

**Factibilidad técnica de la implementación de un método químico de recuperación mejorada
en un campo maduro sometido a inyección de agua**

Ronald Mauricio Roa Beltrán

**Monografía de Grado presentada como requisito para optar el título de Especialista en
Ingeniería de Yacimientos**

Director

Juan Manuel Montoya Moreno

Magister en ciencias e ingenierías de petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería De Petróleos

Especialización en Ingeniería De Yacimientos

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A Dios todo poderoso, a mi esposa Mirleyi,
a mis hijos Samuel y Sarahi Sofía motores de mi vida,
a mi madre Luz Dary, a mis hermanos.

Agradecimientos

Expreso mis agradecimientos a todas las personas y organizaciones que de una u otra forma hicieron posible la realización de este trabajo, principalmente a:

A CNOOC Petroleum Colombia Ltd por el apoyo económico, disposición de la información y flexibilidad de tiempo, en especial a Juan Manuel Acosta, Elvira Pureza Gómez y Maria Fernanda Rendón.

Al ingeniero Juan Manuel Montoya, por su oportuna colaboración.

A la Dra. Maika Gambús, por todo el soporte requerido durante el proceso de realización de la especialización.

A la Universidad Industrial de Santander.

A CMG en especial al Ing. Victor Salazar y su equipo de trabajo que estuvieron siempre disponibles para el soporte técnico requerido.

Contenido

	Pág.
Introducción	19
1. Objetivos	20
1.1 Objetivo General.....	20
1.2 Objetivos Específicos.....	20
2. Cuerpo del Trabajo	21
2.1 Marco Referencial.....	21
2.1.1 Antecedentes Investigativos.....	21
2.2 Marco Teórico-Conceptual	25
2.2.1 Recuperación Primaria.....	25
2.2.2 Recuperación Secundaria.....	26
2.2.3 Recuperación Terciaria.	26
2.2.4 Recuperación Mejorada.	28
2.2.5 Métodos de Recuperación Mejorada.	28
2.2.5.1 Métodos Térmicos.	28
2.2.5.2 Métodos Químicos.....	29
2.2.6 Control de Movilidad.....	29
2.2.7 Polímeros.	31
2.2.7.1 Tipos de Polímeros.	32

2.2.7.1.1 Poliacrilamida hidrolizada (Hydrolyzed Polyacrylamide).....	34
2.2.7.1.2 Xanthan Gum.	35
2.2.7.2 Inyección de Polímeros.....	36
2.2.7.3 Viscosidad de la Solución Polimérica.....	38
2.2.7.4 Efecto de Cizallamiento o en inglés “Shear Effect”.	38
2.2.7.5 Efecto de pH.	39
2.2.7.6 Viscosidad de polímero en el medio poroso.	39
2.2.7.7 Retención de polímero.	40
2.2.7.8 Inaccesible volumen poroso.....	40
2.2.7.9 Reducción de Permeabilidad.....	41
2.3 Marco Práctico	41
2.3.1 Localización del Campo.	41
2.3.2 Geología General del Campo.....	42
2.3.3 Estratigrafía y Evolución Geológica.....	44
2.3.4 Geología Estructural y Trampa.....	47
2.3.5 Geología del Petróleo.....	47
2.3.5.1 Roca Generadora.....	47
2.3.5.2 Roca Yacimiento.....	51
2.3.5.3 Roca Sello.	52
2.3.6 Ingeniería de Yacimientos.	52
2.3.6.1 Descripción del Yacimiento.....	53
2.3.6.2 Historia de producción e Inyección de Agua del campo.	55
2.3.6.3 Estado actual de los pozos.	57

2.3.6.4 Descripción Bloque Norte.....	59
3. Metodología.	62
3.1 Simulación Numérica de Yacimientos.....	62
3.1.1 Selección del Simulador.	63
3.1.2 Descripción del Modelo Numérico del Campo	65
3.1.2.1 Enmallado – Grid.....	65
3.1.2.2 Capas – Layering.	66
3.1.2.3 Modelo de Facies.	67
3.1.2.4 Regiones de Equilibrio.....	68
3.1.2.5 Permeabilidad Vertical.....	70
3.1.2.6 Saturación de Agua Irreducible.	70
3.1.2.7 Permeabilidad Relativa.	71
3.1.2.8 Contactos e Inicialización con Capa de Gas.	71
3.1.2.9 Ajuste Histórico.	72
3.1.2.10 Ajuste de presión.....	72
3.1.2.11 Ajuste de Fluidos.	73
3.1.3 Sector Modelo.....	74
3.1.4 Polímero Utilizado.	75
3.1.5 Descripción del pozo Inyector Seleccionado para inyección del polímero.	79
3.1.6 Descripción de los casos y resultados.....	80
3.1.6.1 Inyección de polímero con la misma concentración por arena para diferentes tasas de inyección.	80
3.1.6.1.1 Un año de inyección del polímero.	81

3.1.6.1.2 Dos años de inyección del polímero.	96
3.1.6.1.3 Cuatro años de inyección del polímero.	106
3.1.6.2 Inyección de polímero con diferente concentración por arena a una tasa de inyección constante.	110
3.1.6.2.1 Un año de inyección de polímero.	111
3.1.6.2.2 Dos años de inyección de polímero.	115
3.1.6.2.3 Cuatro años de inyección de polímero.	119
3.1.7 Estrategia de Implementación.	126
4. Conclusiones	128
5. Recomendaciones	129
Referencias Bibliográficas	130

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Schematic of macroscopic displacement efficiency improvement by polymer flooding (b) over waterflooding (a). Source: Courtesy of Surtek, a chemical EOR service company in Golden, Colorado.	30
<i>Figura 2.</i> Estructura química de la poliacrilamida hidrolizada (HPAM).	34
<i>Figura 3.</i> Estructura de un biopolímero de xanthan.	35
<i>Figura 4.</i> Esquema de un proceso de inyección de polímero.	37
<i>Figura 5</i> Efecto alcalino sobre la viscosidad de la solución HPAM.	39
<i>Figura 6</i> Localización geográfica del campo maduro. CNOOC Petroleum Colombia Ltd.	42
<i>Figura 7.</i> Mapa estructural generalizado de la Sub-cuenca de Girardot.	43
<i>Figura 8</i> Mapa geológico del Bloque en el que se encuentra el campo maduro. CNOOC Petroleum Colombia Ltd.....	44
<i>Figura 9</i> Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca VSM.	46
<i>Figura 10</i> Datos geoquímicos del pozo P-1. Nota: T 48	48
<i>Figura 11</i> Tipo de Kerógeno para los pozos del campo.	49
<i>Figura 12</i> Diagrama de madurez versus profundidad para el pozo P-1.	50
<i>Figura 13</i> Diagrama de generación y expulsión para el Grupo Villeta en el campo maduro. Bloque Inferior de la Falla de Boquerón.....	51
<i>Figura 14</i> Curva de permeabilidades relativas de las arenas inferiores.	54

