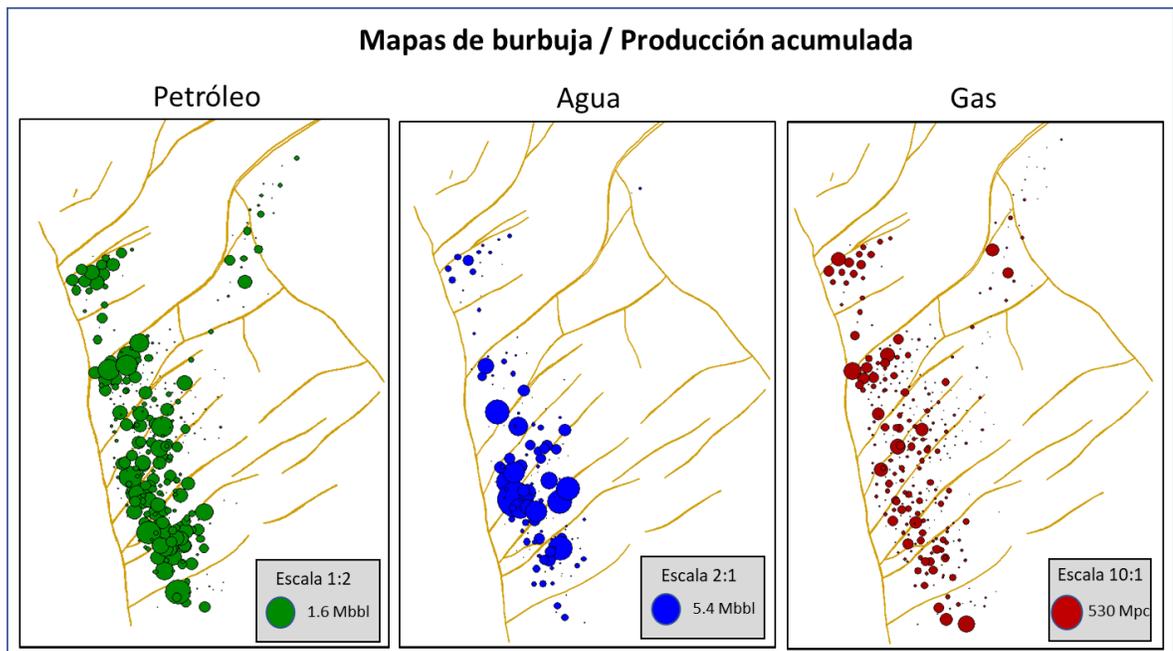


Figura 27. Mapas de burbuja para producción acumulada de petróleo, agua y gas.

Los mapas de burbuja para producción actual evidencian que algunos bloques presentan bajos caudales de petróleo y agua principalmente en los bloques norte y sur del campo, así mismo

los bloques del este (G y H) producen prácticamente sin aporte de agua. En cuanto a producción de gas las mayores producciones se encuentran en el bloque G y valores muy bajos al norte y sur del campo.

Respecto de la producción acumulada se evidencia una distribución bastante homogénea de petróleo en la mayor parte del campo exceptuando los bloques del este (G y H) lo cual no es extraño dado que es esta área no se tiene desarrollo de la formación 1. Además, se observa que los mayores aportes de agua se encuentran principalmente al norte del campo entre los bloques C y D. La producción acumulada de gas no demuestra una tendencia marcada para algún bloque en particular.

En términos generales se tiene un yacimiento con buen desarrollo en la mayoría de los bloques, el aporte de agua de la formación 2 es casi nulo de acuerdo con los resultados de los bloques G y H. El bloque F actualmente presenta bajo aporte de fluidos, lo cual pudiese estar relacionado a un mayor agotamiento de la presión o a condiciones menos favorables de viscosidad del fluido por ser el bloque más somero del campo.

Finalmente, con el objetivo de correlacionar la producción de fluidos con el agotamiento de presión del yacimiento se han generado las siguientes graficas que presentan el histórico de presión para el campo discretizando por bloque y por formación.

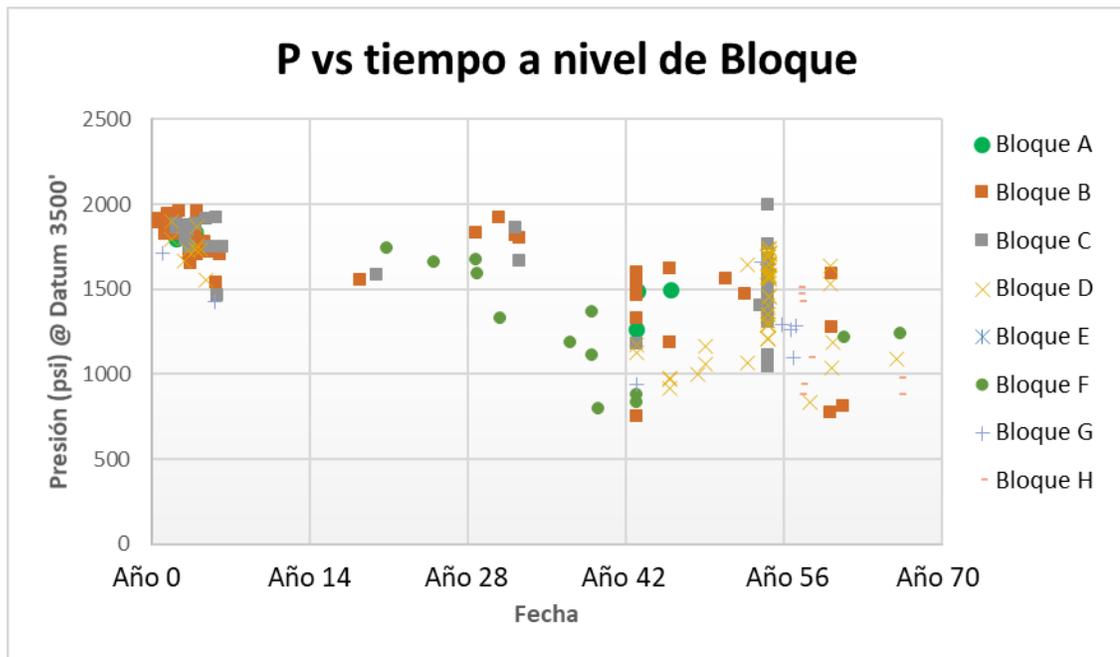


Figura 28. Histórico de presión del campo a nivel de bloque.

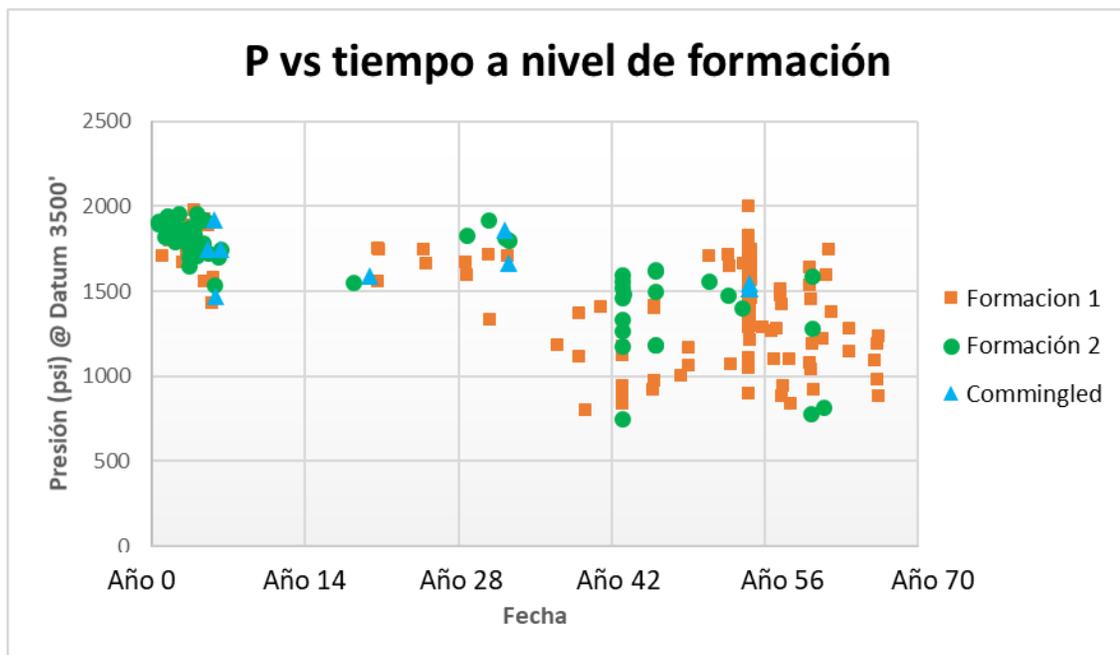


Figura 29. Histórico de presión del campo a nivel de formación.

Analizando la historia de presión del campo se aprecian valores iniciales alrededor de 1800 psi (@ -3500' TVDss), lucen bastante homogéneos, lo cual indica una posible la comunicación a

nivel de bloques y formaciones. No obstante, con el paso del tiempo se genera una dispersión en los valores de presión medidos, posiblemente asociado a las características del yacimiento, el cual presenta una heterogeneidad vertical importante para los distintos horizontes interpretados. Un análisis fundamental para mejorar el entendimiento de la presión en la vertical es graficar la producción acumulada a nivel de capa (horizonte).

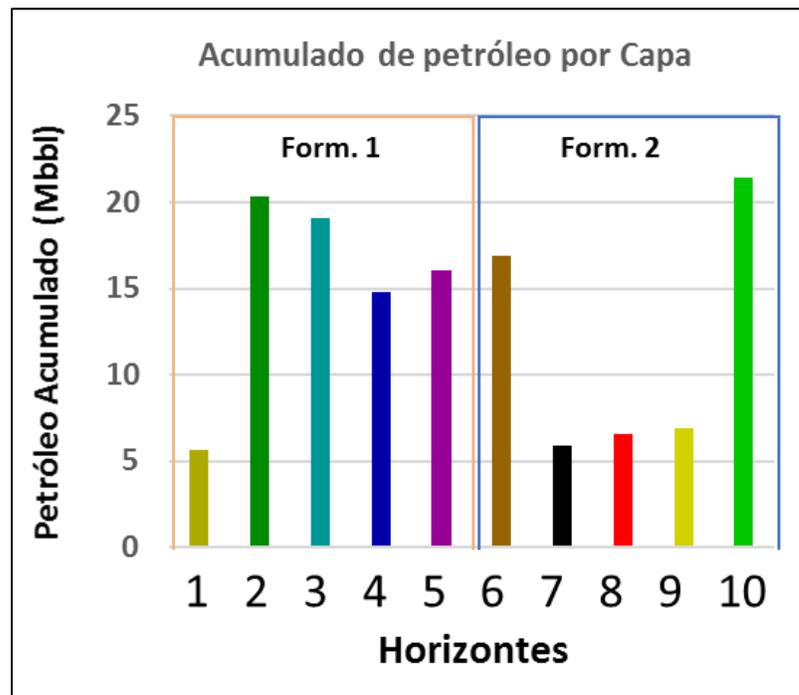


Figura 30. Distribución de producción acumulada a nivel de capa (horizonte).

La anterior figura demuestra un mayor aporte en la producción acumulada de petróleo para las capas de la formación 1. Cabe recordar que anteriormente se mencionó el desmejoramiento de las propiedades petrofísicas para la formación 2, sin embargo, la capa 10 es una de las más continuas del campo y esto justifica su importante aporte en la producción acumulada.

4.3 Análisis Integrado para Selección de Área

Una vez analizada toda la información de interés para la identificación del área donde se propone desarrollar el piloto de inyección de agua se tienen los siguientes resultados.

El bloque E resulta ser el más apropiado por motivos como, es un área con baja complejidad estructural, refleja un adecuado confinamiento, se desarrollan la mayoría de las arenas (9 capas) lo cual es conveniente para evaluar influencia de la inyección en cada una de ellas, presenta un espesor neto considerable respecto a los demás bloques, un análisis preliminar de integridad demuestra que existen pozos aptos para convertir a inyector en caso tal que se requiera, no obstante, en este bloque se han abandonado 22 pozos, algunos desde hace ya varios años, razón por la cual en una etapa posterior se debe analizar con más detalle la integridad y calidad estos abandonos a fin de evitar contingencias ambientales. Otro aspecto importante del bloque E se relaciona con su comportamiento de producción, pues presenta importantes cifras de acumulado de petróleo, su producción actual representa el 24% de la producción diaria del campo, además de bajos aportes de agua y no muy altos valores en producción de gas.

Un aspecto que muchos autores consideran importante es la representatividad del bloque frente a otras áreas del campo, es decir, idealmente se debe seleccionar un área que presente propiedades promedio del yacimiento a fin lograr extrapolaciones más acotadas si se llegase a dar una eventual expansión de la tecnología al resto del campo. El bloque E no se aleja de esta condición, pues las propiedades petrofísicas y de fluido correlacionan muy bien con el promedio del campo.

La siguiente imagen resalta el área elegida para desarrollar el piloto de inyección y el estado actual de los pozos para el bloque E.

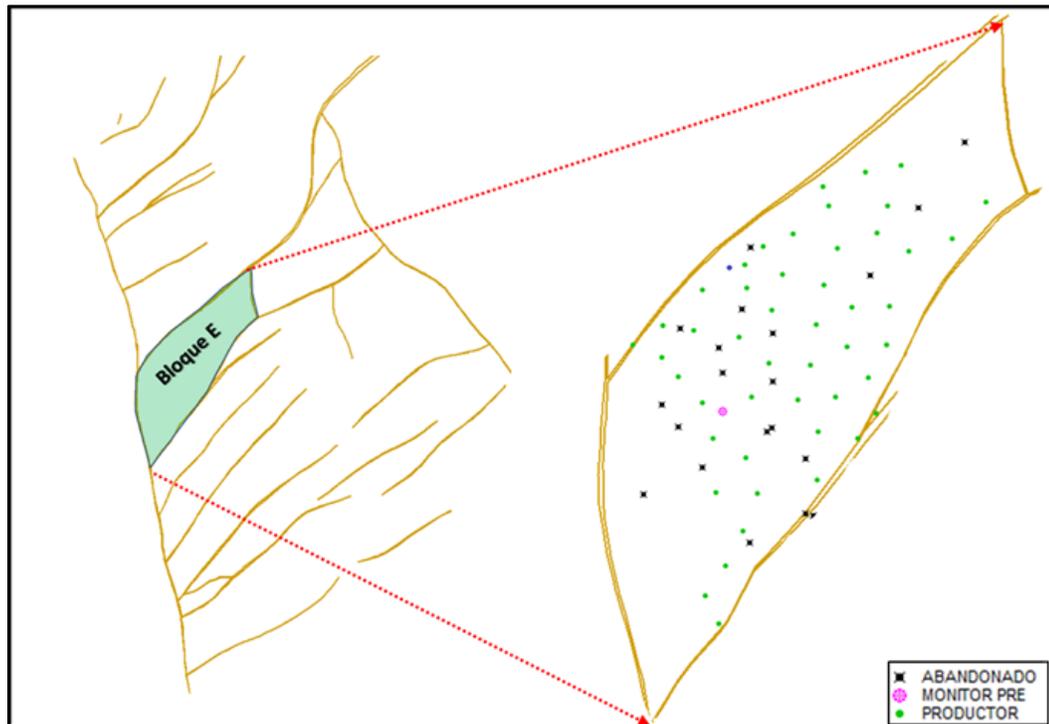


Figura 31. Área propuesta para desarrollar piloto de inyección de agua.

Como se observa en la figura anterior, el bloque E está ubicado alrededor del centro del campo, garantiza una extensión importante de arenas lo cual favorece la continuidad de estas, comprende un área de 530 Acres, cuenta con un total de 72 pozos perforados, 22 de ellos abandonados, 1 pozo monitor de presión, 44 productores activos y 5 pozos inactivos. El sistema de levantamiento actual es bombeo mecánico y el completamiento de pozos es en su gran mayoría con Casing cementado y cañoneado.

5. Definición de Escenarios y Simulación Analítica

Este capítulo pretende definir los escenarios de inyección que serán evaluados mediante simulación analítica con el propósito de entender el comportamiento en producción incremental por efecto de variación en configuración de patrones, arenas a inyectar y caudales de inyección. Así mismo se presentan las consideraciones contempladas para la inicialización y evaluación del modelo, además de una breve descripción de la teoría relacionada con los métodos de cálculo analítico contenidos en la herramienta Sahara.

5.1 Definición del Arreglo

Inicialmente se busca definir los arreglos de inyección de acuerdo con la configuración actual de pozos y así favorecer la economía del proyecto al ahorrar perforaciones innecesarias, además de usar conversiones de pozos productores a inyectores en la medida que las condiciones de integridad lo permitan.

El bloque E exhibe un desarrollo bastante homogéneo en términos de espaciamiento entre pozos, el cual promedia los 200 metros. Evaluando esta condición además de la distribución actual de los pozos, se considera que la configuración de arreglos que más ajusta es de 5 y 7 puntos, ya sea invertido o normal. Los diseños por evaluar serán de tipo invertido por razones asociadas al tipo de crudo, a costos de instalación y operación de pozos inyectores principalmente. En crudos pesados es frecuente encontrar patrones de tipo invertido por las desfavorables relaciones de movilidad, evitando así canalizaciones tempranas por la inyección de múltiples pozos.

5.1.1 Arreglo 5 puntos invertido. Un patrón de 5 puntos invertido comprende 4 pozos productores y un inyector central. Esta es una de las configuraciones más comunes en proyectos de inyección de agua y presenta la facilidad de reconfiguración a otros arreglos. La siguiente

imagen muestra a la izquierda el estado actual de los pozos para el bloque E con su ubicación en profundidad al tope de la formación 2, a la derecha se muestra la configuración elegida del piloto, compuesto por 4 patrones de 5 puntos invertidos, los pozos inyector corresponden a conversiones de productor a inyector. El área total del arreglo oscila alrededor de 47 Acres, lo cual se traduce en aproximadamente 12 Acres por patrón.

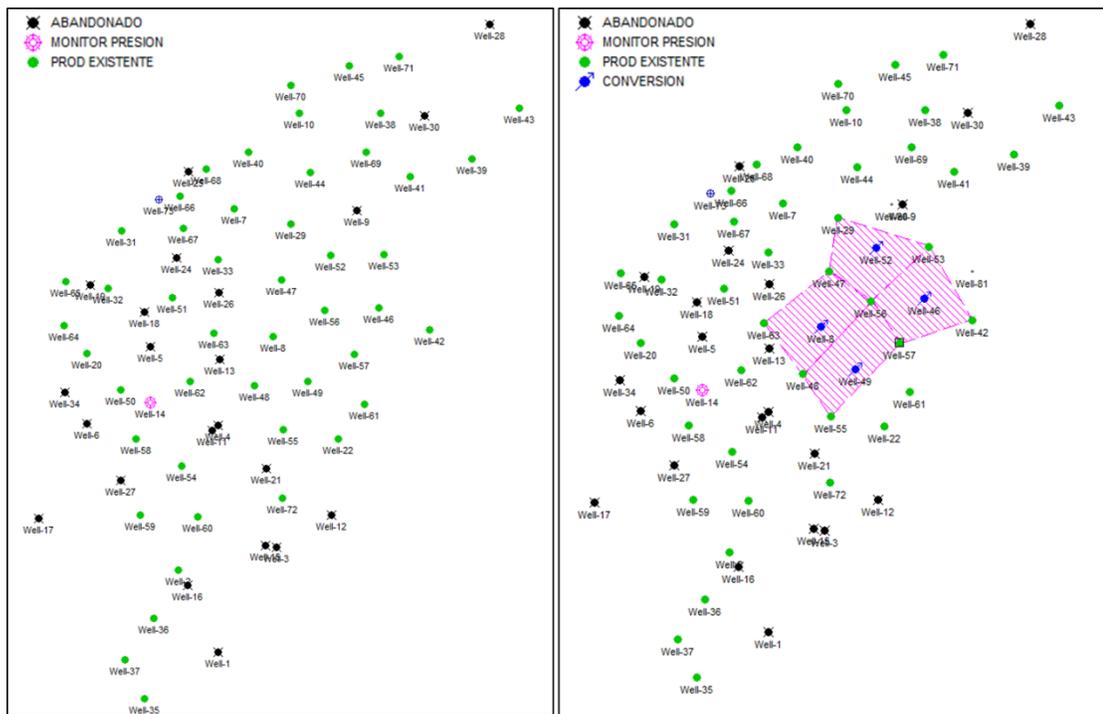


Figura 32. Ubicación y configuración del arreglo de 5 puntos invertidos en el Bloque E.

5.1.2 Arreglo 7 puntos invertido. Un patrón de 7 puntos invertido está compuesto por 6 pozos productores que rodean a un inyector central. El bloque E presenta una configuración propicia para este tipo de arreglo y solamente se requiere de la perforación de un pozo productor para completar el arreglo que luce bastante uniforme. Tal como se indica en la siguiente figura el piloto considera 3 patrones de 7 puntos invertidos, con 14 pozos productores y 3 conversiones de productor a inyector. El área total del arreglo es de 60 Acres aproximadamente con un área cercana a los 20 Acres por patrón.

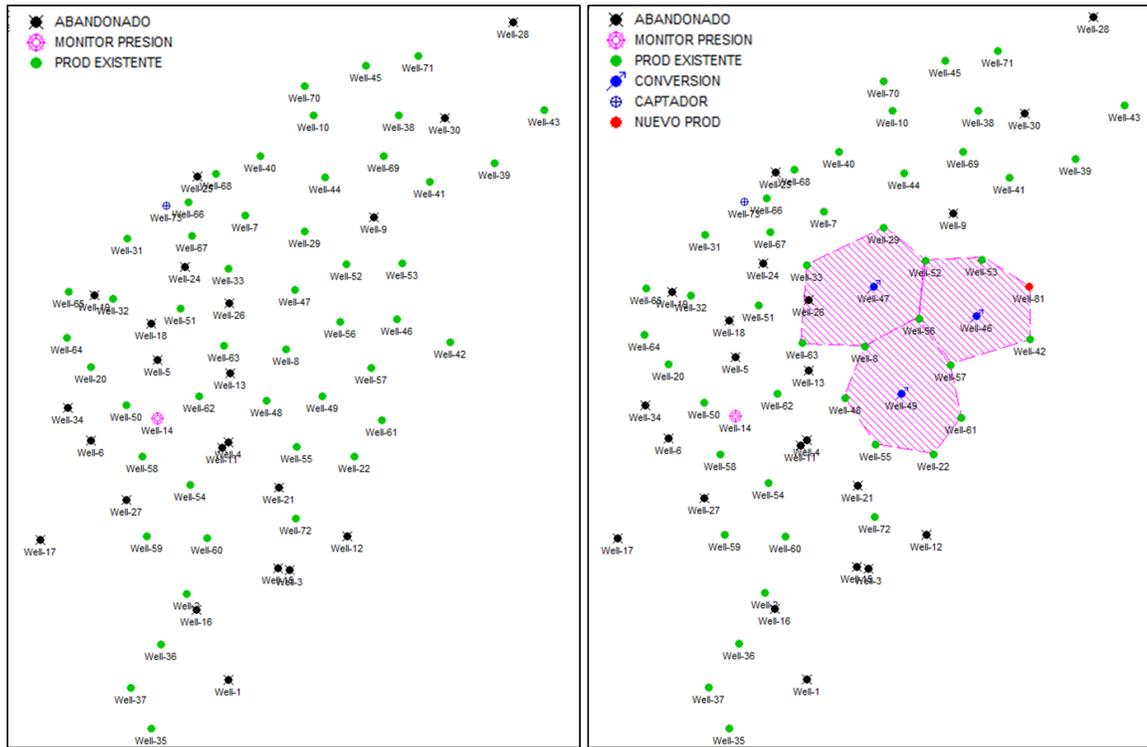


Figura 33. Ubicación y configuración del arreglo de 7 puntos invertidos en el Bloque E.

5.2 Capas Candidatas a Inyección de Agua

Si bien el campo cuenta con 10 horizontes definidos por el área de geología, no necesariamente todos son candidatos a inyección de agua, ya sea por condiciones petrofísicas o de fluido. Por esta razón se hace necesario definir cuáles son las arenas potenciales para realizar inyección de agua. La siguiente tabla presenta características de roca y fluido a nivel de capa que ayudan a identificar cuáles son las capas más prospectivas para inundar con agua. Para la capa 1 no se disponen de datos suficientes por ende no se contempla para inyección de agua.

Tabla 9.*Valores de propiedades en área piloto / Bloque E.*

Formación	Capas	Viscosidad Cp	Relación de movilidad	Porosidad %	Perm. md	Saturación de gas %	Espesor Neto
1	1	ND	ND	19	198	ND	45
	2	650	422	20	205	4	56
	3	500	325	19	169	2	57
	4	180	117	17	107	3	92
	5	180	117	17	195	5	48
	6	130	84	19	220	7	91
	7	90	58	16	104	4	106
2	8	90	58	14	47	5	36
	9	80	52	14	33	4	17
	10	60	39	16	73	7	44

Tanto los valores de viscosidad como porosidad y permeabilidad son crecientes de la base al tope del yacimiento, esto se traduce en una condición favorable en términos de movilidad para las capas inferiores pero desfavorable en términos de petrofísica. Los datos de saturación de gas corresponden a estimados actuales a partir de ecuaciones API (American Petroleum Institute, 1984) que involucran variables como saturación actual de fluidos y factor de recobro. Como se indica en la tabla anterior estos valores se encuentran en el rango de 2-7%, estas saturaciones de gas no se consideran de alto impacto para inyectar agua, no obstante, en el numeral 5.5.4 se presentan los respectivos cálculos para los tiempos de llenado.

Dadas las diferencias de propiedades que se aprecian entre ambas formaciones se ha definido analizar el efecto de la inyección por separado, es decir, un escenario comprende inyección únicamente en la formación 2 que en teoría presenta mejor potencial por temas de movilidad principalmente y otro escenario evalúa la inyección en todo el yacimiento (formación 1

y formación 2). Cabe resaltar que las capas que no sean sometidas a inyección continuarán en producción primaria en aquellos pozos productores donde se encuentren abiertas (cañoneadas).

5.3 Cantidad de Agua a Inyectar

Con base en las características del yacimiento y la experiencia de otros proyectos de inyección de agua a nivel mundial se han definido las siguientes sensibilidades al volumen de inyección de agua:

- Inyectar 1 volumen poroso en 8 años
- Inyectar 1 volumen poroso en 10 años
- Inyectar 1 volumen poroso en 15 años

La sensibilidad anterior busca cubrir la incertidumbre asociada a los caudales de inyección que se puedan alcanzar. Estos dependerán entre otros de la capacidad de admisión de cada uno de los pozos sin llegar a fracturar la formación.

De acuerdo con las sensibilidades planteadas se tienen 4 modelos analíticos para evaluar, la siguiente tabla presenta estos modelos:

Tabla 10.

Modelos definidos para evaluación analítica

Modelo #	Tipo de arreglo	Formaciones para inyectar	Escenarios de inyección
1	5 puntos invertido	2	1 VP en 8, 10 y 15 años
2	5 puntos invertido	1 y 2	1 VP en 8, 10 y 15 años
3	7 puntos invertido	2	1 VP en 8, 10 y 15 años
4	7 puntos invertido	1 y 2	1 VP en 8, 10 y 15 años

5.4 Datos de Inicialización

El software para modelamiento analítico Sahara necesita asignar a cada elemento de flujo los valores de saturación de fluidos para determinar cuánto es el petróleo móvil que se va a afectar con la inyección. Para ello se toman valores promedio de saturación de agua y gas al inicio de la secundaria además de la saturación de petróleo residual (Sor).

Adicionalmente y de acuerdo con el método de cálculo que se elija para correr el simulador analítico, se requieren datos relacionados con viscosidad del petróleo (o relación de movilidad en su defecto) y los endpoints de las distintas curvas de permeabilidad relativa.

La siguiente tabla presenta los valores de las propiedades anteriormente mencionadas.

Tabla 11.

Propiedades petrofísicas y de fluido para inicialización del simulador analítico.

Form.	Capa	Sor [%]	Swi sec. [%]	Sgi sec. [%]	Boi sec. [rbbl/stb]	Krot [%]	Krwt [%]	Muo [cp]	Muw [cp]	M
1	1	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	NA	ND
	2	23.5	0.46	0.04	1.065	0.90	0.31	650	0.53	422
	3	23.5	0.48	0.02	1.065	0.90	0.31	500	0.53	325
	4	23.5	0.50	0.03	1.065	0.90	0.31	180	0.53	117
	5	23.5	0.53	0.05	1.065	0.90	0.31	180	0.53	117
	6	23.5	0.45	0.07	1.065	0.90	0.31	130	0.53	84
	7	23.5	0.51	0.04	1.065	0.90	0.31	90	0.53	58
2	8	23.5	0.51	0.05	1.065	0.90	0.31	90	0.53	58
	9	23.5	0.51	0.04	1.065	0.90	0.31	80	0.53	52
	10	23.5	0.44	0.07	1.065	0.90	0.31	60	0.53	39

5.5 Consideraciones Adicionales para Construcción de Modelo Analítico

5.5.1 Factor de malla. La herramienta Sahara utiliza elementos de flujo para representar el volumen que estará en conexión dinámica con el agua inyectada, generalmente el agua no logra barrer el 100% del área piloto, ya sea por heterogeneidad del yacimiento o por direccionamiento del agua inyectada a otros pozos de segunda y tercera línea. Sahara permite asignar de forma

automática el factor de malla y así generar los elementos de flujo, normalmente se manejan valores entre 0.7 y 0.8 lo cual indica que el agua afectará al 70 u 80% del área piloto. En otras palabras, el factor de malla puede entenderse como asignación indirecta de la eficiencia de barrido areal.

La siguiente imagen representa los elementos de flujo generados para una de las capas del área piloto, a la izquierda el arreglo de 5 puntos invertido, a la derecha el patrón de 7 puntos invertido. En ambos casos el factor de malla usado fue de 0.8 (80% del área del patrón).

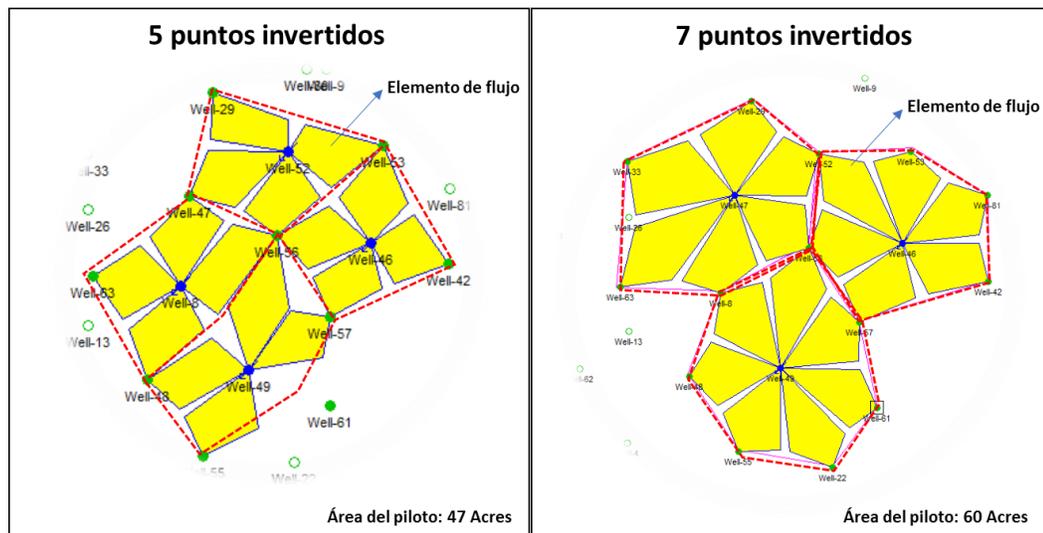


Figura 34. Elementos de flujo y factor de malla por tipo de arreglo

5.5.2 Distribución de inyección por elemento de flujo. La herramienta Sahara permite distribuir de forma porcentual la cantidad de agua que entrará en cada elemento de flujo desde un pozo inyector. Es posible asignar el valor del coeficiente de acuerdo con el volumen poral y el ángulo del cada elemento de flujo. Adicionalmente la suma de los coeficientes puede representar el total del agua inyectada o no, es decir, existe la posibilidad de considerar perdidas de inyección o agua sin efecto en los pozos productores, cuyo fenómeno es muy normal en procesos de inyección.

La siguiente figura muestra la distribución del agua inyectada por cada elemento de flujo, a la izquierda se presenta el porcentaje acumulado del agua inyectada por cada pozo para una capa en particular, para el arreglo de 7 puntos invertido se consideró una eficiencia de la inyección del 95%, es decir que se tiene 5% de pérdidas. Para el arreglo de 5 puntos invertido se consideró unas pérdidas del 10%. En la figura de la derecha se muestra en modo vector (azul celeste) la magnitud del agua inyectada en cada elemento de flujo.

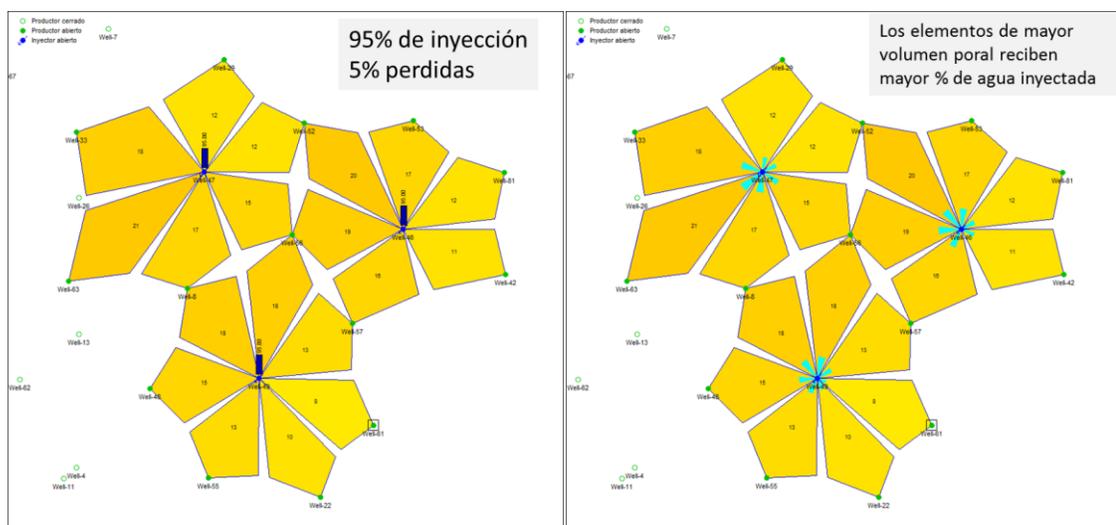


Figura 35. Coeficientes de distribución de inyección en arreglo de 7 puntos invertidos

5.5.3 Tasas de inyección. Se definieron 3 escenarios para sensibilizar la tasa de inyección de la siguiente forma, inyección de 1 volumen poroso en 8 años (escenario alto), en 10 años (escenario medio) y en 15 años (escenario bajo). Estos rangos se pueden considerar como promedios de acuerdo con procesos de inyección a nivel mundial, dependerá por supuesto de la capacidad de admisión de cada arena y del límite de presión de fractura, pues no se pretende superarlo.

Las siguientes graficas presentan los distintos escenarios de inyección planteados para cada uno de los 4 modelos a analizar (Patrón 5 puntos invertidos para formación 2, patrón 5 puntos invertidos para formaciones 1 y 2, patrón 7 puntos invertidos para formación 2 y patrón 7 puntos invertidos para formaciones 1 y 2.)