<i>Figura 15</i> Historia de producción e inyección del campo.	57
<i>Figura 16.</i> Mapa estructural del campo.....	58
<i>Figura 17</i> Mapa Estructural del bloque Norte al tope de las arenas inferiores. Modelo Sahara..	59
<i>Figura 18</i> Historia de producción e inyección del campo.	60
<i>Figura 19</i> Completamiento típico de un pozo inyector.	61
<i>Figura 20</i> Modelo Campo Maduro. Computer Modeling Group.	66
<i>Figura 21</i> Modelo de Facies Campo Maduro. Computer Modeling Group.	68
<i>Figura 22.</i> Zonas de equilibrio del Campo. Computer Modeling Group	70
<i>Figura 23.</i> Datos MDT del Campo para las Areniscas Inferiores.	71
<i>Figura 24</i> Ajuste histórico de presión del bloque norte.	73
<i>Figura 25.</i> Ajuste de fluidos bloque norte. Computer Modeling Group.	74
<i>Figura 26</i> Sector modelo del bloque norte del campo en estudio. Computer Modeling Group...	75
<i>Figura 27</i> Nivel de Absorción Vs. Concentración del Polímero. Computer modeling group.	77
<i>Figura 28.</i> Nivel de Absorción Vs. Permeabilidad. Computer modeling group.	78
<i>Figura 29.</i> Volumen de poro accesible Vs. Permeabilidad. Computer modeling group.....	78
<i>Figura 30.</i> Posición estructural del pozo BN-87 en una línea sísmica. CNOOC Petroleum Colombia Ltd.	79
<i>Figura 31.</i> Resultados Corridas bases a 3 tasas de inyección de agua. Computer Modeling Group.	83
<i>Figura 32</i> Resultados Caso 1 para un año de inyección de polímero. Computer Modeling Group.	84
<i>Figura 33</i> Resultados Caso 1.1 Producción de Aceite. Computer Modeling Group.....	85
<i>Figura 34.</i> Relación RAP Vs, Np. Casos 1 para un tiempo de inyección de un año.....	86

<i>Figura 35. Resultados Corrida Caso 1 Pozo BN-077. Computer Modeling Group.</i>	87
<i>Figura 37. Resultados Caso 2 para un año de inyección de polímero. Computer Modeling Group.</i>	88
<i>Figura 38 Resultados Caso 2 Producción de Aceite. Computer Modeling Group.</i>	89
<i>Figura 39 Resultados Caso 3 para un año de inyección de polímero. Computer Modeling Group.</i>	90
<i>Figura 40. Resultados Caso 3 Producción de Aceite. Computer Modeling Group.</i>	91
<i>Figura 41. Relación RAP Vs, Np. Casos 3 para un tiempo de inyección de un año.</i>	92
<i>Figura 42 Resultados Aceite Incremental de los Casos 1, 2 y 3 para un periodo de inyección de polímero de un año.</i>	94
<i>Figura 43 Resultados Reducción de agua de los Casos 1, 2 y 3 para un periodo de inyección de polímero de un año.</i>	95
<i>Figura 44. Relación volumen de aceite incremental por libre de polímero inyectado.</i>	96
<i>Figura 45 Resultados Caso 1 para dos años de inyección de polímero. Computer Modeling Group.</i>	97
<i>Figura 46. Comparación resultados Caso 1 un año versus dos años de inyección de polímero. Computer Modeling Group.</i>	98
<i>Figura 47 Resultados Caso 2 para dos años de inyección de polímero. Computer Modeling Group.</i>	99
<i>Figura 48 Comparación resultados Caso 2 un año versus dos años de inyección de polímero. Computer Modeling Group.</i>	100
<i>Figura 49 Resultados Caso 3 para un año de inyección de polímero. Computer Modeling Group.</i>	101

Figura 50 Comparación resultados Caso 2 un año versus dos años de inyección de polímero.

Computer Modeling Group..... 102

Figura 51. Resultados Aceite Incremental de los Casos 1, 2 y 3 para un periodo de inyección de polímero de dos años..... 105

Figura 52 Resultados Reducción de agua de los Casos 1, 2 y 3 para un periodo de inyección de polímero de dos años..... 105

Figura 53 Relación volumen de aceite incremental por libre de polímero inyectado..... 106

Figura 54 Resultados Aceite Incremental de los Casos 1, 2 y 3 para un periodo de inyección de polímero de cuatro años. 108

Figura 55 Resultados Reducción de agua de los Casos 1, 2 y 3 para un periodo de inyección de polímero de cuatro años. 109

Figura 56. Relación volumen de aceite incremental por libre de polímero inyectado, cuatro años de inyección..... 110

Figura 57. Resultados Caso 2.4 al 2.9 para un año de inyección de polímero. Computer Modeling Group..... 112

Figura 58. Resultados producción de aceite Caso 2.4 al 2.9 para un año de inyección de polímero. Computer Modeling Group. 112

Figura 59. Resultados Caso 2.4 al 2.9 para un año de inyección de polímero..... 114

Figura 60. Relación volumen de aceite incremental por libre de polímero inyectado..... 115

Figura 61. Resultados Caso 2.4 al 2.9 para dos años de inyección de polímero. Computer Modeling Group..... 116

Figura 62. Resultados producción de aceite Caso 2.4 al 2.9 para dos años de inyección de polímero. Computer Modeling Group. 116

<i>Figura 63. Resultados Caso 2.4 al 2.9 para dos años de inyección de polímero.....</i>	<i>118</i>
<i>Figura 64. Relación volumen de aceite incremental por libre de polímero inyectado.....</i>	<i>119</i>
<i>Figura 65. Resultados Caso 2.4 al 2.9 para cuatro años de inyección de polímero. Computer Modeling Group.....</i>	<i>120</i>
<i>Figura 66. Resultados producción de aceite Caso 2.4 al 2.9 para cuatro años de inyección de polímero. Computer Modeling Group.</i>	<i>120</i>
<i>Figura 67. Resultados Caso 2.4 al 2.9 para dos años de inyección de polímero.....</i>	<i>122</i>
<i>Figura 68. Relación volumen de aceite incremental por libre de polímero inyectado.....</i>	<i>123</i>
<i>Figura 69. Propuesta Perforación pozo inyector para completar un patrón de siete puntos invertidos.....</i>	<i>127</i>

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Resumen de proyectos de EOR – Propiedades del Crudo y Características del Yacimiento</i>	23
Tabla 2. <i>Estructura de los polímeros y sus características</i>	33
Tabla 3. <i>Distribución porcentual de las litologías en las diferentes Formaciones</i>	52
Tabla 4. <i>Propiedades de rocas de corazones</i>	53
Tabla 5. <i>Propiedades de los fluidos</i>	54
Tabla 6. <i>Layering Campo Maduro</i>	67
Tabla 7. <i>Agrupación para carga al modelo de facies del campo</i>	67
Tabla 8. <i>Zonas de Equilibrio del Campo</i>	69
Tabla 9. <i>Absorción del Polímero</i>	76
Tabla 10. <i>Permeabilidad del Polímero</i>	77
Tabla 11. <i>Detalle Características casos evaluados 1 año</i>	81
Tabla 12. <i>Resultados Casos Bases a Diferentes Volúmenes de inyección de agua</i>	84
Tabla 13. <i>Resultados Caso 1 para un año de inyección</i>	88
Tabla 14. <i>Resultados Caso 2 para un año de inyección</i>	90
Tabla 15. <i>Resultados Caso 3 para un año de inyección</i>	92
Tabla 16. <i>Resumen de los resultados de los Casos 1, 2 y 3 para un periodo de inyección de polímero de un año</i>	93

Tabla 17. Resultados Caso 1 para dos años de inyección.....	98
Tabla 18. Resultados Caso 2 para dos años de inyección.....	100
Tabla 19. Resultados Caso 3 para dos años de inyección.....	103
Tabla 20. Resumen de los resultados de los Casos 1, 2 y 3 para un periodo de inyección de polímero de dos años.	103
Tabla 21. Resultados Casos 1, 2 y 3 para un periodo de inyección de polímero de cuatro años.	107
Tabla 22. Detalle Características Caso 2.4 a 2.9.....	111
Tabla 23. Resultados Caso 2.4 al 2.9 para un año de inyección de polímero.....	113
Tabla 24. Resultados Caso 2.4 al 2.9 para dos años de inyección de polímero.....	117
Tabla 25. Resultados Caso 2.4 al 2.9 para cuatro años de inyección de polímero.....	121
Tabla 26. Datos Entrada Modelo Económico.....	124
Tabla 27. Resultados económicos para los escenarios de inyección de 4 años.	125
Tabla 28. Resultados económicos para los escenarios de inyección de 4 años para la metodología dos.	126

Resumen

Título: Factibilidad técnica de la implementación de un método químico de recuperación mejorada en un campo maduro sometido a inyección de agua*.

Autor: Ronald Mauricio Roa Beltrán**

Palabras Claves: Campo maduro, simulación numérica, recobro mejorado, polímero, inyección de agua.

Descripción:

En este trabajo se evalúan dos estrategias para determinar los parámetros de volumen, concentración y tiempo de inyección de un polímero en un campo maduro sometido a inyección de agua, y que tiene un contraste de permeabilidades entre dos arenas evaluadas con el fin de buscar el mayor incremental de aceite. La herramienta utilizada fue la simulación numérica de yacimiento. La primera estrategia nombrada como *Inyección de polímero con la misma concentración por arena para diferentes tasas de inyección*, contempla la evaluación de tres concentraciones diferentes para tres volúmenes de inyección de polímero constante. La concentración va a ser la misma en ambas arenas. Se definieron tres tiempos de inyección: uno, dos, y cuatro años. Para la segunda estrategia nombrada como *Inyección de polímero con diferente concentración por arena a una tasa de inyección constante*, se escoge el caso que presenta los mayores incrementales de aceite y se evalúa la inyección selectiva del mismo polímero a tasas constantes, pero con diferentes concentraciones por cada arena. Los tiempos evaluados también son de uno, dos y cuatro años.

Finalmente, para poder determinar los mejores parámetros del polímero inyectado que haya generado el mejor incremental de aceite, se lleva a cabo un análisis económico simple que permita tomar dicha decisión.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas Escuela de Ingeniería De Petróleos Especialización en Ingeniería De Yacimientos Director Juan Manuel Montoya Moreno Magister en ciencias e ingenierías de petróleos

Summary

Title: Technical feasibility of the implementation of a chemical recovery method improved in a mature field subjected to water injection*.

Author: Ronald Mauricio Roa Beltrán**

Keywords: mature field, numerical simulation, enhance recovery, polymer, water injection,

Description:

In this work, two strategies are being evaluated to determine the volume parameters, the concentration and the period of injection of a polymer in a mature field subjected to water injection. It also has a contrast of permeabilities between two evaluated sands to seek the best incremental oil. The tool used was the reservoir numerical simulation. The first strategy named as *Polymer injection with the same concentration by sand for different injection rates*, contemplates the evaluation of three different concentrations for three constant polymer injection volumes. The concentration will be the same one in both sands. Three injection periods were defined: one, two and four years. For the second strategy named as *Polymer injection with different concentration by sand at a constant injection rate*, the case that presents the best incremental of oil is chosen and the selective injection is evaluated from the same polymer at constant rates but different concentrations for each sand. The evaluated periods are also the same: one, two and four years.

Finally, a simple economic analysis is carried out to make such decision as to determine the best parameters of the injected polymer that has generated the best incremental oil.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas Escuela de Ingeniería De Petróleos Especialización en Ingeniería De Yacimientos Director Juan Manuel Montoya Moreno Magister en ciencias e ingenierías de petróleo

Introducción

La inyección de agua como método de recobro secundario, ha permitido incrementar el factor de recobro final esperado para el campo en estudio en alrededor de un 13% llegando a un valor final estimado de 22% mediante la aplicación de varias estrategias de optimización del proceso. A pesar de todas las estrategias llevadas a cabo por el operador del campo y continuando con el esquema actual de producción, se estaría dejando sin producir cerca del 70% de las reservas originales estimadas puesto que la inyección de agua no ha contactado zonas del yacimiento debido a factores como capas con variaciones de permeabilidades y espesor, además de la heterogeneidad misma del yacimiento, ya que el agua de inyección toma canales preferenciales de las zonas de altas permeabilidades dejando aceite atrás en zonas de menores permeabilidades.

El presente trabajo busca estudiar la facilidad técnica de implementación de un método químico de recobro mejorado como la inyección de polímero que permita incrementar la viscosidad del agua de inyección mejorando la relación de movilidad agua aceite y poder barrer reservas que aún no han sido contactadas, haciendo especial énfasis en dos arenas con un contraste de permeabilidad. Para poder dar solución o definir la factibilidad de la inyección de polímero, se utilizó como herramienta predictiva la simulación numérica de yacimientos mediante la cual se realizaron análisis de sensibilidad para determinar los parámetros óptimos de inyección del polímero mediante dos estrategias implementación, una con tasa constante de inyección a concentraciones constantes por las dos arenas definidas y una segunda variando la concentración por arena para tres tiempos diferentes.

Los resultados de este estudio pueden dar un indicio de posibles aplicaciones a nivel nacional en campo en los que, por la etapa de producción en la que se encuentran o por las variaciones de permeabilidades entre capas no se contemplaban la implementación de inyección de polímero como método de recobro mejorado.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Realizar un estudio de factibilidad técnica de implementación de un método químico de recuperación mejorada en un campo maduro sometido a inyección de agua.

1.2 Objetivos Específicos

- Realizar una revisión bibliográfica de aplicaciones y estudios relacionados con métodos químicos de recuperación mejorada realizados en campos sometidos a inyección de agua que presenten algunas propiedades similares a las del campo en estudio.
- Realizar un análisis de sensibilidad en un sector representativo del campo con arenas de diferentes permeabilidades utilizando como parámetros a variar el caudal de inyección y concentración del polímero validado mediante simulación numérica.

- Desarrollar una estrategia de implementación en un sector del campo teniendo en cuenta los resultados obtenidos con el análisis de sensibilidades realizadas y determinar el mejor escenario de incremento de reservas.

2. Cuerpo del Trabajo

2.1 Marco Referencial

2.1.1 Antecedentes Investigativos. La mayoría de la producción mundial de hidrocarburos proviene de campos maduros, por lo que el reemplazamiento de reservas es un factor clave para las compañías productoras y las entidades estatales, Alvarado & Manrique (2010).

Los métodos de recuperación mejorada entran a jugar un papel importante en el incremento del factor de recobro en campos maduros que han sido sometidos a un método de recuperación secundaria, cuando se han agotado las estrategias para mejorar su soporte de energía en el yacimiento, al igual que la respuesta de incremento de producción de aceite. Sin embargo, se debe tener especial cuidado a la hora de determinar cuál es el método más apropiado a ser implementado.

Este trabajo investigativo tiene como objetivo realizar un estudio de factibilidad de inyección de un polímero como método químico de recobro mejorado en un campo de crudo mediano sometido a inyección de agua desde el inicio de la vida productiva que presenta variaciones de permeabilidad en las diferentes capas del yacimiento, y que es considerado como parcialmente

fracturado, condición identificada mediante el análisis de corazones y registros de imágenes de pozos. A continuación, se describen algunos de los aportes más representativos reportados en la literatura, relacionados con casos exitosos de inyección de polímeros en reservorios que presentaban algunas características adversas a la inyección de polímeros y que no permitían que la implementación de estos métodos obtuviera resultados positivos.