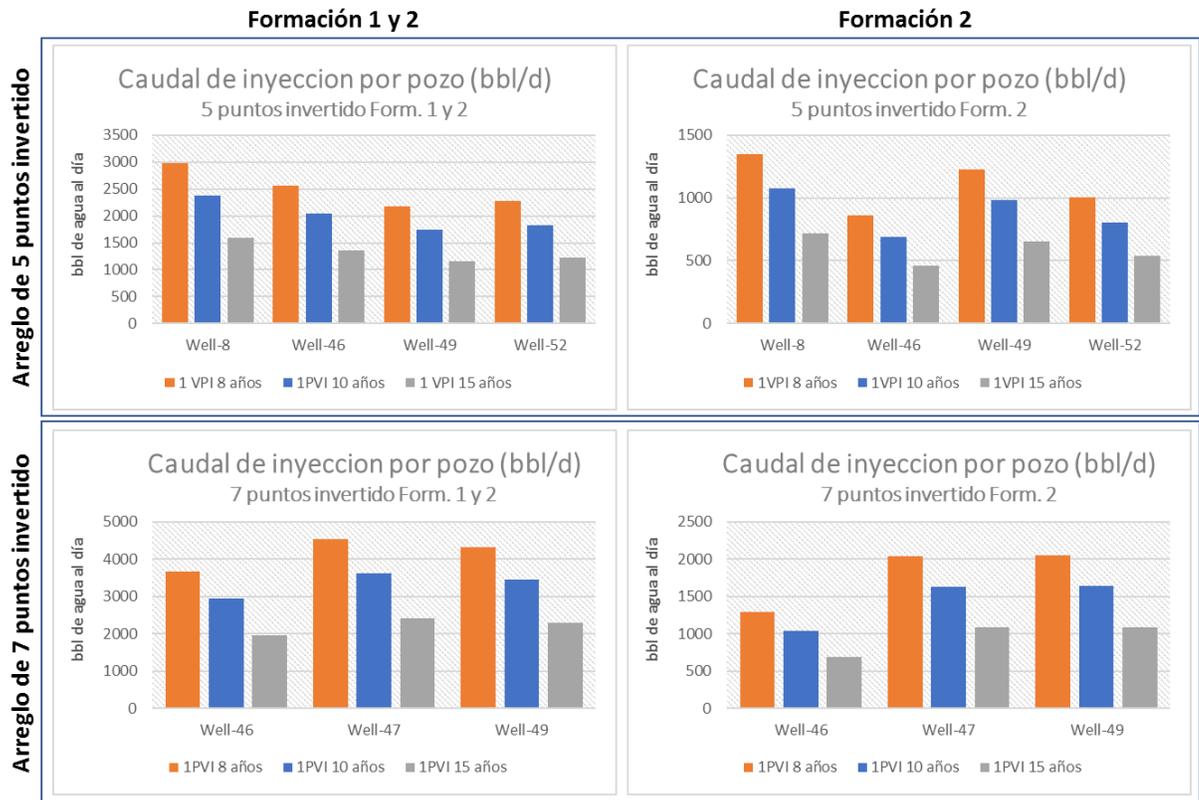


Figura 36. Caudal de inyección por pozo según escenario y tipo de arreglo

Los caudales de inyección por pozo se asignan de acuerdo con el volumen poroso que representa el elemento de flujo entre pozo inyector y pozo productor.

Evaluando por ejemplo el arreglo de 5 puntos invertidos, se evidencia una variación en el caudal de inyección aproximadamente del doble comparando inyección únicamente para una formación (derecha) versus inyección en las dos formaciones (izquierda).

La inyección total por escenario y modelo se muestra a continuación.

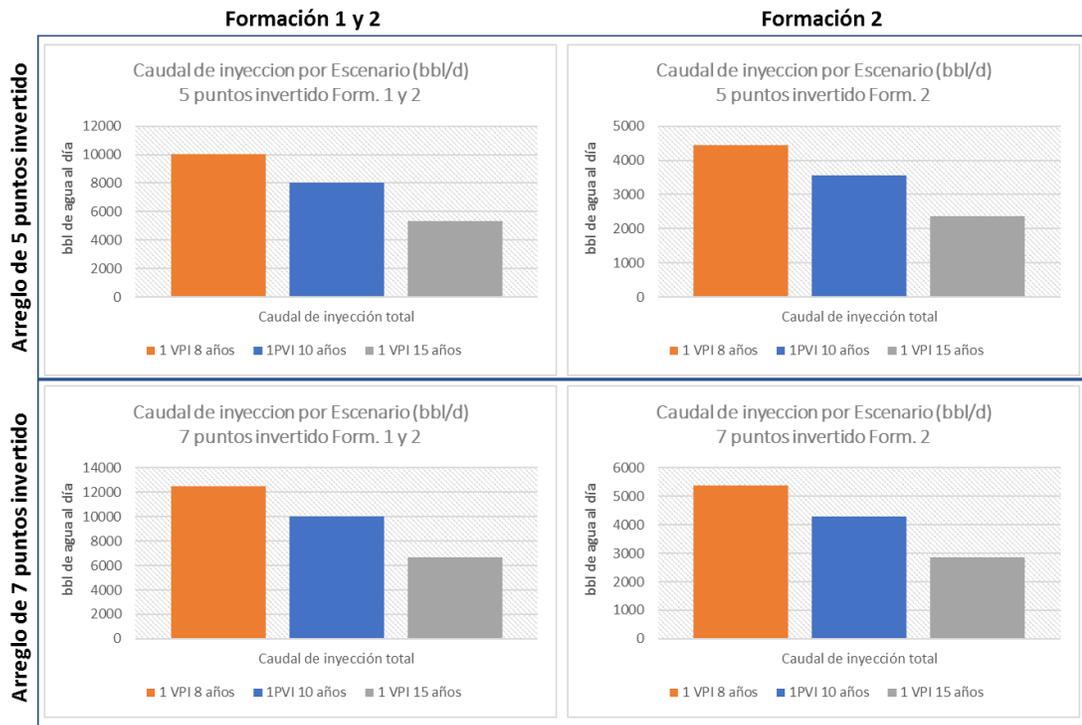


Figura 37. Caudal de inyección total según escenario y tipo de arreglo

Adicionalmente en las siguientes tablas se presentan los valores de inyección por formación y por capa para el escenario medio.

		Formación 1 y 2			Formación 2		
Arreglo de 5 puntos invertido	Formación	Capa	Caudal de inyección bbl/d	Formación	Capa	Caudal de inyección bbl/d	
	1	1			1	1	
		2	1008			2	
		3	1036			3	
		4	783			4	
		5	1728			5	
	2	6	1699		2	6	1766
		7	395			7	397
		8	304			8	312
		9	495			9	513
		10	556			10	566
Total --->			8004	Total --->			3554
Arreglo de 7 puntos invertido	Formación	Capa	Caudal de inyección bbl/d	Formación	Capa	Caudal de inyección bbl/d	
	1	1			1	1	
		2	1315			2	
		3	1308			3	
		4	920			4	
		5	2154			5	
	2	6	2041		2	6	2041
		7	525			7	525
		8	404			8	404
		9	631			9	631
		10	701			10	701
Total --->			9998	Total --->			4301

Figura 38. Caudal de inyección por capa y tipo de arreglo para escenario medio

Las tablas anteriores resaltan la mayor inyectividad que presenta la formación 1 respecto de la formación 2, esta condición está ligada al desmejoramiento de las propiedades petrofísicas hacia la base del yacimiento como se discutió previamente. No obstante, visto a nivel de capa, las mejores inyectividades se aprecian en las subunidades 5 y 6, las cuales se ubican estratigráficamente en la parte media del yacimiento. Es importante resaltar que la formación 1 a pesar de exhibir valores menos favorables para inyección de agua en términos de relación de movilidad, esta presenta mejores condiciones de inyección en términos de caudales por capa.

Los valores de inyección calculados no contemplan valores de presión de yacimiento por formación o capa.

5.5.4 Tiempo de llenado. La estimación del tiempo de llenado está sujeta a valores como: volumen poroso del espacio que será inundado con el agua, saturación de gas actual y tasa de inyección de agua. El cálculo consiste en multiplicar el volumen poroso de los elementos de flujo por la saturación de gas de cada capa, así se obtiene el volumen de gas que luego se divide entre el caudal de inyección total por capa.

La siguiente tabla presenta la estimación de tiempo de llenado para el modelo de 5 puntos invertido con inyección en las formaciones 1 y 2.

Tabla 12.

Estimación de tiempo de llenado por capa según escenario de inyección en arreglo de 5 puntos.

Form.	Capa	VP [Kbbl]	Sgi sec. (Fr)	Vol. Gas (bbl)	Caudal Iny. Esc. Bajo (bbl/d)	Caudal Iny. Esc. Medio (bbl/d)	Caudal Iny. Esc. Alto (bbl/d)	Tiempo de llenado Esc. B (meses)	Tiempo de llenado Esc. M (meses)	Tiempo de llenado Esc. A (meses)
	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2	3681.3	0.04	147252	671	1008	1260	7	5	4
	3	3784.1	0.02	75682	690	1036	1295	4	2	2
	4	2859.1	0.03	85773	521	783	979	5	4	3
	5	6311.1	0.05	315555	1151	1728	2160	9	6	5
	6	6207	0.07	434490	1132	1699	2124	13	8	7
2	7	1443.6	0.04	57744	263	395	494	7	5	4
	8	1112.1	0.05	55605	203	304	381	9	6	5
	9	1806.5	0.04	72260	329	495	618	7	5	4
	10	2029.8	0.07	142086	370	556	695	13	8	7

Nota: Caudales de inyección a nivel de subunidad.

De igual forma se estimaron los tiempos de llenado para los demás modelos analizados (arreglo de 5 puntos invertidos con inyección en formación 2, arreglo de 7 puntos invertidos con inyección en formación 2, arreglo de 7 puntos invertidos con inyección en formación 1 y 2). En todos los casos los tiempos de llenado oscilan entre 7 y 13 meses de acuerdo con el escenario de inyección.

Los valores de tiempo de llenado son ingresados al simulador a modo de tiempo de respuesta, con el propósito de retrasar el efecto de la inyección sobre los pozos productores. La siguiente grafica muestra el efecto de utilizar un tiempo de respuesta, en este caso se utilizó 8 meses cuyo valor fue el estimado para el tiempo de llenado para el escenario medio en el modelo de 7 puntos invertidos con inyección en formaciones 1 y 2. La línea punteada es el perfil de inyección que finalmente utilizará el simulador analítico. Es importante recordar que no se alcanza el valor total de inyección (en este caso 9998 bbl/d) porque se está considerando una pérdida del 5% en el agua inyectada.

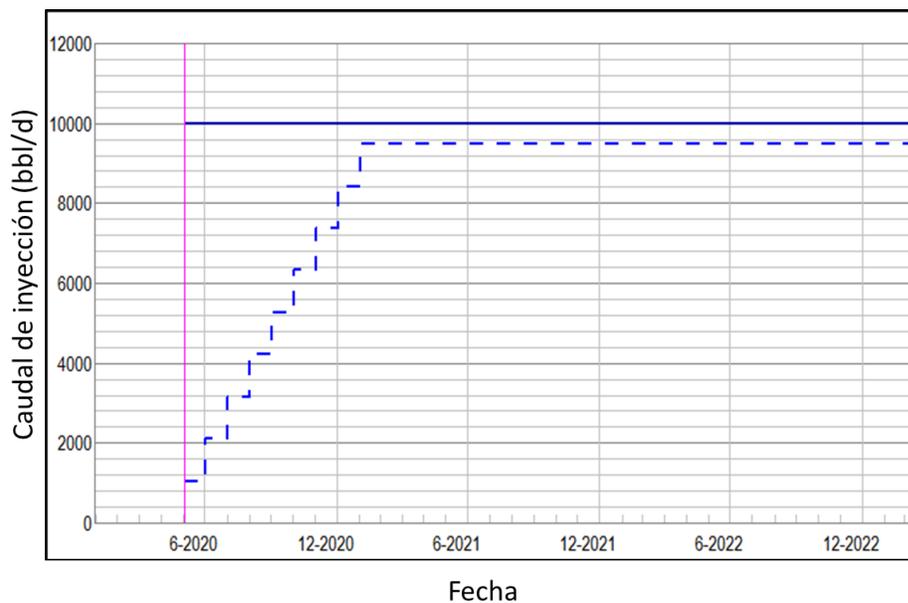


Figura 39. Perfil de inyección usado por el simulador, considera 5% perdida del agua inyectada e inyección escalonada.

5.6 Simulador Analítico y Métodos de Cálculo

El simulador analítico en Sahara intenta representar el desplazamiento de los fluidos en el yacimiento por el agua, una vez que el gas ya ha sido producido o rediseñado. Existen algunas hipótesis generales que asumen que las únicas fuerzas consideradas son las fuerzas viscosas y no hay variaciones de presión, por lo que cada capa /región tiene un valor único para los parámetros del yacimiento (saturaciones iniciales, parámetros PVT, relación de movilidad).

El simulador consiste en patrones multicapa, estos patrones de inyección contienen una serie de elementos de flujo que unen cada pozo inyector con los pozos productores vecinos en cada capa. El elemento de flujo representa el volumen del depósito donde tiene lugar el barrido desde un pozo inyector hacia el pozo productor. Cada elemento de flujo es una unidad de cálculo, por lo que cada propiedad tiene el mismo valor en cada punto. Además, cada elemento de flujo tiene un conjunto de propiedades; uno de ellos es el coeficiente de distribución de área de inyección que representa la fracción de agua inyectada en el elemento.

Los datos necesarios para hacer el cálculo son el modelo estático del yacimiento, el historial de inyección por capa (sin tener en cuenta la información de producción del pozo), la geometría del patrón, los coeficientes de distribución de área y alguna otra información, como curvas de permeabilidad relativa, de acuerdo con el cálculo método elegido

Para cualquiera de los métodos analíticos, de acuerdo con los parámetros requeridos, el software crea una curva de aceite acumulado (N_{pd}) expresado en volúmenes porales versus el agua de inyección acumulada (W_{id}) también expresada en volúmenes porales.

Una vez que se realizan los cálculos para cada capa, agregando cada caudal de petróleo y agua para cada pozo, la curva del pozo de producción está disponible para compararla con la producción histórica. La coincidencia histórica de la producción de líquido y petróleo se puede

lograr modificando los coeficientes de distribución de área de inyección y los parámetros utilizados en el método elegido.

La anterior información hace parte del material para el usuario suministrado por la compañía INTERFACES S.A, responsable del desarrollo y comercialización del software SAHARA.

Los métodos analíticos en general combinan el componente matemático del proceso con un sistema de correlaciones empíricas. Buscan simplificar complejas ecuaciones a sistemas de rápida solución mediante un conjunto de ecuaciones (generalmente diferenciales). Todos los métodos analíticos asumen condiciones de flujo inmisible e incompresible.

La herramienta Sahara presenta la opción de elegir entre los siguientes métodos para simular procesos de inyección de agua.

- Flujo Segregado
- Buckley-Leverett
- Craig, Geffen y Morse
- Curva Característica
- Método WOR

A continuación, se presenta una breve descripción de las principales consideraciones para cada uno de los métodos citados previamente.

5.6.1 Método de flujo segregado

- El agua se mueve en una zona de saturación de aceite residual, y el aceite se mueve en un área de saturación de agua connada.
- El caudal es independiente de la forma de las curvas de permeabilidad relativa.

- Las permeabilidades efectivas ponderadas verticalmente son una función lineal de las permeabilidades terminales (End Points, a las saturaciones S_{wc} y $1-S_{or}$).

5.6.2 Modelo de Buckley-Leverett

- Flujo difuso, por lo que no hay segregación vertical.
- El agua de inyección acumulada en volúmenes de poro (W_{id}) es la inversa de la derivada de la curva de flujo fraccional (F_w) con respecto a la saturación de agua (S_w).

5.6.3 Modelo de Craig, Geffen y Morse (CGM)

- Basado en correlaciones obtenidas con modelos de laboratorio horizontales que representan un cuarto de un arreglo de cinco puntos.
- Asume una eficiencia de barrido vertical de 100%.
- Combina efectos de eficiencia de barrido, mecanismos de desplazamiento, estratificación e inyectividad variable.

5.6.4 Modelo de Curva Característica

- En lugar de utilizar las ecuaciones de los modelos analíticos, el sistema utilizará una curva proporcionada por el usuario como datos de entrada que representan la producción secundaria acumulada en función del agua de inyección acumulada, ambas en términos de la saturación móvil (MOV) y en condiciones de yacimiento.
- El sistema puede funcionar con una sola curva a nivel de campo, o con varias curvas asignadas a las diferentes capas / regiones del proyecto.
- La curva debe cumplir la condición de que su derivada no debe ser superior a uno.

5.6.5 Método WOR

- Debido a que los elementos de flujo son cerrados, la producción mensual de líquido en condiciones de yacimiento está determinada por la inyección recibida por cada uno de ellos.
- Considera que la curva WOR vs N_p (o, en otras palabras, WOR vs Factor de recobro) es frecuentemente lineal en una escala logarítmica.
- Este comportamiento puede ser caracterizado mediante los parámetros a y b de la ecuación de una recta.

El método más apropiado para predicción podría considerarse como aquel que incluya todos los aspectos relacionados con el flujo de fluidos, patronamiento y efectos de la heterogeneidad. Desafortunadamente las ecuaciones que contemplan los métodos analíticos no fueron desarrolladas propiamente para crudos pesados, no obstante, el método de flujo segregado tiene aplicabilidad en casi todos los casos de flujo horizontal agua petróleo de acuerdo a la investigación realizada por H. Shi, W.P. Jepson y L.D Rhyne (2003). Adicionalmente en el estudio desarrollado por Gómez y Pérez (2011) se concluyó que el método de Flujo Segregado fue el que presentó mejor ajuste respecto a los métodos Buckley-Leverett y CGM (Craig, Geffen y Morse). Por las anteriores razones y por ser uno de los métodos más usados en ECOPETROL para simulación analítica se eligió el método de flujo segregado para predecir el comportamiento de la inyección de agua.

A continuación, se presentan las ecuaciones que surgen de la hipótesis de flujo segregado para un yacimiento horizontal:

Ecuaciones teoría Flujo Segregado

Antes de la irrupción:

$$F_w = 0 \quad \text{Ecuación (3)}$$

$$N_{pd} = W_{id} \quad \text{Ecuación (4)}$$

En otras palabras, no hay producción de agua asociada a la inyección y la producción de petróleo acumulado es igual al acumulado de agua inyectada.

Después de la irrupción:

$$F_w = \frac{M}{M-1} * \left(1 - \sqrt{\frac{MOV}{W_{id} * M}}\right) \quad \text{Ecuación (5)}$$

$$N_{pd} = \frac{1}{M-1} * \left(2 * \sqrt{(W_{id} * M * MOV)} - W_{id} - MOV\right) \quad \text{Ecuación (6)}$$

$$IMOV = PV(1 - S_{or} - S_{wc}) \quad \text{Ecuación (7)}$$

F_w = Flujo fraccional de agua

N_{pd} = Volúmenes porales de petróleo acumulado

W_{id} = Volúmenes porales de agua inyectada

MOV = Saturación de petróleo móvil al inicio de la inyección

M = Relación de movilidades calculada a los end points

S_{or} = Saturación de petróleo residual

S_{wc} = Saturación de agua connata

El método de cálculo para condiciones de flujo segregado disponible en Sahara corresponde a la solución para flujo inestable ($M > 1$) en un yacimiento horizontal.

6. Análisis de Resultados

Este capítulo consiste en el análisis de resultados para las distintas corridas de simulación analítica definidas en el capítulo anterior. Adicionalmente se identifica el arreglo más apropiado para realizar el piloto de inyección de agua con base en los factores de recobro incremental obtenidos.

Los casos evaluados mediante simulación analítica son los siguientes:

- Modelo de 5 puntos invertidos inyección en Formación 2
- Modelo de 5 puntos invertidos inyección en Formación 1 y 2
- Modelo de 7 puntos invertidos inyección en Formación 1
- Modelo de 7 puntos invertidos inyección en Formación 1 y 2

A continuación, se presenta una breve descripción de las características de cada modelo y el análisis de resultados para cada uno de estos.

6.1 Modelo de 5 Puntos Invertidos Inyección en Formación 2

Este modelo consta de 4 arreglos, 9 pozos productores y 4 pozos inyectoros, los 13 pozos son productores activos a la fecha, por lo que se plantean 4 conversiones de productor a inyector. El piloto comprende un área de aproximadamente de 47 Acres, alrededor de 12 Acres por patrón. La inyección en este modelo se visualiza únicamente en la formación 2, la cual contiene 5 subunidades o capas, esto quiere decir que las subunidades de la formación 1 continuarán aportando producción primaria toda vez que estén cañoneadas a la fecha.

Los escenarios de inyección varían según tasa de inyección así: un caso bajo con inyección de 1 volumen poroso en 15 años, un caso medio con inyección de 1 volumen poroso en 10 años y un caso alto con inyección de 1 volumen poroso en 8 años. Para cada uno de estos escenarios se

estimó un tiempo de llenado de acuerdo con la saturación de gas de las capas y el volumen poroso de los elementos de flujo que componen el arreglo.

La siguiente figura presenta los datos de cálculo de la ventana del simulador analítico (Sahara) para el escenario medio.

The screenshot shows the 'Datos de Cálculo' window with the following settings:

- Opciones de cálculo:**
 - Método de Cálculo: Flujo Segregado
 - Curva Característica (Eficiencia volumétrica: 1.0000)
 - Buckley-Leverett (Fwi > 0)
 - CGM
 - Método WOR: $10^{(a + b * Np/N)}$ (a: 0.1000, b: 1.7500)
 - Usar Curva de Llenado
- Escenario de resultados:** WFMedio
- Escenario de Inyección:** Inyeccion Medio
- Cálculo:**
 - Año de finalización del cálculo: 2090
 - Calcular todas las capas
 - Sólo las capas seleccionadas (Wid Máximo: 5.0)
- Límites Económicos:**
 - Usar Límites
 - Sólo en pronóstico
 - qo min[bb]: 1.0
 - WLR[%]: 98.5
- Sat. Inicial de Elementos:**
 - Wid
 - So
 - de Capa
 - dato esporádico
 - dato esporádico interpolado
 - Sólo del pozo productor
- Datos de Cálculo:**
 - de Capa
 - de Regiones de cálculo
 - Viscosidad de agua variable
 - Variable: [Empty]
- Primarias de cálculo:**
 - de Pozo
 - de Capa
 - Cortar la primaria al inicio de la secundaria
 - No cortar primaria al inicio de la secundaria
 - Cortar primaria sólo en los periodos en que hay secundaria
- Tiempo de respuesta:**
 - Usar
 - Constante [meses]: 8
 - Ponderado por Volumen Poral [Mbb/mes]: 15.0
 - CRMP

Figura 40. Datos de cálculo del simulador analítico – escenario medio.

Si bien se realizó la simulación analítica para cada uno de los escenarios planteados, en este documento se presenta un mayor detalle únicamente para el escenario medio, graficando el comportamiento de producción diaria para las fases de petróleo, agua y líquido, así como valores de producción acumulada de petróleo, corte de agua y relación agua petróleo (WOR). Finalmente, y con el propósito de comparar los 3 escenarios, estos se grafican de forma simultánea para evaluar el volumen incremental sobre el desarrollo primario.

6.1.1 Escenario medio.

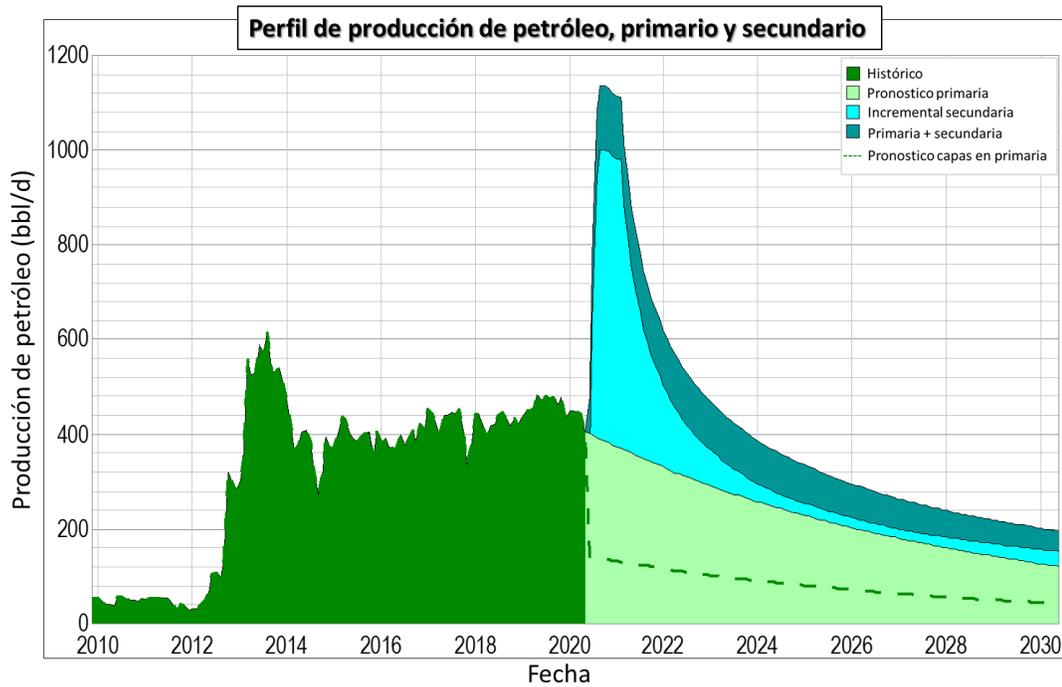


Figura 41. Caudal de petróleo histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario – Esc. Med – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 2.

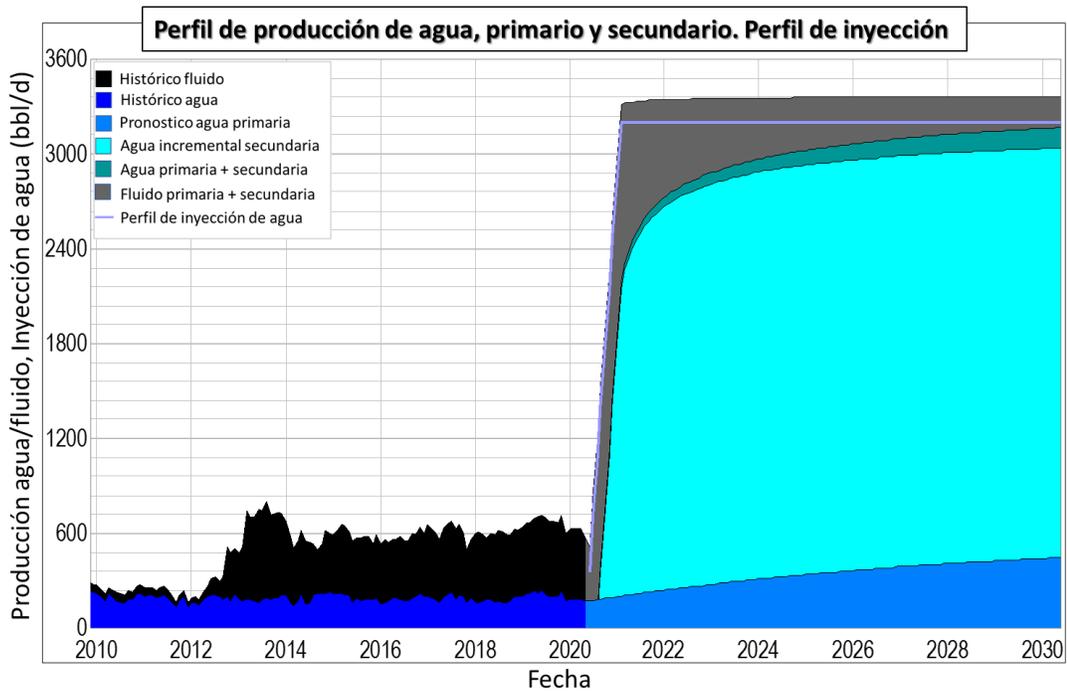


Figura 42. Caudal de fluido y agua histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario, caudal de inyección – Esc. Med – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 2.

Los resultados para el escenario medio (1 VPI en 10 años) pueden considerarse favorables dado que se aprecia un aumento en el caudal diario de producción de petróleo, pasando de 440 bbl/d a 1100 bbl/d, lo cual representa más del doble de la producción actual. Es importante resaltar que algunas capas de la formación 1 continúan en producción primaria, por lo tanto, el perfil total de producción se compone tanto de producción primaria como secundaria. Se evidencia además un periodo de plateau que se prolonga por 5 meses aproximadamente para luego entrar en la etapa de declinación.

Respecto a la producción de agua se aprecia un importante aumento, llevando el caudal a valores cercanos a 3100 bbl/d, tal como se mencionó previamente el perfil total está compuesto por un aporte de primaria y otro de secundaria, razón por la cual el fluido producido siempre es mayor al agua inyectada.

Las gráficas de producción diaria fueron limitadas entre los años 2010 y 2030 con el propósito de visualizar con mayor detalle las etapas de rampa y plateau. Adicionalmente el periodo de inyección comprendido entre el año 2020 y 2030 representa la inyección de 1 volumen poroso.

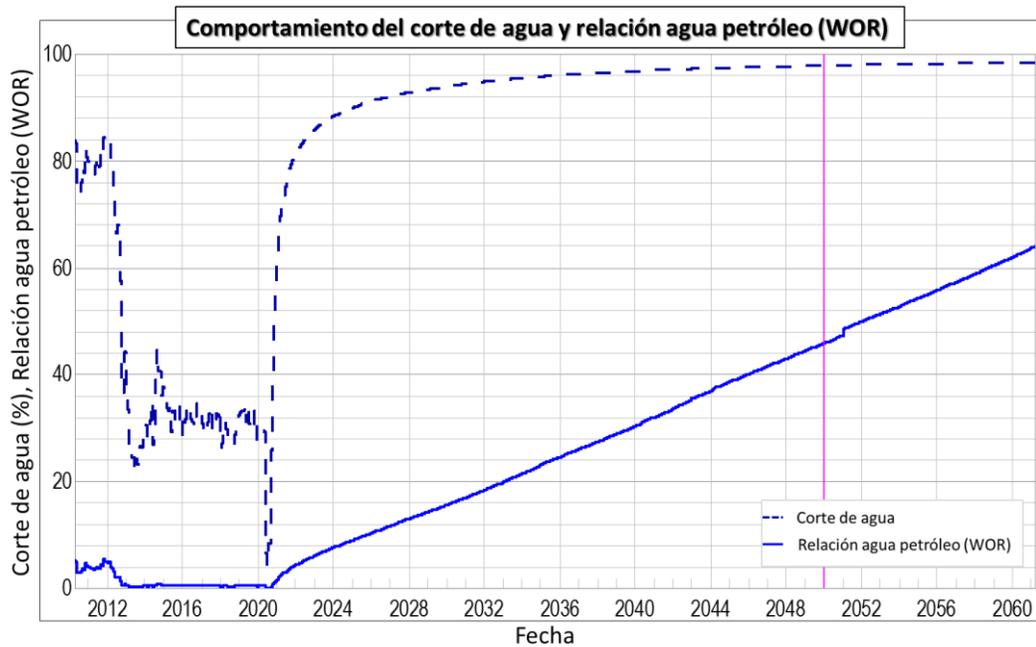


Figura 43. Corte de agua y relación agua petróleo (WOR) histórico y simulado – Esc. Med – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 2.

La **Figura 43** muestra el comportamiento del corte de agua y de la relación agua petróleo (WOR), como es habitual para la inyección de agua en crudos pesados, el corte de agua se mantiene en valores muy altos, casos reales han demostrado que más del 50% del factor de recobro en proyectos de inyección se logra a cortes de agua superiores al 80%, ver numeral 2.3.

En términos de WOR se observa un aumento importante alcanzando valores de 45 bbl/bbl a un corte de 3 volúmenes porosos inyectado (o año 2050). No obstante, es necesario realizar los respectivos análisis económicos que definan la rentabilidad del proyecto, valores muy altos de corte de agua y WOR desde inicios del proyecto demandan altos costos que pueden llegar a cancelar la ejecución de este.

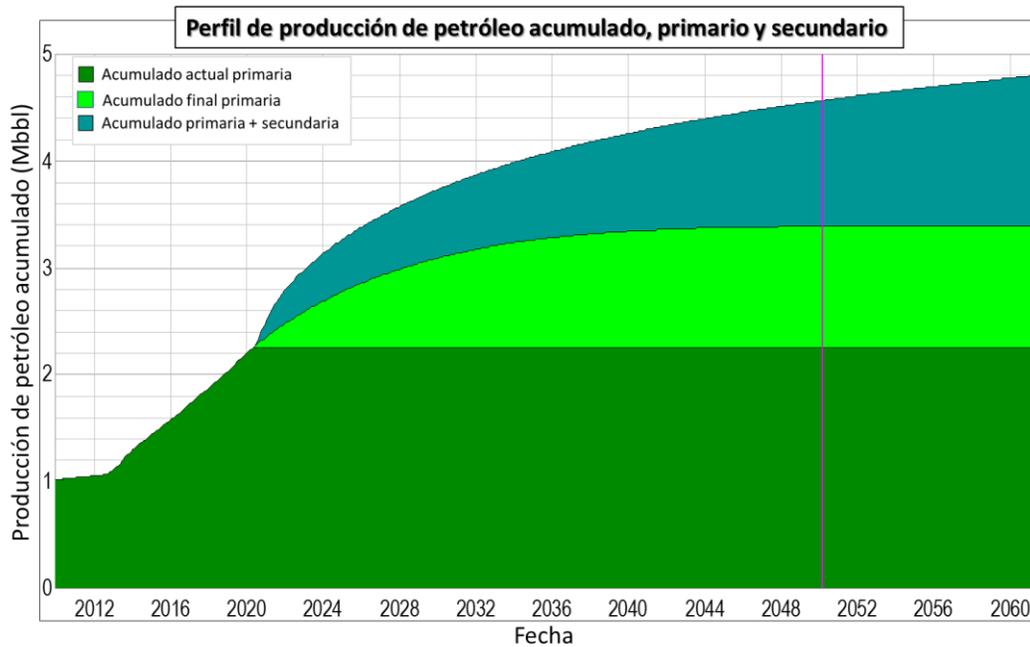


Figura 44. Curvas de petróleo acumulado histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario – Esc. Med – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 2.

Finamente la **Figura 44** muestra el perfil de producción acumulada de petróleo para las fases de primaria (actual y pronóstico) y secundaria (incremental). El volumen de petróleo acumulado asociado a desarrollo primario alcanza un valor de 3.4 millones de barriles, mientras que el volumen asociado al incremental por inyección de agua es de 1.4 millones de barriles, para un total de 4.8 millones de barriles entre primaria y secundaria con corte al año 2060 (40 años de inyección de agua). Se visualiza además una línea vertical que se ubica al año 2050, fecha en la cual se habrán inyectado 3 volúmenes porosos para este escenario medio, este es considerado como un valor referente para proyectos de inyección de agua. En este punto el incremental por inyección de agua es de 1.2 Mbbbl.

6.1.2 Incremental escenario bajo, medio y alto. Las siguientes figuras presentan la comparación entre los escenarios bajo, medio y alto. Se presenta inicialmente un gráfico con la

producción acumulada de petróleo, discretizando entre producción primaria y secundaria. El segundo grafico corresponde a la inyección de agua acumulada para cada uno de los escenarios.