Al-Adasani, A., & Bai, B. (2010), realizaron una actualización de la metodología desarrollada por Taber et al. (1996) para la selección del método de recobro mejorado más apropiado en un yacimiento determinado, la cual, consiste en la ampliación de los rangos de selección mediante la inclusión de más de 633 proyectos de recobro mejorado implementados y publicados en la SPE y Oil & Gas Journal de 1999 al 2008. Clasifican los métodos de recobro mejorado en 5 principales categorías como son: base gas, base agua, térmica, y otras, y la combinación de tecnologías, además de revisar los nuevos desarrollos de tecnologías que han permitido la implementación de más métodos químicos de recuperación mejorada minimizando las limitaciones encontradas en cada método de EOR (Del inglés *Enhanced Oil Recovery*) propuesto por Taber et al. (1996). Como resultado, generaron unas distribuciones más amplias de las propiedades de los yacimientos permitiendo que algunos campos que se habían evaluado previamente para la implementación de un método de EOR y que no eran candidatos ya que no cumplían con los criterios de selección, ahora si presentan posibilidades de implementación de algunos de los métodos evaluados. Esta actualización al método propuesto por Taber et al. (1996) trae consigo la adición de rangos de porosidad y permeabilidad. En la tabla 1, se presentan los rangos del método actualizado.

Tabla 1.

Resumen de proyectos de EOR – Propiedades del Crudo y Características del Yacimiento

Propiedades del Crudo				Características del Yacimiento					
Método EOR	Gravedad (API)	Viscosidad (cP)	Porosidad (%)	Saturación de Aceite de Aceite (% VP)	Tipo de Formación	Permeabilidad (mD)	Espesor Neto	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
Inyección Miscible de Gas									
CO2	28[22]-45	35-0	3-37	15-89	Arenisca o	1.5-4500 Prom.	Rango	1500-13365	82-250 Prom
	Prom. 37	Prom.2.1	Prom.14.8	Prom. 46	Carbonatos	201.1	Amplio		136.6
Hidrocarburo	23-57	18000-0.04	4.25-45	30-98	Arenisca o	0.1-5000 Prom.	Delgado	4040[4000]-	85-329 Prom.
	Prom. 38.3	Prom. 286.1	Prom. 14.5	Prom. 71	Carbonatos	726.2	menos profundo	15900 Prom.8343.6	202.2
WAG	33-39	0.3-0 Prom.	11-24		Arenisca	130-1000	NC	7545-8887	194-253
	Prom. 35.6	18.3	Prom. 18.3			Prom. 1043.3	Prom. 8216.8	Prom.229.4	
Nitrógeno	38[35]-54	0.2-0 Prom.	7.5-14	0.76[0.4]-	Arenisca o	0.2-35	Delgado menos profundo	10000[6000]-	190-325
	Prom.47.6	0.07	Prom.11.2	0.8 Prom.0.78				18500 Prom.14633.3	Prom.266.6
Propiedades del Crudo				Características del Yacimiento					
Método EOR	Gravedad (API)	Viscosidad (cP)	Porosidad (%)	Saturación de Aceite de Aceite (% VP)	Tipo de Formación	Permeabilidad (mD)	Espesor Neto	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
Inyección Inmiscible de Gas									
Nitrógeno	16-54	18000-0	11-28	47-98.5	Arenisca	3-2800		1700-18500	82-325
	Prom.34.6	Prom.2256.8	Prom.19.46	Prom.71		Prom.1041.7		Prom.7914.2	Prom.173.1
CO2	11-35	592-0.6	17-32	42-78	Arenisca o	30-1000		1150-8500	82-198
	Prom.34.6		Prom.26.3	Prom.56	Carbonatos	Prom.217		Prom.3385	Prom.124
Hidrocarburo	22-48	4-0.25	5-22	75-83	Arenisca	40-1000		6000-7000	170-180
	Prom.35	Prom.2.1	Prom.13.5	Prom.79		Prom.520		Prom.6500	Prom.175
Hidrocarburo + WAG	9.3-41	16000-0.17	18-31.9	Prom. 88	Arenisca o	100-6600		2650-9199	131-267
	Prom.31	Prom.3948.2	Prom.25.09		Carbonatos	Prom.2392		Prom.7218.71	Prom.198.7
(Enhanced) Waterflooding									
Polímero	13-42.5	4000-0.4	10.4-33	34-82	Arenisca	1.8-5500	NC	700-9460	74-237.2
	Prom.26.5	Prom.123.2	Prom.22.5	Prom.64		Prom.834.1		Prom.4221.9	Prom.167
Alkaline Surfact Polymer (ASP)	23[20]-34[35]	6500-11	26-32	68[35]-74.8	Arenisca	596[10]-1520	NC	2723-	118[80]-
	Prom.32.6	Prom.875.8	Prom.26.6	Prom.73.7				3900[9000] Prom.2984.5	158[200] Prom.121.6
Surfactante/A	22-39	15.6-3	16-16.8	43.5-53	Arenisca	50-60 Prom.55	NC	625-5300	122-155
	Prom.31	Prom.9.3	Prom.16.4	Prom.48				Prom.2941.6	Prom.138.5

Propiedades del Crudo					Características del Yacimiento				
Método EOR	Gravedad (API)	Viscosidad (cP)	Porosidad (%)	Saturación de Aceite (% VP)	Tipo de Formación	Permeabilidad (mD)	Espesor Neto	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
Térmica / Mecánica									
Combustión	10-38	2770-1.4	14-35	50-94	Arenisca o	10-15000	[>10]	400-11300	64.4-230
	Prom.23.6	Prom.504.8	Prom.23.3	Prom.67	Carbonatos	Prom.1981.5		Prom.5569.6	Prom.175.5
Vapor	8-30	5E6-3	12-65	35-90	Arenisca	1-15000	[>20]	200-9000	10-350
	Prom.14.5	Prom.32971.3	Prom.32.2	Prom.66		Prom.2605.7		Prom.1643.6	Prom.105.8
Agua Caliente	12-25	8000-170	25-37	15-85	Arenisca	900-6000	-	500-2950	75-135
	Prom.18.6	Prom.2002	Prom.31.2	Prom.58.5		Prom.3346		Prom.1942	Prom.98.5
Surface Mining	[7]-[11]	[Zero cold flow]	[NC]	[>8wt% arena]	[Mineable tar Sand]	[NC]	[>10]	[>3:1 overburden to sand ratio]	[NC]
Microbial									
Microbial	12-33	8900-1.7	12-26	55-65	Arenisca	18-200	-	1572-3464	86-90
	Prom.26.6	Prom.2977.5	Prom.19	Prom.60		Prom.190		Prom.2445.3	Prom.88

Nota: Adaptado de Recent Developments and Updating Screening Criteria of Enhanced Oil Recovery Techniques: Al-Adasani, A., & Bai, B. (2010).

En este sentido, se abrieron las puertas para la implementación de algunos métodos químicos, como la inyección de polímeros en yacimientos heterogéneos con anisotropía en permeabilidad y patrones de pozos, donde la inyección no alcanzaría estas zonas.

Cheng, J. et al (2007) realizaron una evaluación de inyección de polímeros en arenas de baja permeabilidad y espesores en el campo Daquin de China. La inyección de polímeros había sido desarrollada y aplicada en el campo en yacimientos con alta permeabilidad y espesor por más de 10 años, logrando mejorar el recobro en más del 10% del OOIP (Del inglés, *Original Oil In Place*), pero su potencial había disminuido, por lo que se hacía necesaria su evaluación de implementación en yacimientos de menores propiedades de permeabilidad y espesor. Estos yacimientos presentan capas con permeabilidades muy bajas, cambios horizontales de facies con heterogeneidad horizontal y vertical. Desde el punto de vista de la relación de inyección y producción, la

conectividad de los canales con múltiples direcciones abarca tan solo un 20% del espesor total de la arena, mientras que los yacimientos de mejores propiedades llegan a alcanzar hasta un 64.4%.

De este modo, las tecnologías que habían sido implementadas a los yacimientos de mejores propiedades no aplicaban a los de menores, así que fue necesario adaptarlas a estas capas mediante pilotos de inyección, el concepto de ratas accesibles de inyección de polímero fue definido y diseñado especialmente para estos yacimientos. Durante 5 años, las pruebas de laboratorio realizadas demostraron que si era factible la implementación de inyección de polímero en estas capas. Al mezclarlo con inyección, demostraron que podría tener un incremento del 10% en el factor de recobro más alto que el de la inyección agua.

2.2 Marco Teórico-Conceptual

Existen tres periodos durante la vida de explotación de un yacimiento, la producción primaria, la producción secundaria y recuperación terciaria o recuperación secundaria mejorada, De Ferrer, M. P. (2001).

2.2.1 Recuperación Primaria. En este periodo, la producción depende de la energía natural del yacimiento. La energía natural varía desde la declinación de presión y acompañado de la liberación del gas disuelto hasta la expansión de la capa de gas, o el influjo de agua. En esta etapa de producción el elemento clave son “las fuerzas naturales”, Stosur, G. J (2003). El movimiento de los fluidos hacia los pozos productores se da debido a las diferencias de presiones presentes entre el yacimiento y el fondo del pozo.

Existen muchos casos, en los que la presión del yacimiento es más alta que la presión hidrostática del pozo permitiendo que los fluidos puedan ser producidos gracias a la energía del yacimiento. Pero con la continua producción, comienza la expansión de los fluidos del yacimiento, y la presión en consecuencia disminuye hasta llegar un punto en el que necesita un sistema de levantamiento hidráulico que ayude a su extracción. En ciertos casos, existen mecanismos dentro del yacimiento, como el influjo de un acuífero activo o la expansión de una capa de gas entre otros, que no permiten que la caída de presión sea tan acelerada, es decir, existe una compensación natural que mantiene la presión y a su vez una declinación de producción baja, Salager, J. L. (2005).

Los porcentajes de recuperación primaria del aceite original in situ pueden llegar a ser del 10-20%, aun así, estos valores pueden variar llegando a ser tan bajos como 5% o más altos de acuerdo al mecanismo de soporte que presente el yacimiento.

2.2.2 Recuperación Secundaria. Cuando la energía natural ha sido agotada, o es demasiado pequeña para llevar a cabo un recobro de hidrocarburo económico, se debe suministrar energía al yacimiento de manera que permita un recobro adicional manteniendo la presión. Usualmente lo que se inyecta es agua o gas. Este proceso depende principalmente de un desplazamiento físico que permita recuperar crudo adicional simulando el proceso natural de empuje por un influjo de agua o expansión de gas, Stosur, G. J (2003).

Los porcentajes de recuperación secundaria del aceite pueden llegar a ser del 15 al 40%.

2.2.3 Recuperación Terciaria. Cuando la recuperación secundaria ya no aporta la energía suficiente al yacimiento o cuando no se puede implementar algún método secundario que permita

mejorar la movilidad de los fluidos desde el yacimiento hacia los pozos productores, como es el caso de yacimientos de crudo extrapesados, energías suplementarias de diferentes clases permiten incrementar el recobro de aceite, Stosur, G. J (2003). Un mejoramiento en las condiciones del flujo de fluidos normalmente es inducido dentro del yacimiento mediante la adición de calor, interacción química entre el fluido inyectado y el aceite del yacimiento, transferencia de masa y/o cambiando las propiedades del aceite, además de los cambios generados en las fuerzas capilares e interfaciales entre el sistema roca-fluido, facilitando el movimiento del crudo a través del yacimiento, Stosur, G. J (2003).

Luego de las recuperaciones primaria y secundaria, en el yacimiento aún se encuentra cerca del 60-80% de crudo original in situ, Salager, J. L. (2005). Esto se debe a que la eficiencia de las recuperaciones primaria y secundaria está limitada a dos factores:

1. Al tamaño de los poros de la roca, donde el crudo alcanza una saturación lo suficientemente baja representada en forma de glóbulos discontinuos atrapados por las fuerzas capilares.
2. A las propiedades del yacimiento, ya que existen zonas en las cuales el fluido inyectado, durante la recuperación secundaria, no llega debido a las bajas permeabilidades.

Para poder producir estas reservas se necesita una energía complementaria adicional a las fuerzas físicas y naturales, que permitan una mejora en la eficiencia de desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares. Se puede hacer alusión de solventes miscibles con el crudo y la obtención de baja la tensión interfacial con soluciones surfactantes o soluciones alcalinas. Para mejorar la eficiencia de barrido se puede reducir la viscosidad del crudo mediante calentamiento, aumentar la viscosidad del agua con polímeros hidrosolubles, o taponar los caminos preferenciales por ejemplo con espumas.

Los procesos de recobro terciario generalmente son de tipo: térmico, químico, gas miscible y microbiano. También son referidos algunas veces como procesos de recobro mejorado, Stosur, G. J (2003).

2.2.4 Recuperación Mejorada. Es el recobro de aceite mediante la inyección de gases o químicos y/o energía térmica en el yacimiento, Sheng, J. (2010). El recobro morado no se restringe a una etapa en particular de la vida productiva de un yacimiento, como se definía anteriormente.

2.2.5 Métodos de Recuperación Mejorada. Recuperación mejorada se puede clasificar a cualquier método que se aplique o bien después de la recuperación secundaria por drenaje al agua o bien en lugar de los métodos convencionales de recuperación secundaria por inyección de agua, los cuales se dividen en dos grandes grupos como son: métodos térmicos y los métodos de inyección de agua con productos químicos.

2.2.5.1 Métodos Térmicos. Estos métodos consisten en inyectar energía térmica y agua al yacimiento, con el fin reducir la viscosidad del crudo lo que hace que tenga una mayor facilidad a fluir incrementando su movilidad hacia los pozos productores. Estos métodos se aplican principalmente para recuperación de crudos pesados y extra-pesados. Además de la viscosidad, los métodos térmicos también pueden cambiar otras propiedades del crudo como son: vaporización de fracciones livianas, cambio de mojabilidad de la roca, expansión de roca y fluidos.

Las principales tecnologías utilizadas en los métodos térmicos tenemos: inyección cíclica de vapor, inyección continua de vapor e inyección de aire o combustión in situ.

2.2.5.2 Métodos Químicos. Los métodos químicos ayudan a incrementar el recobro de aceite mediante la inyección de moléculas de cadena larga llamadas polímeros en el yacimiento para mejorar la eficiencia de la inyección de agua o también el uso de detergentes llamados surfactantes que permiten disminuir la tensión superficial que a menudo inhibe el flujo del crudo a través del reservorio.

Los métodos químicos o wáter-based EOR se pueden dividir en métodos alcalinos, surfactantes, polímeros, mis celares, agua de baja salinidad e imbibición, Al-Adasani, A., & Bai, B. (2010). Para efectos del presente trabajo, se va a hacer énfasis en la inyección de polímeros.

2.2.6 Control de Movilidad. Movilidad es la facilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento, Cobb, W., & James, S. (2001).

De modo que la movilidad se define como permeabilidad dividida por la viscosidad ecuación (1):

$$Movilidad = \frac{k}{\mu} \quad (1)$$

Para calcular las movilidades relativas de cada una de las fases presentes en un yacimiento como, agua, aceite, se debe reemplazar de la ecuación anterior, la permeabilidad relativa a cada fase dividida por la viscosidad correspondiente. Las unidades de las movilidades relativas son el inverso de la unidad de la viscosidad, por ejemplo, $(\text{mPa}\cdot\text{s})^{-1}$ o $(\text{cP})^{-1}$. La movilidad total sería la suma de las movilidades del agua y del aceite.