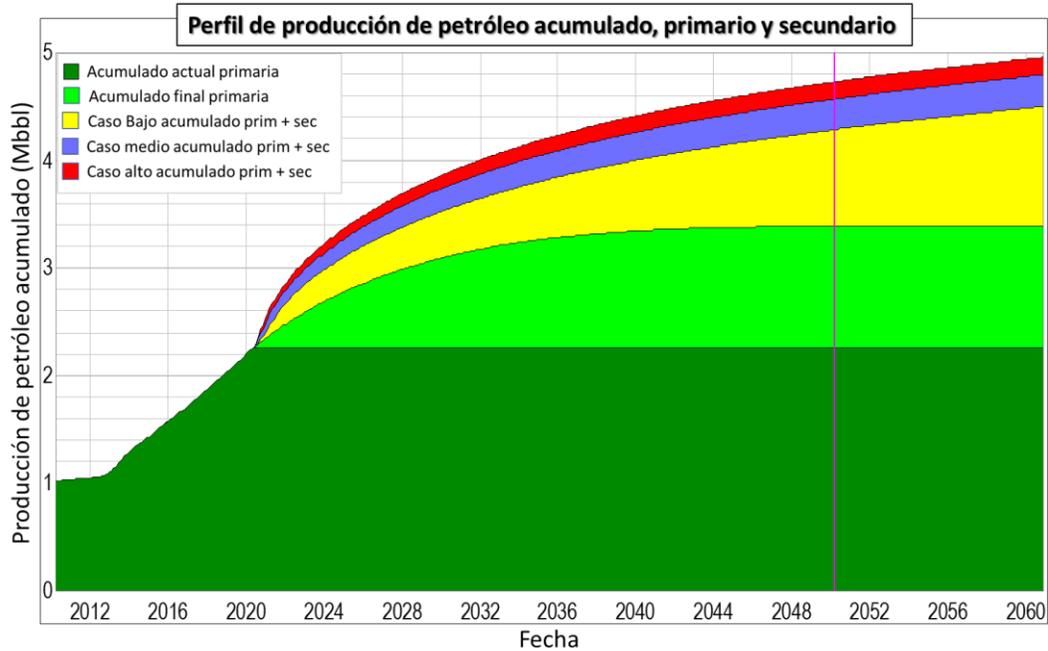


Figura 45. Curvas de petróleo acumulado por desarrollo primario y secundario según escenario de inyección – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 2.

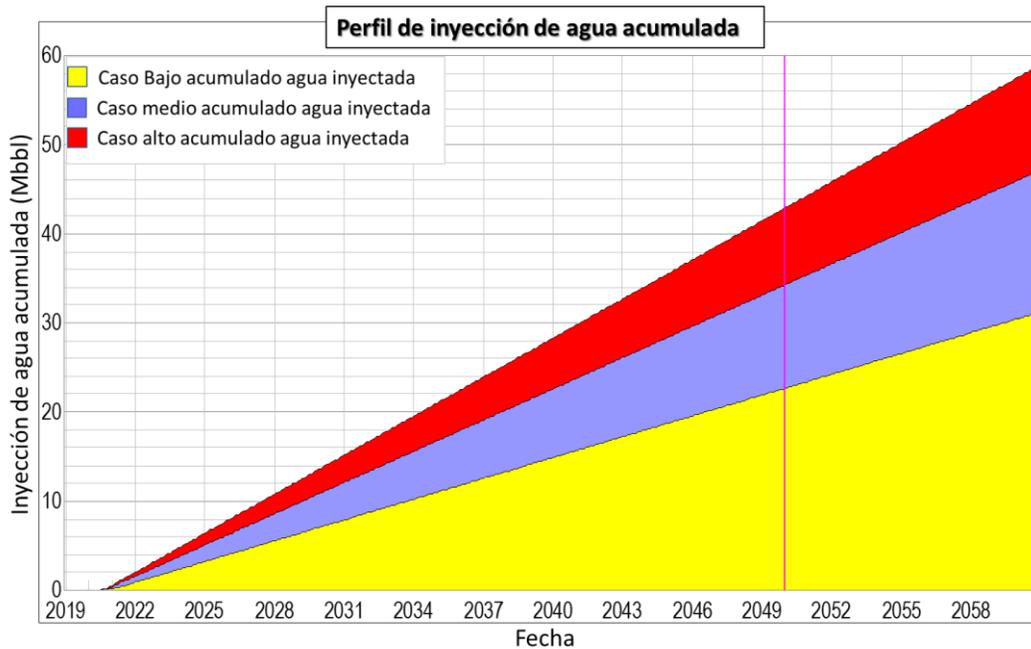


Figura 46. Curvas de agua inyectada acumulada por escenario – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 2.

Los resultados en términos de producción incremental demuestran una respuesta muy favorable a la inyección de agua, pues se logra un incremento en el volumen acumulado entre 1.1 y 1.5 Millones de barriles para los escenarios bajo y alto respectivamente evaluados a 40 años de inyección. Es importante considerar el volumen de agua que se debe inyectar para lograr estas cifras de producción incremental, pues los costos asociados al manejo del agua pueden definir cual escenario es el más indicado para el éxito integral del proyecto. La **Figura 46** muestra la inyección de agua acumulada para cada uno de los escenarios, evidenciando que para el caso alto se debe inyectar el doble del agua que el caso bajo, esto para aumentar en 0.4 millones de barriles la producción de petróleo.

6.2 Modelo de 5 Puntos Invertidos Inyección en Formación 1 y 2

Este modelo es similar al anterior en términos de numero de pozos, áreas de patrón y conversión de pozos, la única diferencia radica en que se tiene inyección tanto en la formación 2 como en la 1. De este modo se pasa de una inyección de agua en 5 capas a 9 capas, por lo cual una vez inicia el periodo de secundaria ninguna capa tendrá aporte exclusivo de primaria como si sucedía en el modelo anterior.

Si bien se realizó la simulación analítica para cada uno de los escenarios planteados, en este documento se presenta un mayor detalle únicamente para el escenario medio, graficando el comportamiento de producción diaria para las fases de petróleo, agua y líquido, así como valores de producción acumulada de petróleo, corte de agua y relación agua petróleo (WOR). Finalmente, y con el propósito de comparar los 3 escenarios, estos se grafican de forma simultánea para evaluar el volumen incremental sobre el desarrollo primario.

6.2.1 Escenario medio.

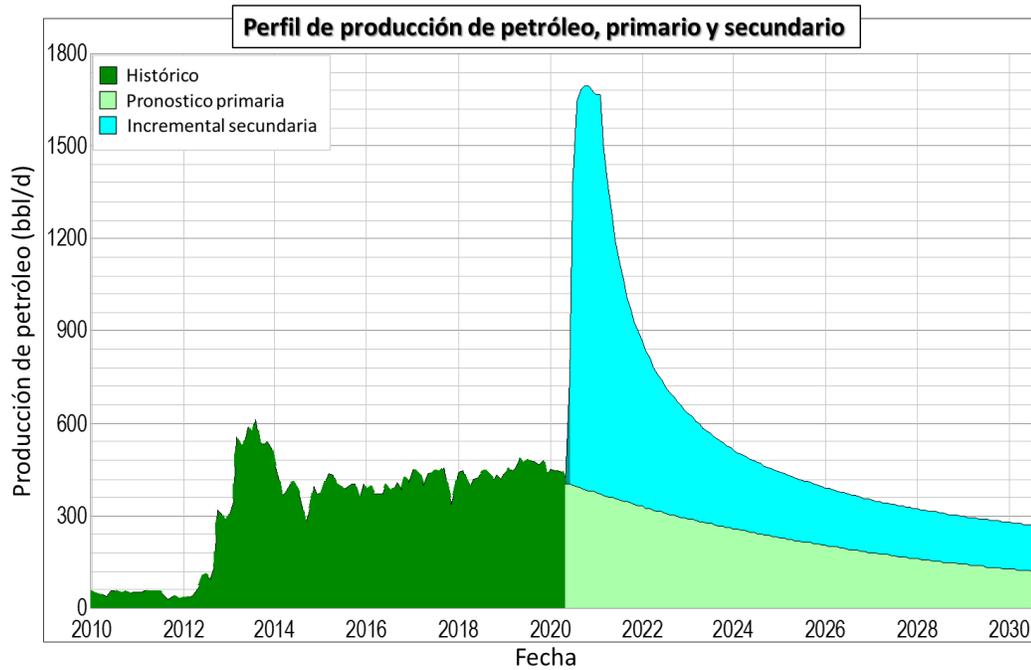


Figura 47. Caudal de petróleo histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario – Esc. Med – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 1-2.

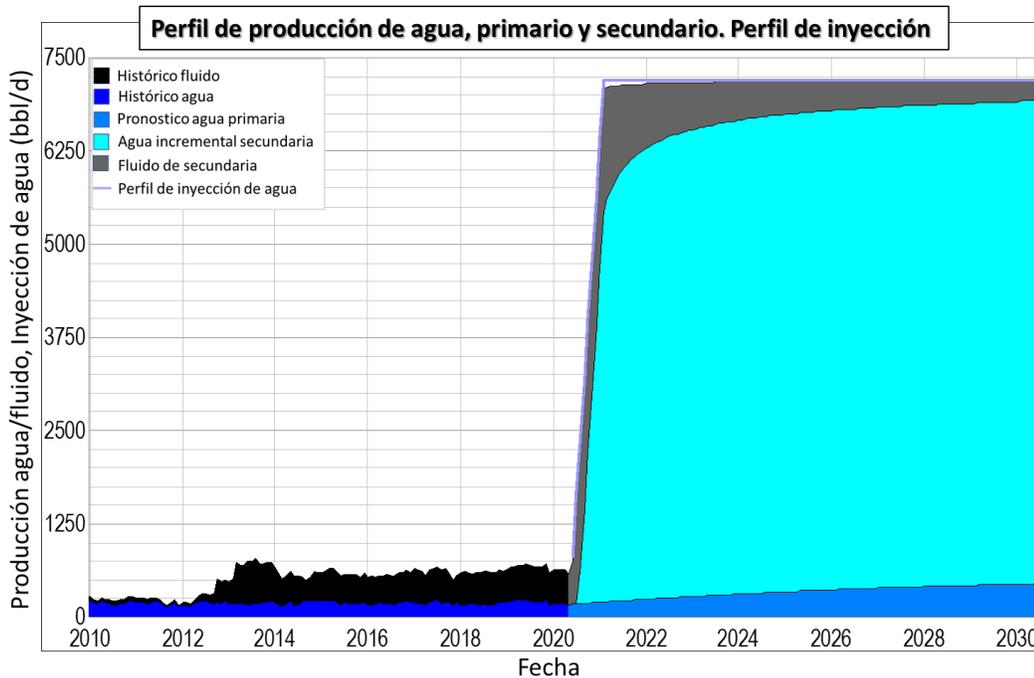


Figura 48. Caudal de fluido y agua histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario, caudal de inyección – Esc. Med – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 1-2.

Los resultados para el escenario medio (1 VPI en 10 años) muestran muy buenos resultados en términos de caudal de petróleo, se observa un incremento 1300 bbl/d respecto de la producción actual. Si se compara este modelo con el anterior (inyección solo en formación 2) se logra un aumento de la tasa en 600 bbl/d aproximadamente, esto sin duda es un resultado favorable considerando las altas relaciones de movilidad que se manejan para la formación 1.

Al igual que el modelo anterior este también muestra una duración del periodo de plateau que va entre 5 y 6 meses seguido de una etapa de declinación.

Respecto a la producción de agua se aprecia un importante aumento, llevando el caudal a valores alrededor de 7000 bbl/d, muy cercanos al caudal de inyección diario, cuya cifra alcanza los 7200 bbl/d. Se evidencia además que el valor de líquido en los periodos de inyección de agua es muy similar al caudal de inyección, lo cual se traduce en un VRR igual a 1.

Las gráficas de producción diaria fueron limitadas entre los años 2010 y 2030 con el propósito de visualizar con mayor detalle las etapas de rampa y plateau. Adicionalmente el periodo de inyección comprendido entre el año 2020 y 2030 representa la inyección de 1 volumen poroso.

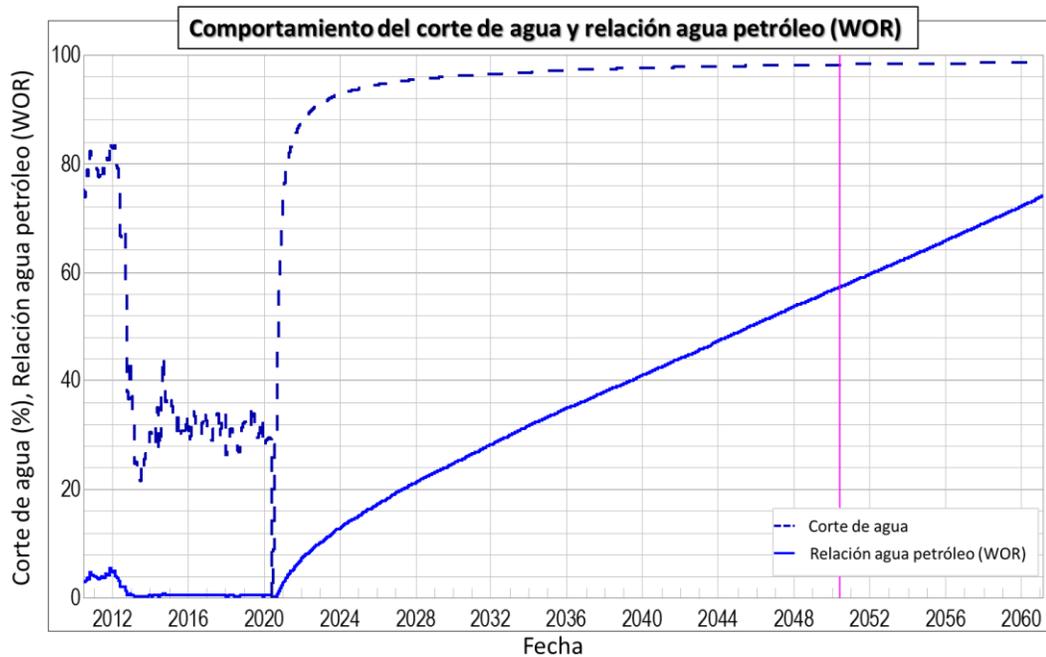


Figura 49. Corte de agua y relación agua petróleo (WOR) histórico y simulado – Esc. Med – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 1-2.

La **Figura 49** muestra el comportamiento del corte de agua y de la relación agua petróleo (WOR), como es habitual para la inyección de agua en crudos pesados, el corte de agua se mantiene en valores muy altos, casos reales han demostrado que más del 50% del factor de recobro en proyectos de inyección se logra a cortes de agua superiores al 80%, ver numeral 2.3.

En términos de WOR se observa un aumento importante alcanzando valores de 57 bbl/bbl a un corte de 3 volúmenes porosos inyectado (o año 2050). No obstante, es necesario realizar los respectivos análisis económicos que definan la rentabilidad del proyecto, valores muy altos de corte de agua y WOR desde inicios del proyecto demandan altos costos que pueden llegar a cancelar la ejecución de este.

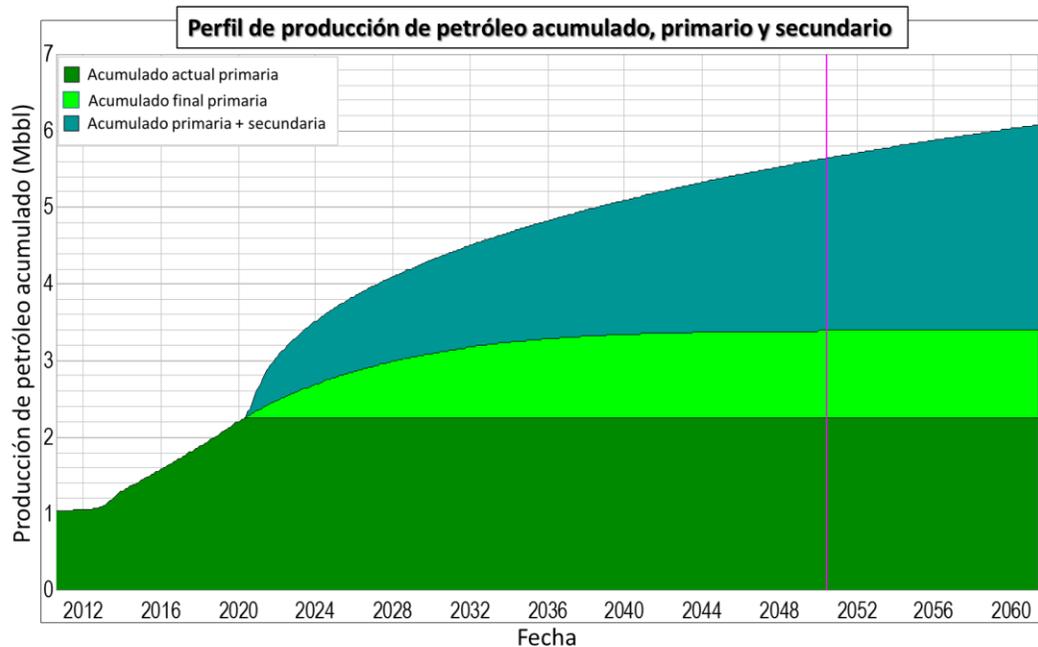


Figura 50. Curvas de petróleo acumulado histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario – Esc. Med – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 1-2.

Finalmente la **Figura 50** muestra el perfil de producción acumulada de petróleo para las fases de primaria (actual y pronóstico) y secundaria (incremental). El volumen de petróleo acumulado asociado a desarrollo primario alcanza un valor de 3.4 millones de barriles, mientras que el volumen asociado al incremental por inyección de agua es de 2.6 millones de barriles para un total de 6 millones de barriles entre primaria y secundaria con corte al año 2060 (40 años de inyección). Se visualiza además una línea vertical que se ubica al año 2050, fecha en la cual se habrán inyectado 3 volúmenes porosos para este escenario medio, este es considerado como un valor referente para proyectos de inyección de agua. En este punto el incremental por inyección de agua es de 2.2 Mbbl.