El control de movilidad es uno de los conceptos más importantes en cualquier proceso de recobro mejorado de aceite, este control puede ser obtenido mediante la inyección de químicos que permitan cambiar la viscosidad del fluido que desplaza, como el agua de inyección en un proyecto de inyección de agua y mejorar su eficiencia de barrido. La figura 1. Muestra un ejemplo

del mejoramiento de la eficiencia de desplazamiento a nivel macroscópico con la inyección de polímeros en un método de inyección de agua, o para reducir la permeabilidad relativa de un fluido en específico mediante la inyección de espumas, o incluso para modificar la mojabilidad de la roca. Sheng, J. (2010).

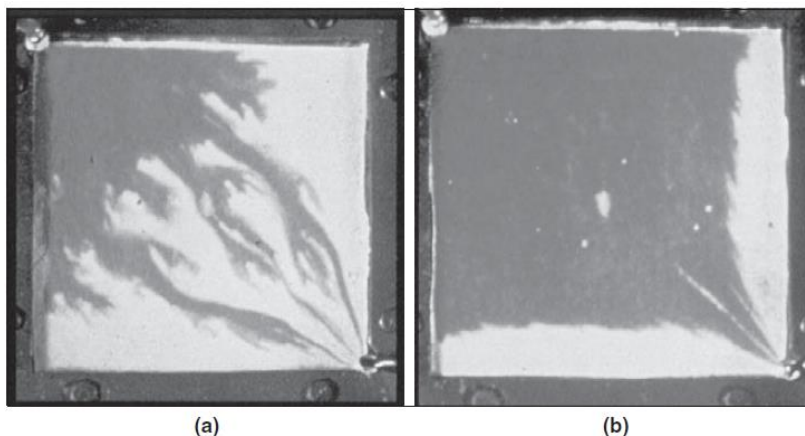


Figura 1. Tomado de Sheng, J. (2010). Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice. Gulf Professional Publishing. Schematic of macroscopic displacement efficiency improvement by polymer flooding (b) over waterflooding (a). Source: Courtesy of Surtek, a chemical EOR service company in Golden, Colorado.

Durante la inyección de agua existen principalmente dos fluidos el agua y el aceite, donde el agua es el fluido que desplaza y el aceite es el fluido desplazado, pero dependiendo de las viscosidades de cada uno se pueden generar un efecto llamado “*viscous fingering*”, que generalmente se da cuando estas viscosidades son de dimensiones diferentes. Es ideal que la movilidad del fluido desplazante sea igual o menor a la del fluido desplazado, sin embargo, esta condición normalmente no se da y el agua inyectada tiene una mayor movilidad que la del aceite.

El término de relación de movilidad (M_r), se define en términos de la permeabilidad efectiva y viscosidad del fluido desplazante y desplazado, involucrados en la inundación tal como se describe en la ecuación (2), Cobb, W., & James, S. (2001).:

$$M_r = \text{Relacion de Movilidad} = \frac{\text{movilidad fluido desplazante}}{\text{movilidad del fluido desplazado}} \quad (2)$$

La relación de movilidad es generalmente denominada como favorable o desfavorable dependiendo si es un valor mayor o menor que la unidad. Cuando $M_r = 1$, las movilidades del aceite y el agua son iguales, y presentan las mismas resistencias al flujo dentro del yacimientos. Cuando $M_r < 1$, el aceite fluye mejor que el agua y es fácil para el agua desplazar al aceite. Esta condición normalmente resulta en una eficiencia de barrido alta y a su vez un recobro de aceite alto. Por el contrario, cuando $M_r > 1$, el agua tiene una mayor velocidad que el aceite y la eficiencia de desplazamiento sobre el aceite es menor. En términos generales, la eficiencia de barrido, así como el recobro de aceite tienden a disminuir a medida que la relación de movilidad incrementa. Los valores más comunes de relación de movilidad encontrados en campo sometidos a inyección de agua son del orden del 2 a 5. Cobb, W., & James, S. (2001). Como es el caso del campo en estudio que presenta una relación de movilidad de 2.

2.2.7 Polímeros. Los polímeros son moléculas grandes y entidades químicas denominadas macromoléculas.

Las moléculas poliméricas son la especie química resultante cuando un gran número de entidades moleculares relativamente pequeñas y repetidoras, llamadas monómeros, se unen químicamente. El proceso químico de unir los monómeros y de formar las moléculas del polímero se refiere como el proceso de la reacción de la polimerización. Petro-wiki Fig. A. Polymers for conformance improvement.

Tal como se mencionó, el control de movilidad es la relación entre la movilidad entre fluido desplazante sobre la movilidad del fluido desplazado. De manera que, para mejorar el recobro de aceite, debemos mejorar la eficiencia de barrido, esto se puede lograr mediante la aplicación químicos en el agua inyectada, ayudando a incrementar la viscosidad del agua haciendo que aumente su viscosidad y por ende disminuya su movilidad, creando un empuje más uniforme sobre el aceite y así un mejor recobro.

2.2.7.1 Tipos de Polímeros. Los polímeros pueden ser de diferentes tipos dependiendo de sus propiedades y características, como la naturaleza o distribución de sus monómeros, la longitud y forma de su cadena, así, los polímeros se pueden clasificar según su naturaleza que pueden ser naturales o sintéticos, según estructura de la cadena como lineal, ramificado o entrecruzados, según el mecanismo de polimerización entre los que se tienen esta la condensación, adición, por etapa, o por reacción en cadena y por ultimo según la respuesta termo-mecánica que puede ser termoplástico o termo-estables.

Los dos tipos de polímeros comúnmente usados en recobros de aceite mejorado: polímeros sintéticos como la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) y los biopolímeros como el polímero de goma Xantana. Menormente usados son los polímeros naturales y sus derivados, tales como, la goma guar, el sodio carboximetilcelulosa, y el hidroxilo etilcelulosa (HEC).

En la tabla 2 se resumen las características de diferentes estructuras de polímeros.

Tabla 2.

Estructura de los polímeros y sus características

Estructura	Características	Ejemplo de Polímeros
– O – en la columna vertebral	Baja estabilidad termal, degradación a altas T, conveniente a <80°C	Polioxietileno, alginato del sodio, carboximetilcelulosa de sodio, HEC, goma xantana
Cadena de carbón en la columna vertebral	Buena estabilidad termal, no hay degradación severa a <110°C	Polivinílico, poliacrilato del sodio, poliacrilamida, HPAM
– COO – en grupo hidrofílico	Buen viscosificador, menor absorción en areniscas debido a repulsión entre los acoplamientos de cadenas, pero se precipita con Ca ²⁺ y Mg ²⁺ , menos estabilidad química.	Alginato del sodio, carboximetilcelulosa de sodio, HPAM, goma xantana
– OH o – CONH ₂ en grupo hidrofílico	Ninguna precipitación con Ca ²⁺ y Mg ²⁺ , buena estabilidad química, pero ninguna repulsión entre los acoplamientos de cadena, así menos polvo del viscosificante, alta adsorción debido al enlace del hidrógeno formado en rocas de la piedra arenisca	Polivinilo, HEC, poliacrilamida, HPAM

Nota: Adaptado de Sheng, J. (2010). Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice. Gulf Professional Publishing.

De la tabla 2 se puede decir que un buen polímero debería presentar las siguientes propiedades.

Sheng, J. (2010):

- No –O– en la columna vertebral (Cadena de oxígeno) para estabilidad termal.
- Grupo hidrofílico negativo iónico para reducir la adsorción sobre superficies rocosas.

- Buenas partículas viscosificantes.
- Grupo hidrofílico no iónico para la estabilidad química

2.2.7.1.1 Poliacrilamida hidrolizada (Hydrolyzed Polyacrylamide). Los tipos de polímeros HPAM son los más ampliamente usados en técnicas de EOR (Manrique et al., 2007), porque el HPAM tiene mejores ventajas en costos y tienen una mayor gama de producción. Wang et al. (2006) menciona que las soluciones HPAM exhiben mayores viscoelasticidades que las soluciones xanthan.

La poliacrilamida (PAM) adsorbe fuertemente en superficies minerales. Así, el polímero se hidroliza parcialmente para reducir la adsorción reaccionando PAM con una base, tal como el sodio o hidróxido de potasio o carbonato de sodio. Sheng, J. (Ed.). (2013). La hidrolisis convierte alguno de los grupos de amidas (CONH_2) a grupos de carboxilo (COO^-) tal como se ve en la Figura 2 estructura:

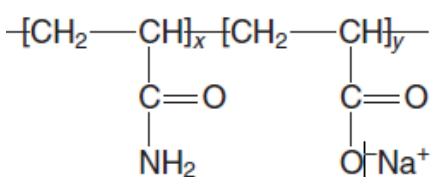


Figura 2. Estructura química de la poliacrilamida hidrolizada (HPAM). Tomado de Sheng, J. (2010). Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice. Gulf Professional Publishing.

El grado de hidrolisis es la fracción molar del grupo de amidas que son convertidas por hidrolisis. La hidrolisis de la poliacrilamida incluye cargas negativas en las columnas vertebrales de las cadenas de los polímeros que tienen un gran efecto en las propiedades reológicas de la

solución polimérica. En bajas salinidades, las cargas negativas de las columnas vertebrales del polímero se repelen y causan que las cadenas se estiren. Cuando un electrolito, como el NaCl, se añade a una solución polimérica, las fuerzas repulsivas están protegidas por una doble capa de electrolitos; así, el estiramiento se reduce.

2.2.7.1.2 Xanthan Gum. Otro tipo de polímero que también es usado a nivel de la industria del petróleo es el biopolímero xanthan gum cuya estructura molecular se encuentra en la Figura 3. Sheng, J. (2010).

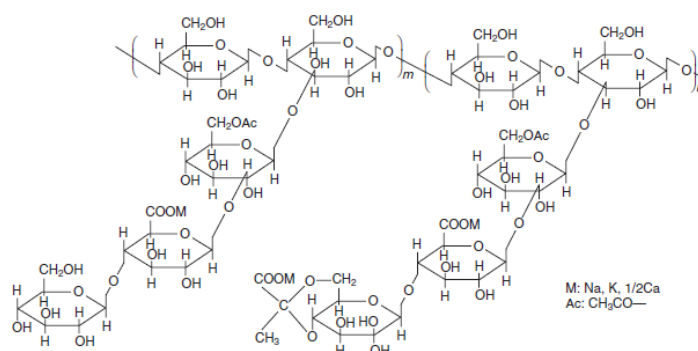


Figura 3. Estructura de un biopolímero de xanthan. Tomado de Sheng, J. (2010). Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice. Gulf Professional Publishing.

El polímero se comporta como una varilla semirrígida y es muy resistente la degradación mecánica. Los promedios reportados del peso molecular de este tipo de polímero se encuentran entre 1 – 15 millones. Green & Willhite (1998) mencionan que son suministrados como polvo seco o como una sopa concentrada. Generalmente, los copolímeros de la poliacrilamida son mucho más viscosos que el biopolímero del polisacárido en las concentraciones equivalentes en agua dulce, pero estos copolímeros son mucho más sensibles al agua salina que los biopolímeros. La

viscosidad de los copolímeros es menor que la de los biopolímeros en el agua salina (10.000 ppm TDS). Sheng, J. (2010). Una cierta pérdida de esquileo permanente de la viscosidad podía ocurrir para la poliacrilamida, pero no para el polisacárido en el pozo. Sin embargo, el factor de reducción de la permeabilidad residual de los polímeros de polisacárido es bajo (Luo et al., 2006).

2.2.7.2 Inyección de Polímeros. El objetivo principal de la inyección de polímeros es proveer un mejor desplazamiento y eficiencias volumétricas de barrido. Cuando se lleva a cabo un proceso de inyección de polímeros, un polímero de alto peso molecular y mejorador de la viscosidad es inyectado al agua para disminuir su movilidad incrementando la viscosidad por consiguiente mejora la eficiencia de barrido del agua inyectada. No obstante, el agregar polímeros al agua puede también impartir un componente secundario para reducción de permeabilidad de la formación por la absorción a las paredes de poros y obstruyendo la salida de poros, limitando el paso del agua y así el aceite puede pasar a través de nuevos caminos. Mojdeh Delshad (2013). Esta inyección en un proceso de inundación de agua que se aplica regularmente cuando la movilidad del agua es alta o en yacimientos que puede presentar variaciones de heterogeneidad. Este método además de controlar la movilidad también permite reducir el flujo del agua por zonas más permeables y crea un banco de aceite que será dirigido hacia los pozos productores. En la figura 4 se muestra un proceso de inyección de polímero.

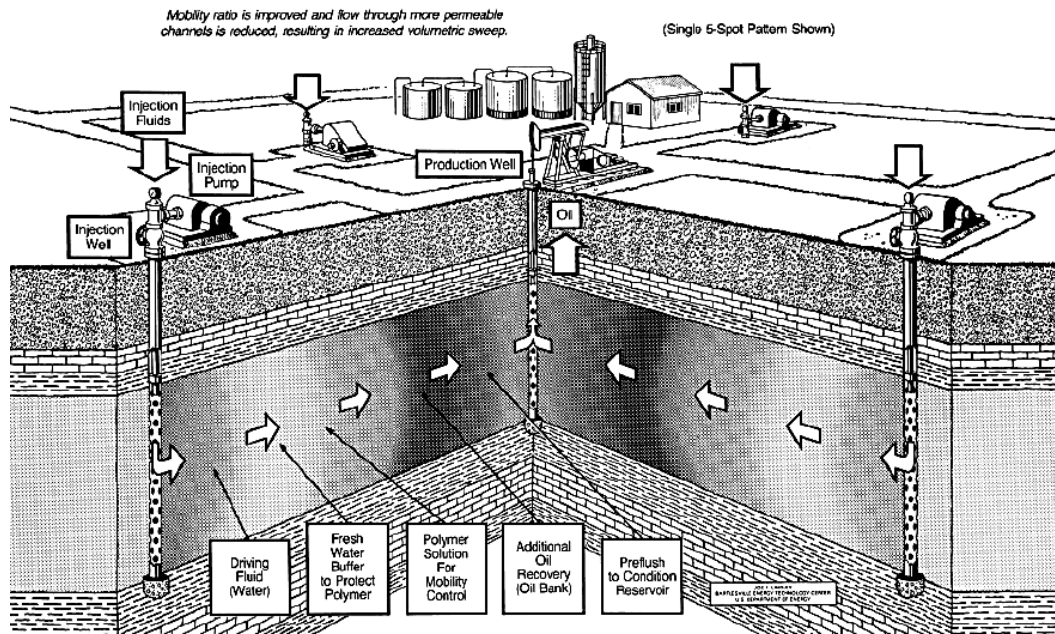


Figura 4. Esquema de un proceso de inyección de polímero. Tomado de Lake, L. W. (1989). Enhanced oil recovery. 314-353

Satter & Buchwalter (2008), mencionan que la inyección de polímeros mejora el factor de recobro de aceite al logra lo siguiente:

- Aumentando la viscosidad del agua.
- Disminuyendo la movilidad del agua.
- Poniendo en contacto un mayor volumen del reservorio.
- Reduciendo la movilidad de los fluidos inyectados para mejorar las eficiencias de barrido vertical y areal.

También mencionan que dentro de las limitaciones que se tienen se pueden destacar:

- Si las viscosidades del aceite son altas, se necesita una mayor concentración de polímero para lograr el control de movilidad deseado.
- Los resultados son normalmente mejores si la inundación del polímero se inicia antes de que la relación agua / aceite se vuelva excesivamente alta.