Comparando el incremental del escenario medio con el modelo anterior se logra un volumen adicional de 1.2 Mbbl (@ 2060). En otras palabras, la inyección de agua en la formación 1 luce muy favorable, posiblemente asociado a mejores propiedades petrofísicas que se traducen

en un mayor volumen poral sometido a inyección, esta condición compensa los efectos negativos de las altas viscosidades de la formación 1.

6.2.2 Incremental escenario bajo, medio y alto. Las siguientes figuras presentan la comparación entre los escenarios bajo, medio y alto. Se presenta inicialmente un gráfico con la producción acumulada de petróleo, discretizando entre producción primaria y secundaria. El segundo grafico corresponde a la inyección de agua acumulada para cada uno de los escenarios.

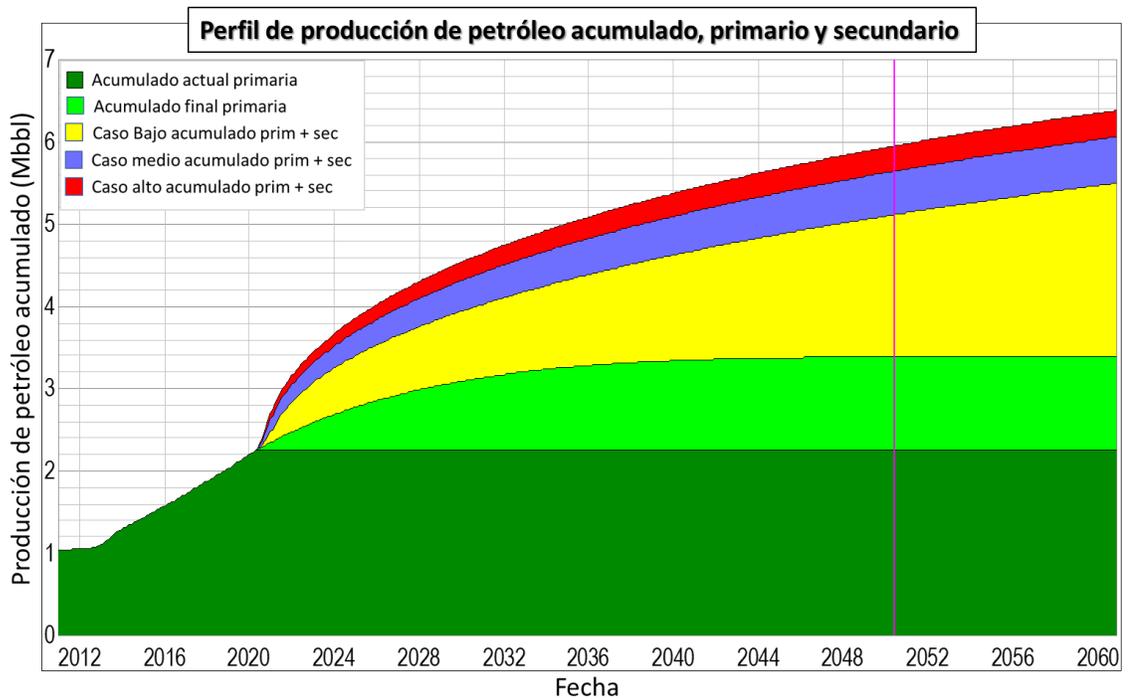


Figura 51. Curvas de petróleo acumulado por desarrollo primario y secundario según escenario de inyección – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 1-2.

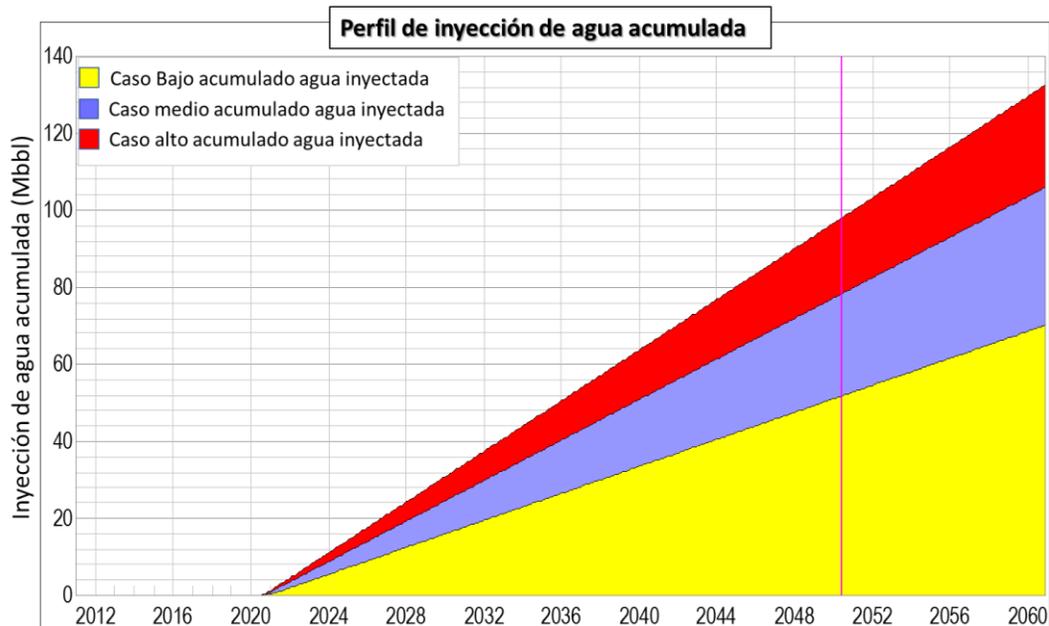


Figura 52. Curvas de agua inyectada acumulada por escenario – arreglo de 5 puntos invertido con inyección en formación 1-2.

Los resultados en términos de producción incremental demuestran una respuesta muy favorable a la inyección de agua, pues se logra un incremento en el volumen acumulado entre 2.1 y 3 Millones de barriles para los escenarios bajo y alto respectivamente evaluados en 40 años de inyección. Es importante considerar el volumen de agua que se debe inyectar para lograr estas cifras de producción incremental, pues los costos asociados al manejo del agua pueden definir cual escenario es el más indicado para el éxito integral del proyecto. La **Figura 52** muestra la inyección de agua acumulada para cada uno de los escenarios, evidenciando que este modelo utiliza aproximadamente el doble del volumen inyectado en el modelo anterior (5 puntos invertido con inyección en formación 2 únicamente) para los distintos escenarios.

6.3 Modelo de 7 Puntos Invertidos Inyección en Formación 2

Este modelo consta de 3 arreglos, 14 pozos productores y 3 pozos inyectoras, a la fecha se tienen 16 pozos productores activos, por lo que se requiere de la perforación de 1 pozo productor

para completar patrón y la conversión de 3 pozos de productor a inyector. El piloto comprende un área de aproximadamente de 60 Acres, alrededor de 20 Acres por patrón. La inyección en este modelo se visualiza únicamente en la formación 2, la cual contiene 5 subunidades o capas, esto quiere decir que las subunidades de la formación 1 continuarán aportando producción primaria toda vez que estén cañoneadas a la fecha.

Los escenarios de inyección varían según tasa de inyección así: un caso bajo con inyección de 1 volumen poroso en 15 años, un caso medio con inyección de 1 volumen poroso en 10 años y un caso alto con inyección de 1 volumen poroso en 8 años. Para cada uno de estos escenarios se estimó un tiempo de llenado de acuerdo con la saturación de gas de las capas y el volumen poroso de los elementos de flujo que componen el arreglo.

Si bien se realizó la simulación analítica para cada uno de los escenarios planteados, en este documento se presenta un mayor detalle únicamente para el escenario medio, graficando el comportamiento de producción diaria para las fases de petróleo, agua y líquido, así como valores de producción acumulada de petróleo, corte de agua y relación agua petróleo (WOR). Finalmente, y con el propósito de comparar los 3 escenarios, estos se grafican de forma simultánea para evaluar el volumen incremental sobre el desarrollo primario.

6.3.1 Escenario medio.

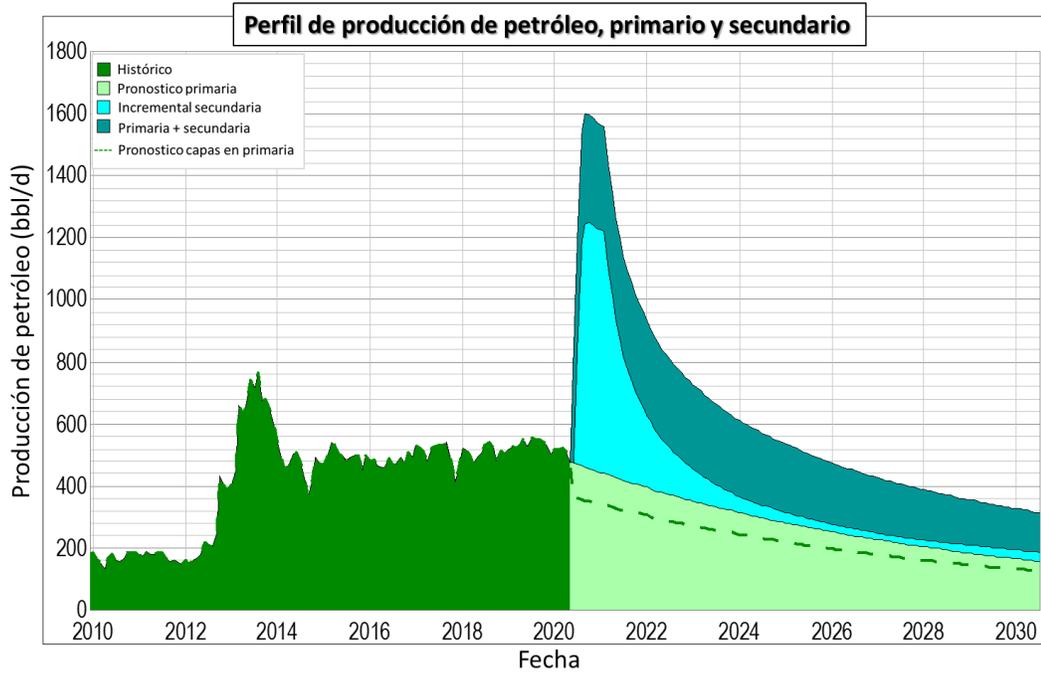


Figura 53. Caudal de petróleo histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario – Esc. Med – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 2.

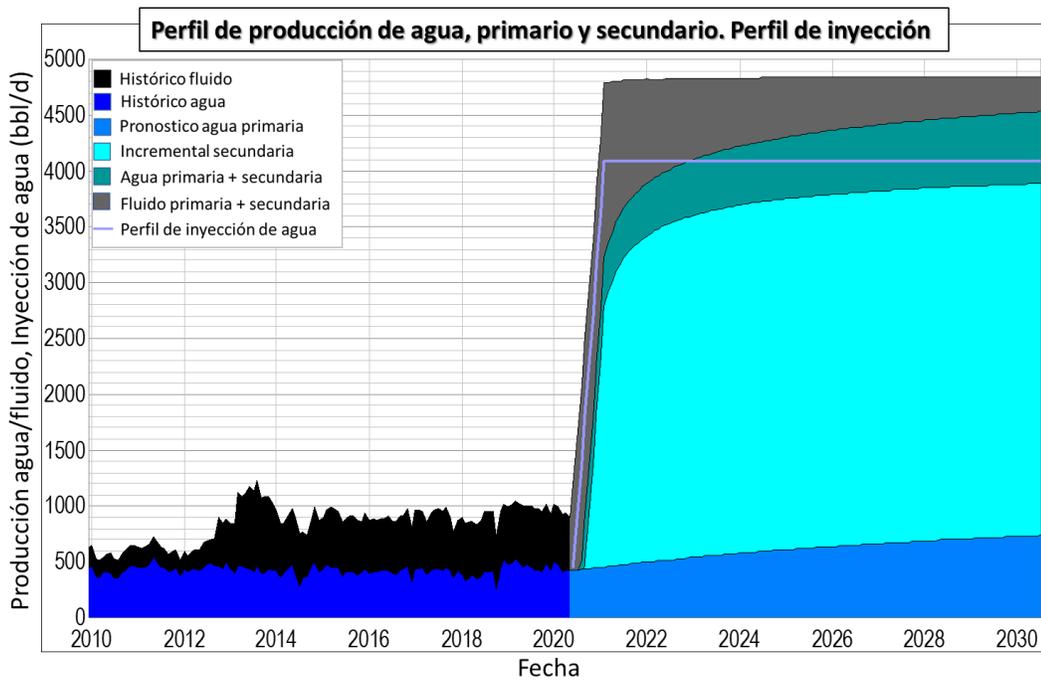


Figura 54. Caudal de fluido y agua histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario, caudal de inyección – Esc. Med – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 2.

Los resultados para el escenario medio (1 VPI en 10 años) pueden considerarse favorables dado que se aprecia un aumento en el caudal diario de producción de petróleo, pasando de 500 bbl/d a 1600 bbl/d, lo cual representa un poco más de 3 veces la producción actual. Es importante resaltar que algunas capas de la formación 1 continúan en producción primaria, por lo tanto, el perfil total de producción se compone tanto de producción primaria como secundaria. Se evidencia además un periodo de plateau que se prolonga por 5 meses aproximadamente para luego entrar en la etapa de declinación.

Respecto a la producción de agua se aprecia un importante aumento, llevando el caudal a valores cercanos a 4500 bbl/d, tal como se mencionó previamente el perfil total está compuesto por un aporte de primaria y otro de secundaria, razón por la cual el fluido producido siempre es mayor al agua inyectada.

Se evidencia además que las capas que continúan en producción primaria (formación 1) representan un gran porcentaje de la producción actual del área piloto, por lo cual es muy favorable realizar inyección en la formación 2 y de esta forma aumentar su producción.

Las gráficas de producción diaria fueron limitadas entre los años 2010 y 2030 con el propósito de visualizar con mayor detalle las etapas de rampa y plateau. Adicionalmente el periodo de inyección comprendido entre el año 2020 y 2030 representa la inyección de 1 volumen poroso.

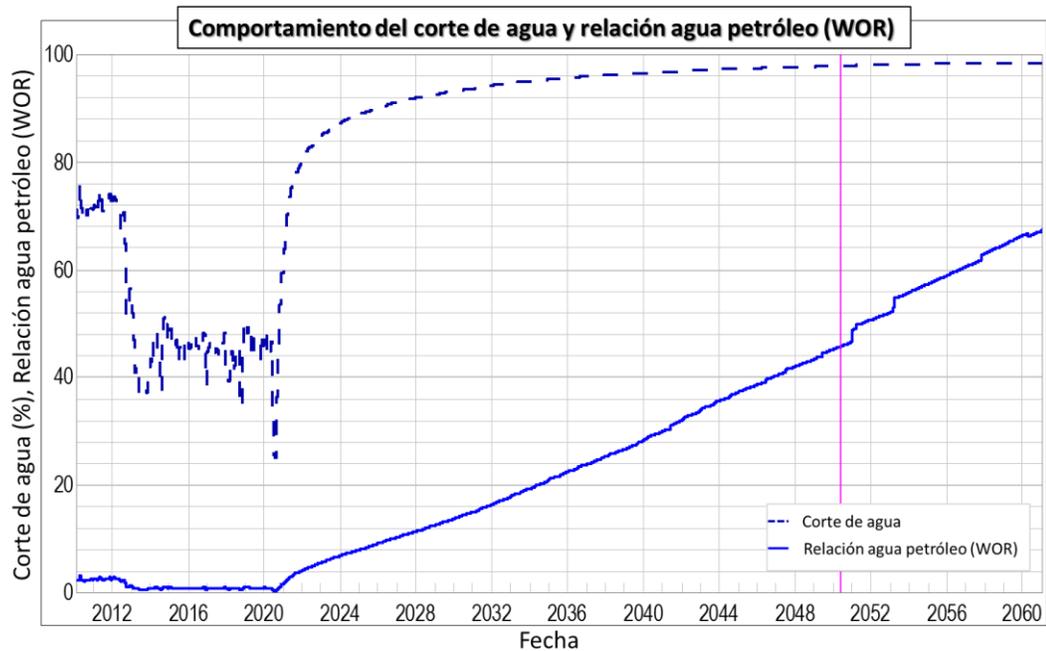


Figura 55. Corte de agua y relación agua petróleo (WOR) histórico y simulado – Esc. Med – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 2.

La **Figura 55** muestra el comportamiento del corte de agua y de la relación agua petróleo (WOR), como es habitual para la inyección de agua en crudos pesados, el corte de agua se mantiene en valores muy altos, casos reales han demostrado que más del 50% del factor de recobro en proyectos de inyección se logra a cortes de agua superiores al 80%, ver numeral 2.3.

En términos de WOR se observa un aumento importante alcanzando valores de 46 bbl/bbl a un corte de 3 volúmenes porosos inyectado (o año 2050). No obstante, es necesario realizar los respectivos análisis económicos que definan la rentabilidad del proyecto, valores muy altos de corte de agua y WOR desde inicios del proyecto demandan altos costos que pueden llegar a cancelar la ejecución de este.

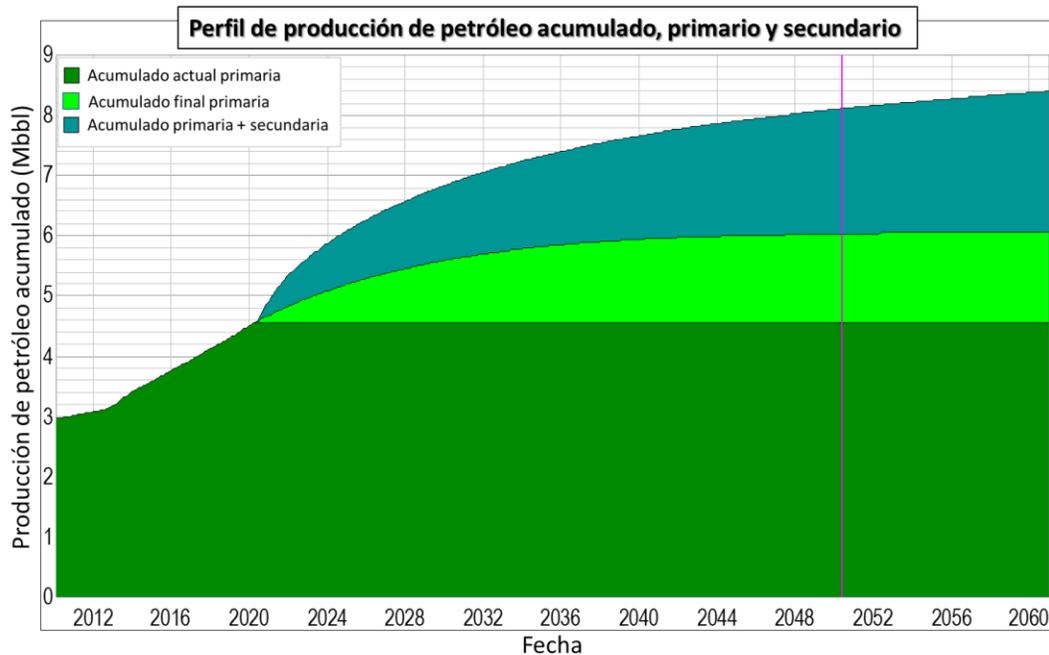


Figura 56. Curvas de petróleo acumulado histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario – Esc. Med – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 2.

Finalmente la **Figura 56** muestra el perfil de producción acumulada de petróleo para las fases de primaria (actual y pronóstico) y secundaria (incremental). El volumen de petróleo acumulado asociado a desarrollo primario alcanza un valor de 6.1 millones de barriles, mientras que el volumen asociado al incremental por inyección de agua es de 2.3 millones de barriles, para un total de 8.4 millones de barriles entre primaria y secundaria con corte al año 2060 (40 años de inyección). Se visualiza además una línea vertical que se ubica al año 2050, fecha en la cual se habrán inyectado 3 volúmenes porosos para este escenario medio, este es considerado como un valor referente para proyectos de inyección de agua. En este punto el incremental por inyección de agua es de 2.1 Mbbl.

6.3.2 Incremental escenario bajo, medio y alto. Las siguientes figuras presentan la comparación entre los escenarios bajo, medio y alto. Se presenta inicialmente un gráfico con la

producción acumulada de petróleo, discretizando entre producción primaria y secundaria. El segundo grafico corresponde a la inyección de agua acumulada para cada uno de los escenarios.

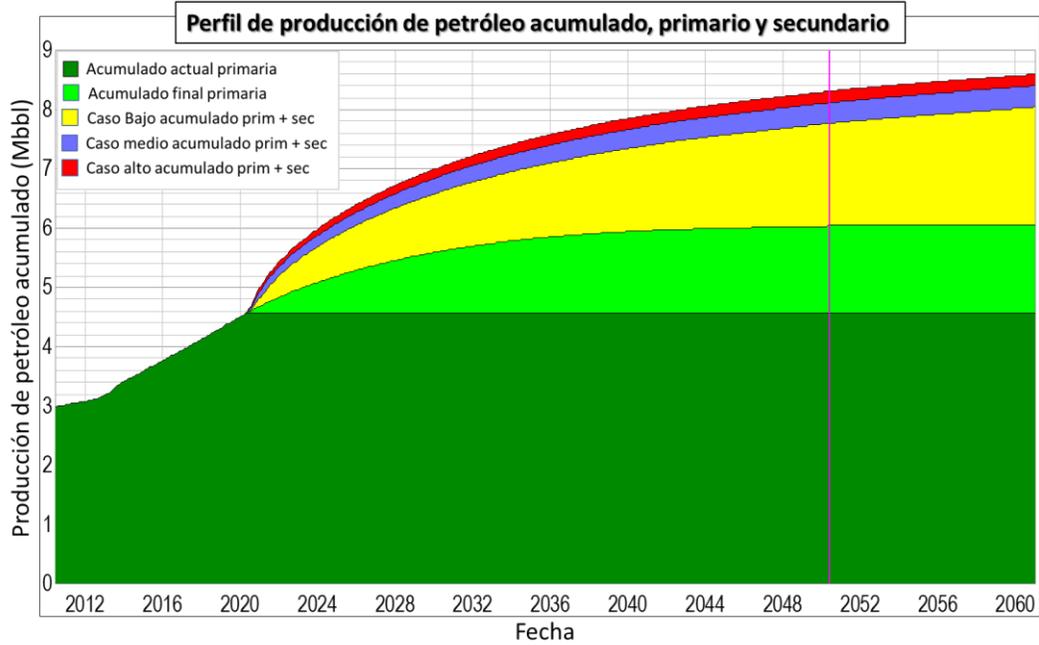


Figura 57. Curvas de petróleo acumulado por desarrollo primario y secundario según escenario de inyección – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 2.

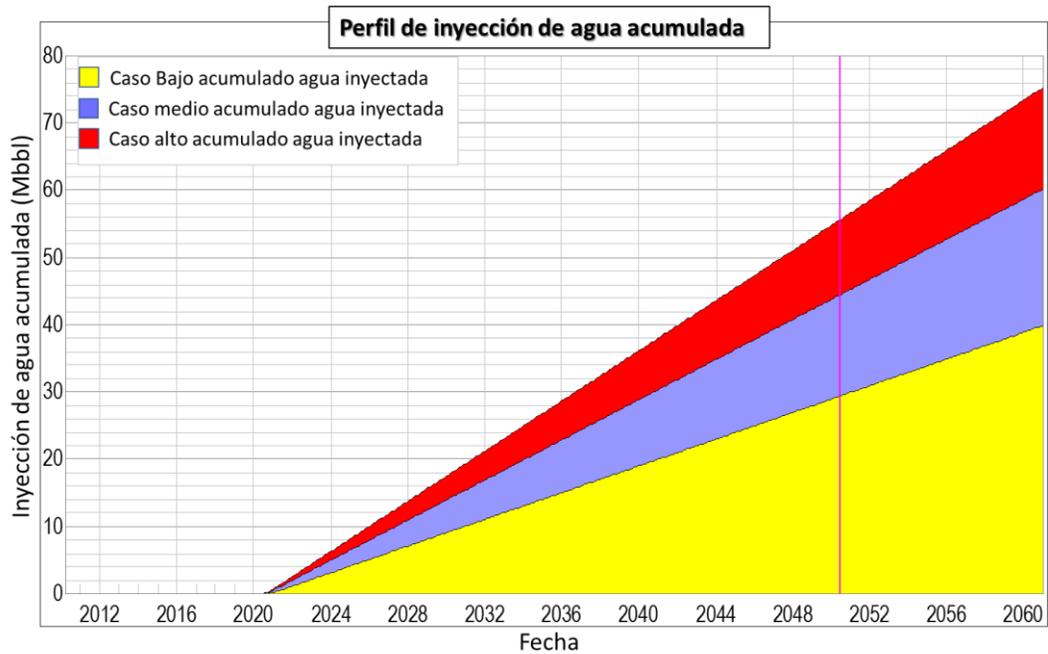


Figura 58. Curvas de agua inyectada acumulada por escenario – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 2.

Los resultados en términos de producción incremental demuestran una respuesta muy favorable a la inyección de agua, pues se logra un incremento en el volumen acumulado entre 1.9 y 2.5 Millones de barriles para los escenarios bajo y alto respectivamente evaluados en 40 años de inyección. Lo cual demuestra que aun con un escenario bajo de inyección se logra un volumen incremental considerable.

La **Figura 58** representa los volúmenes de inyección acumulado que se manejan para cada uno de los escenarios, valores muy importantes para definir la viabilidad económica de un proyecto.

6.4 Modelo de 7 Puntos Invertidos Inyección en Formación 1 y 2

Este modelo es similar al anterior en términos de número de pozos, áreas de patrón, perforaciones y conversiones requeridas, la única diferencia radica en que se tiene inyección tanto en la formación 2 como en la 1. De este modo se pasa de una inyección de agua en 5 capas a 9 capas, por lo cual una vez inicia el periodo de secundaria ninguna capa tendrá aporte exclusivo de primaria como si sucedía en el modelo anterior.

Si bien se realizó la simulación analítica para cada uno de los escenarios planteados, en este documento se presenta un mayor detalle únicamente para el escenario medio, graficando el comportamiento de producción diaria para las fases de petróleo, agua y líquido, así como valores de producción acumulada de petróleo, corte de agua y relación agua petróleo (WOR). Finalmente, y con el propósito de comparar los 3 escenarios, estos se grafican de forma simultánea para evaluar el volumen incremental sobre el desarrollo primario.

6.4.1 Escenario medio.

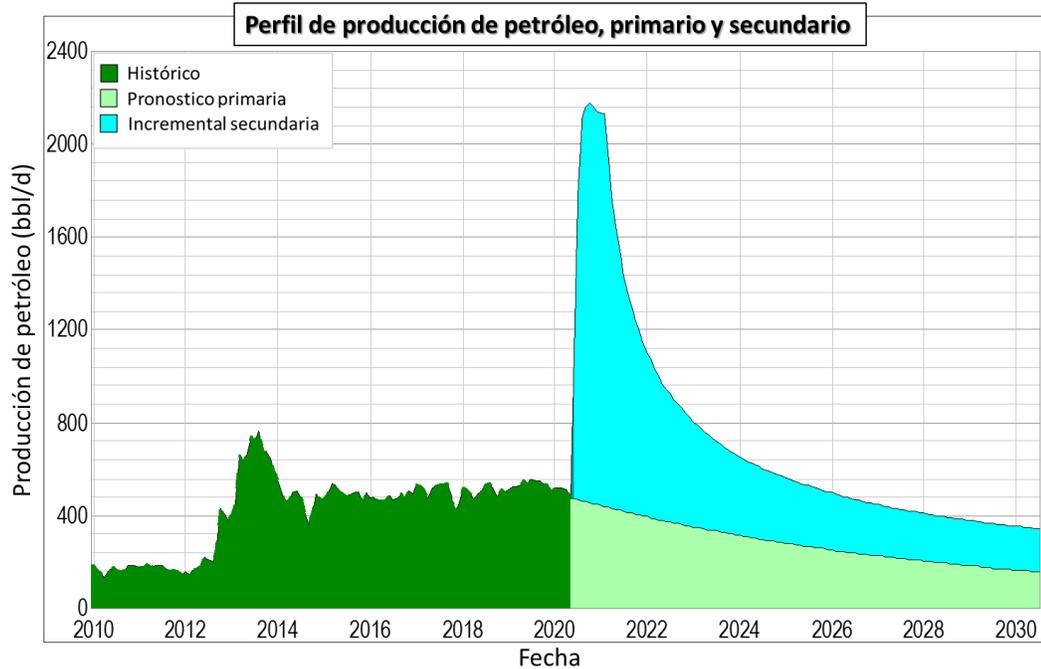


Figura 59. Caudal de petróleo histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario – Esc. Med – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 1-2.

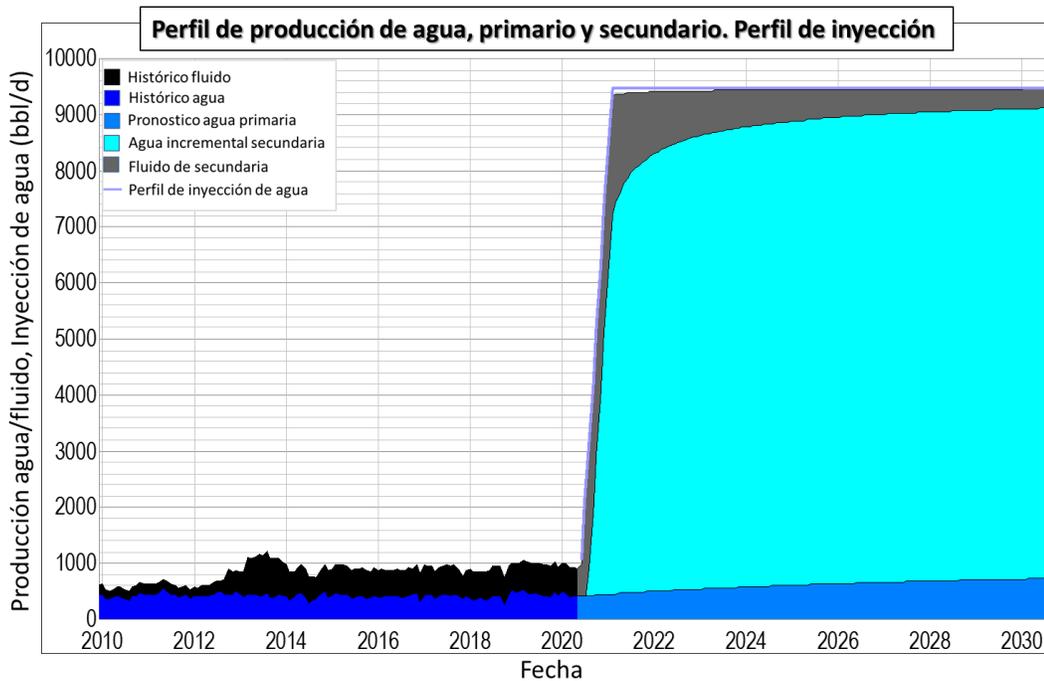


Figura 60. Caudal de fluido y agua histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario, caudal de inyección – Esc. Med – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 1-2.

Los resultados para el escenario medio (1 VPI en 10 años) muestran muy buenos resultados en términos de caudal de petróleo, se observa un incremento 2000 bbl/d respecto de la producción actual. Si se compara este modelo con el anterior (inyección solo en formación 2) se logra un aumento de la tasa en 900 bbl/d aproximadamente, esto sin duda es un resultado favorable considerando las altas relaciones de movilidad que se manejan para la formación 1.

Al igual que el modelo anterior este también muestra un periodo de plateau de 5 meses seguido por una etapa de declinación.

Respecto a la producción de agua se aprecia un importante aumento, llevando el caudal a valores alrededor de 11400 bbl/d, muy cercanos al caudal de inyección diario, cuya cifra alcanza los 11850 bbl/d. Se evidencia además que el valor de líquido en los periodos de inyección de agua es muy similar al caudal de inyección, lo cual se traduce en un VRR igual a 1.

Las gráficas de producción diaria fueron limitadas entre los años 2010 y 2030 con el propósito de visualizar con mayor detalle las etapas de rampa y plateau. Adicionalmente el periodo de inyección comprendido entre el año 2020 y 2030 representa la inyección de 1 volumen poroso.

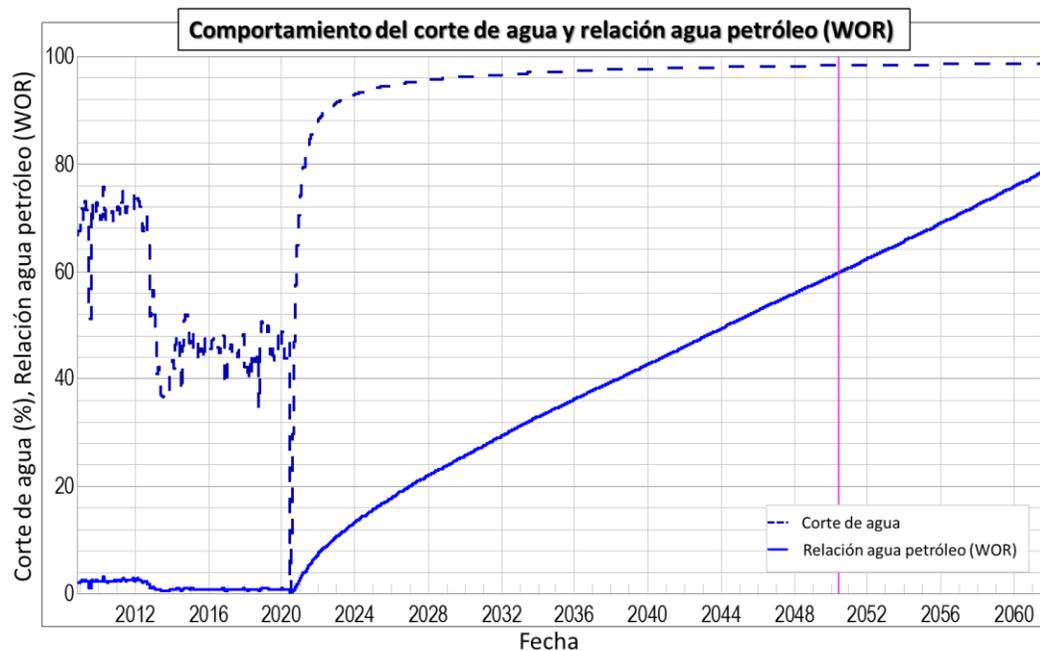


Figura 61. Corte de agua y relación agua petróleo (WOR) histórico y simulado – Esc. Med – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 1-2.

La **Figura 61** muestra el comportamiento del corte de agua y de la relación agua petróleo (WOR), al igual que los modelos anteriores se evidencia un alto corte de agua. En términos de WOR se observa un aumento importante alcanzando valores de 60 bbl/bbl a un corte de 3 volúmenes porosos inyectado (o año 2050). No obstante, es necesario realizar los respectivos análisis económicos que definan la rentabilidad del proyecto, valores muy altos de corte de agua y WOR desde inicios del proyecto demandan altos costos que pueden llegar a cancelar la ejecución de este.

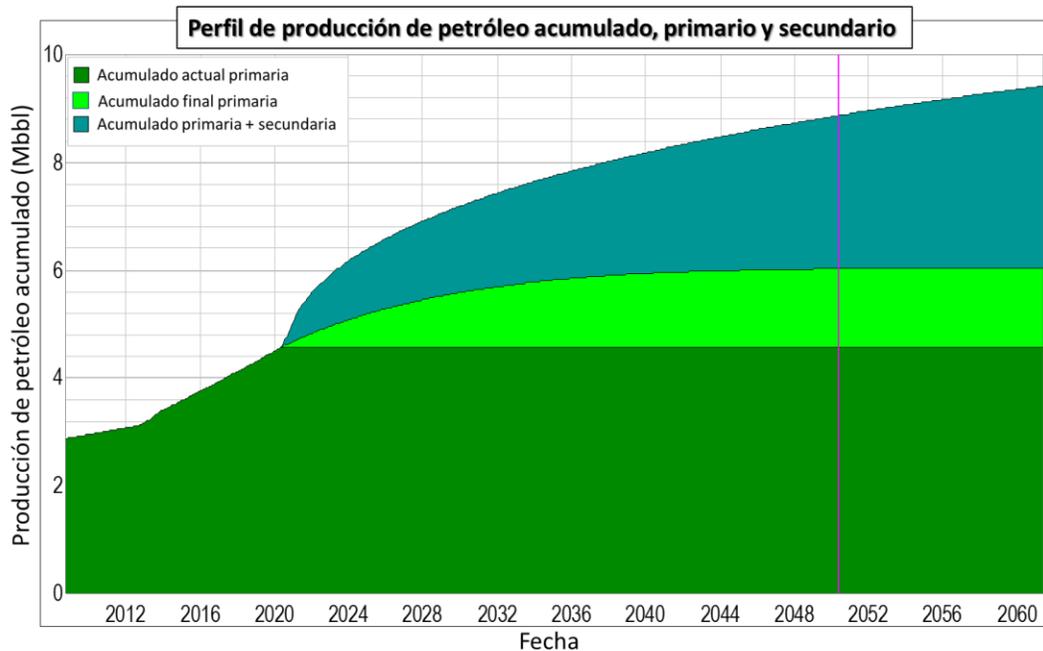


Figura 62. Curvas de petróleo acumulado histórico, pronóstico de desarrollo primario y secundario – Esc. Med – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 1-2.

Finalmente la **Figura 62** muestra el perfil de producción acumulada de petróleo para las fases de primaria (actual y pronostico) y secundaria (incremental). El volumen de petróleo acumulado asociado a desarrollo primario alcanza un valor de 6.1 millones de barriles, mientras que el volumen asociado al incremental por inyección de agua es de 3.3 millones de barriles, para un total de 9.4 millones de barriles entre primaria y secundaria con corte al año 2060 (40 años de inyección). Se visualiza además una línea vertical que se ubica al año 2050, fecha en la cual se habrán inyectado 3 volúmenes porosos para este escenario medio, este es considerado como un valor referente para proyectos de inyección de agua. En este punto el incremental por inyección de agua es de 2.9 Mbbl.

Comparando el incremental del escenario medio con el modelo anterior se logra un volumen adicional de 1 Mbbl (@ 2060). Al igual que sucedió con el modelo de 5 puntos invertido

con inyección en las formaciones 1 y 2, los resultados son positivos, evidenciando una buena respuesta de la formación 1 a la inyección.

6.4.2 Incremental escenario bajo, medio y alto. Las siguientes figuras presentan la comparación entre los escenarios bajo, medio y alto. Se presenta inicialmente un gráfico con la producción acumulada de petróleo, discretizando entre producción primaria y secundaria. El segundo gráfico corresponde a la inyección de agua acumulada para cada uno de los escenarios.

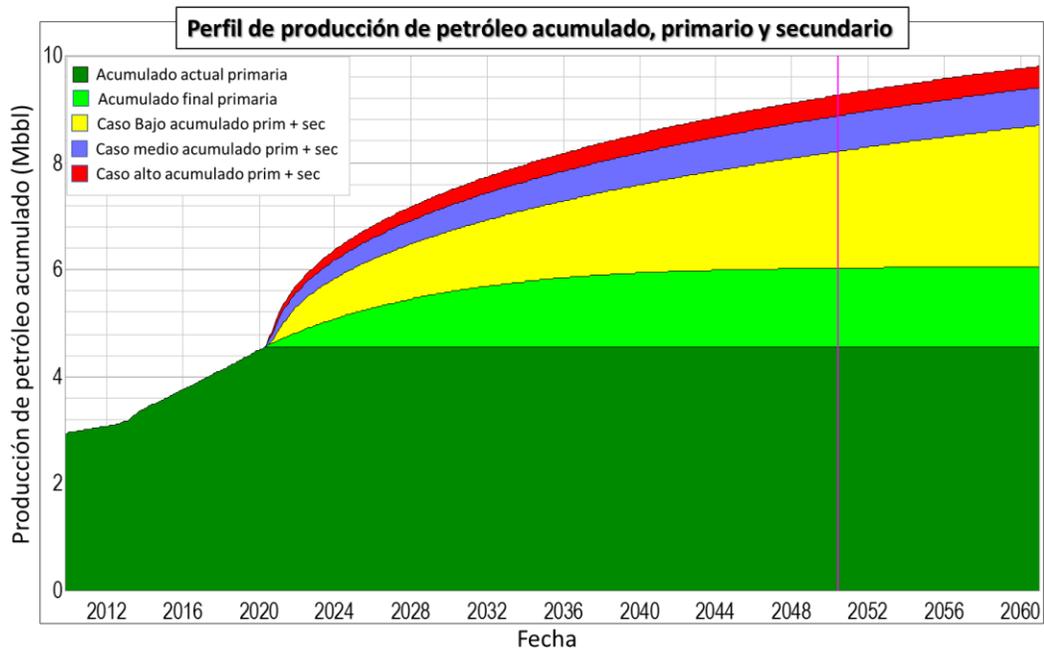


Figura 63. Curvas de petróleo acumulado por desarrollo primario y secundario según escenario de inyección – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 1-2.

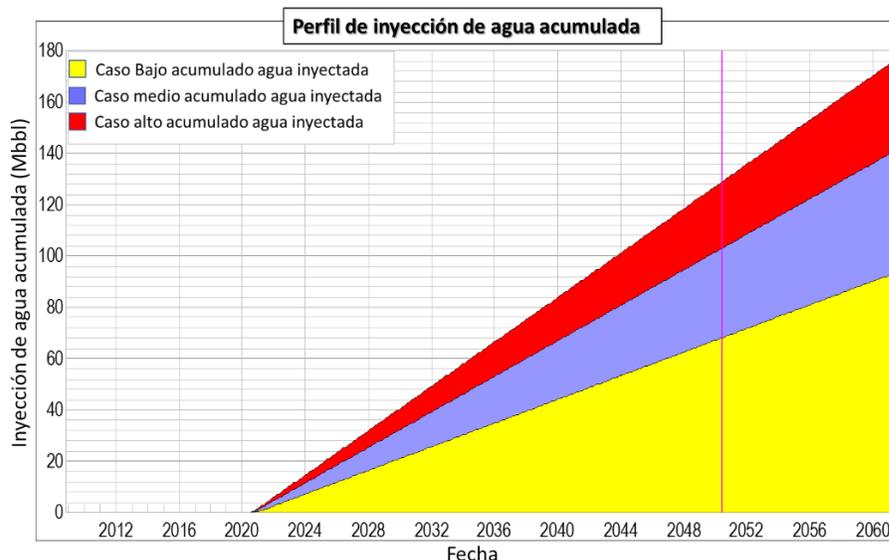


Figura 64. Curvas de agua inyectada acumulada por escenario – arreglo de 7 puntos invertido con inyección en formación 1-2.

Los resultados en términos de producción incremental demuestran una respuesta muy favorable a la inyección de agua, pues se logra un incremento en el volumen acumulado entre 2.6 y 3.7 Millones de barriles para los escenarios bajo y alto respectivamente evaluados en 40 años de inyección. No obstante, se deben tener presentes las altas cantidades de agua inyectada para lograr dichos volúmenes incrementales, es decir, definir si es viable económicamente o no el manejo de estos caudales.

6.5 Resumen de Resultados

Si bien previamente se analizaron los 4 modelos de forma individual con énfasis en el caudal de petróleo y acumulado del mismo, es conveniente evaluar los resultados de la simulación analítica en términos de factor de recobro asociado a la inyección de agua y así poder identificar el piloto con mejores resultados en este aspecto. La siguiente tabla presenta los resultados para cada uno de los modelos simulados con sus respectivos escenarios (bajo, medio y alto). Cabe notar que se tomaron volúmenes acumulados al año 2050 (30 años de inyección) lo cual se traduce en acumulados de inyección que van entre 2 y 4 volúmenes porosos según el escenario.

Tabla 13.*Consolidado de resultados en términos de volumen incremental y factor de recobro*

Modelo	Tipo de arreglo	Formación objetivo WF	OOIP contactado (Mbbl)	EUR prim. de form. Objetivo (Mbbl)	%FR de primaria	Esc. Inyección	Volumen Inc. @ 2050 (2-4 VPI) (Mbbl)	%FR de Sec @ 2050 (2-4 VPI)	%FR Prim + Sec @ 2050 (2-4 VPI)
1	5 puntos invertido	2	14.6239	2	14%	Esc. bajo 1VPI 15 años	0.9	6%	20%
						Esc. Medio 1VPI 10 años	1.2	8%	22%
						Esc. Alto 1VPI 8 años	1.3	9%	23%
2	5 puntos invertido	1 y 2	35.3261	3.4	10%	Esc. bajo 1VPI 15 años	1.7	5%	14%
						Esc. Medio 1VPI 10 años	2.2	6%	16%
						Esc. Alto 1VPI 8 años	2.6	7%	17%
3	7 puntos invertido	2	16.066	2.6	16%	Esc. bajo 1VPI 15 años	1.8	11%	27%
						Esc. Medio 1VPI 10 años	2.1	13%	29%
						Esc. Alto 1VPI 8 años	2.3	14%	30%
4	7 puntos invertido	1 y 2	38.770	6	15%	Esc. bajo 1VPI 15 años	2.2	6%	21%
						Esc. Medio 1VPI 10 años	2.9	7%	23%
						Esc. Alto 1VPI 8 años	3.3	9%	24%

Nota: resultados de simulación analítica por arreglo y escenario de inyección.

La tabla anterior permite identificar que el modelo de 7 puntos invertidos con inyección en la formación 2 es el más apropiado en términos de factor de recobro incremental por inyección de agua. Tanto el escenario bajo, medio y alto exhiben valores favorables de factor de recobro, ubicándose en el rango de 11 a 14%. Al analizar con mayor detalle las posibles causas de este resultado se vislumbran algunas como:

- La formación 2 presenta mejores relaciones de movilidad respecto de la formación 1
- El arreglo de 7 puntos invertidos favorece el barrido areal y así se logra un mayor efecto del agua inyectada
- Asumiendo que la inyección de agua tiene efecto exclusivamente en pozos productores de primera línea, entonces el arreglo de 7 puntos invertidos presenta más pozos (14 productores) influenciados por la inyección que el arreglo de 5 puntos invertidos (9 pozos productores)
- El estimado de distribución de producción por formación/capa tiene influencia directa en el volumen remante que será afectado por la inyección de agua, en otras palabras, el hecho que la formación 1 tenga mejores propiedades petrofísicas le atribuirá mayor EUR por desarrollo primario, limitando así el incremental de esta formación por desarrollo secundario.

Los factores de recobro incrementales alcanzados por secundaria están dentro del rango esperado de acuerdo con los datos de casos reales discutidos en el numeral 2.3. No obstante, en la medida que se pueda disminuir la incertidumbre asociada a ciertos parámetros claves para simulación de inyección de agua, estos valores de volúmenes incrementales y factores de recobro estarán más acotados a la realidad del yacimiento. Otro aspecto clave es evaluar la economía para

cada uno de estos escenarios, pues se debe establecer si estos factores de recobro son rentables dado el alto volumen de agua que se debe inyectar para lograr desplazar entre 2 y 4 volúmenes porosos.

7. Conclusiones

Los parámetros de yacimiento y operacionales que influyen en la inyección de agua han sido estudiados por varios autores, sin embargo, no se encontraron criterios estandarizados que avalen o descarten el uso de la tecnología en crudos pesados. Las afirmaciones de cada autor en su gran mayoría provienen de experiencias de campo y/ análisis de laboratorio.

Si bien se existen campos de crudo pesado que demuestran altos factores de recobro (incluso $> 30\%$) mediante procesos de inyección de agua, es importante indagar acerca de la rentabilidad de cada uno de estos proyectos y entender si además de viabilidad técnica han logrado viabilidad económica.

La teoría convencional sugiere que la inyección de agua no aplica para crudos pesados por las desfavorables condiciones de movilidad, no obstante, se ha demostrado con casos de éxito (sin considerar rentabilidad) que esta tecnología si aplica aun cuando se tienen altas relaciones de movilidad agua petróleo.

Mediante los arreglos de 5 y 7 puntos invertidos y la inyección de agua por formación (inferior y superior) se determinó que el piloto con mayor eficiencia de recobro fue el de 7 puntos invertidos con inyección únicamente en las arenas inferiores (formación 2). Así mismo se evidenció que el factor de recobro total (primaria y secundaria con 30 años de iny.) están en los rangos esperados.

8. Recomendaciones

Obtención de núcleos que contemplen cobertura areal y vertical del yacimiento a fin de acotar incertidumbres en parámetros petrofísicos y tipo de roca, poder realizar pruebas de desplazamiento en laboratorio y validar las teorías de crudo pesado que el modelo analítico no logra reflejar.

Dado que muchas de las herramientas de screening actuales consideran principalmente teorías clásicas para inyección de agua en crudo liviano se sugiere incorporar los parámetros de selección referidos en este estudio dado que se enfocan en crudo pesado.

Dadas las condiciones de heterogeneidad vertical y el nivel de presiones por arena se recomienda el uso de sartas selectivas de inyección para lograr un barrido más homogéneo.

En la medida que se adquiera más información del yacimiento se recomienda realizar evaluación del área piloto mediante simulación numérica. Así mismo se requiere avanzar en el trabajo operacional de inyección interrumpida (pulsada) después del rompimiento, esto con el fin de hacer viable la acción de las fuerzas capilares y lograr mayores factores de recobro.

Se recomienda realizar análisis de rentabilidad a los casos simulados analíticamente para determinar viabilidad económica y así mismo indagar acerca de la rentabilidad que han presentado los distintos proyectos de inyección de agua en crudo pesado a nivel mundial. Para cualquier proyecto de inyección de agua en crudo pesado se debe trabajar fuertemente en la eficiencia de costos dado que se requieren altas cantidades agua y energía.

Referencias Bibliográficas

Adams, D.M., (August 1982). Experiences with Waterflooding Lloydminster Heavy-Oil Reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 1643 – 1650.

Ahmed, T. (2001), Reservoir Engineering Handbook, USA, Butterworth-Heinemann.

Alvarez, J.M., Sawatzky, R.P., y Moreno, R. (2014). Heavy-Oil Waterflooding: Back to the Future. *SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference*. Medellin, Colombia. 24-26.

Baker, R., (1997). Reservoir Management for Waterfloods. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 36, No.4.

Buckley S.E., y Leverett M.C. (1942). Mechanism of fluid displacements in sands. Transactions of the AIME (249): 107-116.

Dennis, B., (2008). Waterflooding Viscous Oil Reservoir. In *SPE Oil and Gas Technical Conference*. Mumbai, India.

Ghozali, M.N., (1998). Comparison Study of Late vs Early Water Flood. Annual Convention of the Indonesian Petroleum Association.

Gomez, A.H., y Perez, E.R. (2011). Comparación de métodos analíticos predictivos del comportamiento de producción en procesos de recuperación secundaria en un sector modelo aplicación campo colombiano. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*. Vol. 9 N° 2 - 5/12.

Gulick, K.E., y McCain, W.D. (1998). Waterflooding Heterogeneous Reservoirs: An Overview of Industry Experiences and Practices. SPE International petroleum Conference. Mexico.

Heavy Oil (2019) PetroWiki [versión electrónica]. http://petrowiki.org/Heavy_oil

INTERFACES S.A. (2011). Manual de Instrucciones y Operación de la herramienta SAHARA. Buenos Aires, Argentina.

Mai, A. (2008). Mechanisms of heavy oil recovery by low rate waterflooding. Calgary. Canada

Mai, A. y Kantzas, A., (2009). Heavy Oil Waterflooding: Effects of Flow Rate and Oil Viscosity. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 42-49.

Miller, K.A., (2006). Improving the State of the Art of Western Canadian Heavy Oil Waterflood Technology. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 45(4).

Muñoz, S. (2017). Ingeniería de yacimientos. Colombia.

Pawelek J., y Chorney, M. (1966). Waterflood Behaviour of the Low-Gravity Wainwright Pool. *Journal of Canadian Petroleum Technology*.

Peters, E.J. y Flock, D.L., (1981). The Onset of Instability During Two-Phase Immiscible Displacement in Porous Media; *SPE Journal*, Vol. 21, No. 2, pp. 249-258.

RAZA, S., (2005), Waterflooding A to Z, *Petroskills course*, Calgary, AB, Canada.

Renouf, G., (2007). Do Heavy and Medium Oil Waterfloods Differ?. *Presented at the Canadian International Petroleum Conference*, Calgary, AB, Canada.

Renouf, G., Sheidaei, M., Gebhardt, K, E., y Soveran, D., (2004). Heavy Oil Waterflooding Scoping Study, Petroleum Research Technology Center. Saskatchewan Research Council. Energy Division. P-110-648-C-04.

Shi, H., Jepson, P., y Rhyne, D. (2003). Segregated Modeling of Oil-Water Flows. *SPE Annual Technical Conference*. Denver, USA.

Smith, J., y Cobb, W., (2004), Waterflooding, Advanced Waterflooding Course, *SPE Canadian Section*, Calgary, AB, Canada.

Thakur, G., y Satter, A., (Ed.). (1998). *Integrated Waterflood Asset Management*. Oklahoma, USA: PennWell.

Vittoratos, S., (2011). Optimal Voidage Replacement Ratio for Communicating Heavy Oil Waterflood Wells. *SPE Heavy Oil Conference*. Kuwait.

Wu, C.H., Laughlin, B.A., y Jardon, M. (1989). Infill Drilling Enhances Waterflood Recovery. *JPT*. 1088-1095.

Yanko, T., (1989). Submission in Support Application for Pilot Waterflood Evesham McLaren Sand Pool Sections. Saskatchewan Oil and Gas Corporation. 1-40-27 W3M and 6-40-26 W3M.