- Las arcillas aumentan la adsorción de polímeros.
- Algunas heterogeneidades son aceptables, pero para las inundaciones poliméricas convencionales, se deben evitar los depósitos con fracturas extensas. Si hay fracturas, las técnicas de polímero reticulado o gelificado pueden ser aplicables.

Y dentro de los problemas asociados se pueden incluir los siguientes:

- La inyectividad es menor que con el agua sola, y esto puede afectar negativamente la tasa de producción de petróleo en las primeras etapas de la inundación del polímero.
- Los polímeros de tipo acrilamida pierden viscosidad debido a la degradación por cizallamiento o aumentan la salinidad y los iones divalentes.
- Los polímeros de goma de xantano cuestan más, están sujetos a la degradación microbiana y tienen un mayor potencial para el taponamiento del pozo.

2.2.7.3 Viscosidad de la Solución Polimérica. La viscosidad es el parámetro más importante de una solución polimérica, especialmente en procesos de inyección de agua y se mide en cuanto grueso es el fluido.

2.2.7.4 Efecto de Cizallamiento o en inglés “Shear Effect”. La viscosidad de una solución polimérica es dependiente del cizallamiento, la cual puede ser definida con la ecuación (3):

$$\mu_p = K\dot{\gamma}^{(n-1)} \quad (3)$$

Donde K es el índice de consistencia de flujo, n es el índice de comportamiento del flujo, y $\dot{\gamma}$ es la tasa de cizallamiento. Sheng, J. (2013). A diferentes concentraciones, n cambia muy poco, pero k si cambia. Para un fluido newtoniano n=1 y k seria la constante de viscosidad, μ .

2.2.7.5 Efecto de pH. El pH afecta la hidrólisis. El pH aumentará cuando un álcali sea añadido. Al principio, la viscosidad del polímero puede aumentar debido a la hidrólisis. Sin embargo, la adición de un álcali dará lugar eventual a la disminución de la viscosidad HPAM porque el efecto de la sal del álcali es dominante comparado con el efecto del pH sobre la hidrólisis. Sheng, J. (2010). La figura 5 muestra un ejemplo.

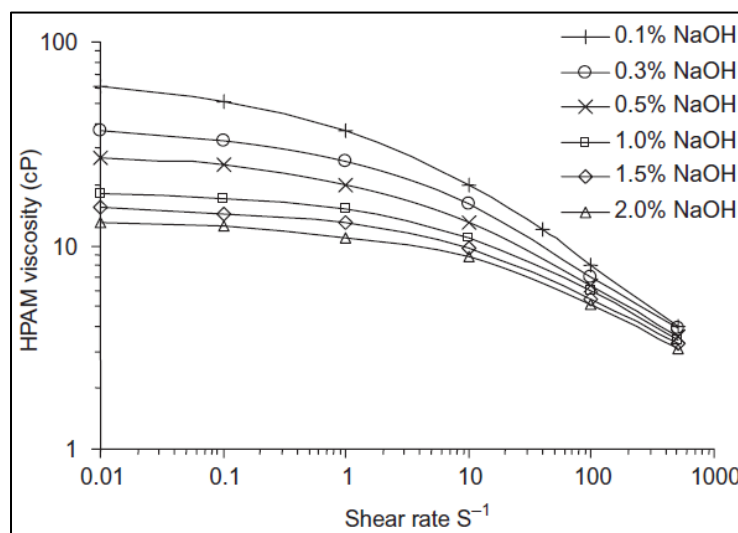


Figura 5 Efecto alcalino sobre la viscosidad de la solución HPAM. Tomado de Sheng, J. (Ed.). (2013). Enhanced oil recovery field case studies.

2.2.7.6 Viscosidad de polímero en el medio poroso. La viscosidad de una solución polimérica en el medio poroso no puede ser medida directamente así que solo podría ser medida utilizando la ecuación de Darcy siempre y cuando se lleve a cabo una prueba de inyectividad en un corazón. Teniendo en cuenta que la viscosidad de un polímero es fuertemente dependiente del cizallamiento se deben realizar varias pruebas de inyección en corazones para poder obtener la viscosidad a diferentes flujos (Ratas de corte). Sheng, J. (2011).

2.2.7.7 Retención de polímero. La retención de polímero juega un papel muy importante en la aplicabilidad de un proyecto de inyección de polímero tanto a nivel técnico como económico, ya que el recobro de aceite va a depender de la cantidad de polímero inyectado. Este recobro de aceite termina siendo inversamente proporcional a la retención de polímero en el medio poroso.

La retención de un polímero incrementa a medida que la permeabilidad disminuye, el peso molecular del polímero aumenta y que el contenido de arcilla en la formación aumenta. La retención de polímero deber ser calculada muy cuidadosamente antes de iniciar un proyecto de inyección de polímero mediante pruebas en laboratorios mediante inundaciones de corazones.

La retención de polímero en un yacimiento está afectada por tres mecanismos, ellos son; absorción, entrapamiento mecánico y retención hidrodinámica Dominguez & Willhite (1977). El atrapamiento mecánico se presenta cuando moléculas grandes de polímero fluyen a través de gargantas de poro relativamente pequeñas y la retención hidrodinámica no representa una mayor contribución a la retención total y puede llegar a ser ignorada en aplicaciones de campo debido a un flujo de velocidad lento. Estos dos mecanismos se presentan a través del flujo en el medio poroso. Por otro lado, la absorción es una propiedad fundamental del polímero sobre la superficie de la roca y es además el mecanismo más importante. La absorción está dada por la interacción que existe entre el polímero y la superficie de la roca ocasionando que las moléculas de polímero se unan a las paredes de roca por absorción física. Sheng, J. (2010).

2.2.7.8 Inaccesible volumen poroso. Cuando el tamaño de las moléculas del polímero es más grande que los poros en un medio poroso, estas no pueden fluir a través de los poros. El volumen de esos poros, los cuales no pueden ser accedidos por las moléculas del polímero es llamado volumen poroso inaccesible (IPV). Sheng, J. (2010). Debido a este fenómeno, el polímero barrerá

a través de un menor volumen poroso y por lo tanto le tomará menos tiempo al polímero para alcanzar el final de los poros más grandes al compararlo con un trazador químico inerte que se encuentre en la solución viscosa. Por otro lado, el avance del polímero será retrasado por la retención del polímero.

2.2.7.9 Reducción de Permeabilidad. La reducción de permeabilidad se da básicamente por el efecto de absorción y se puede definir como se presenta en la ecuación (4):

$$F_{kr} = \frac{\text{permeabilidad cuando fluye agua}}{\text{permeabilidad cuando fluye polímero}} = \frac{k_w}{k_p} \quad (4)$$

La reducción de permeabilidad es considerada como un proceso irreversible aun después de que la inyección de polímero se haya llevado a cabo y el yacimiento se encuentre en una etapa posterior a dicha inyección, la reducción de permeabilidad aún se mantiene, esto se conoce como factor de reducción de permeabilidad residual y puede ser definido tal como está descrito en la ecuación (5):

$$F_{krr} = \frac{\text{permeabilidad al agua antes del flujo de polímero}}{\text{permeabilidad al agua despues del flujo de polímero}} \quad (5)$$

Bondor et al, 1972, indican que, para poder representar estos cambios de permeabilidad en un simulador, lo que se debe hacer es modificar la viscosidad de la solución polimérica mediante el ajuste de F_{kr} así como F_{krr} para el ajuste de la viscosidad del agua después de la inyección de polímero, lo anterior debido a que la permeabilidad no se puede ajustar en el software.

2.3 Marco Práctico

2.3.1 Localización del Campo. El campo Maduro está localizado en la cuenca del valle superior del Magdalena en el departamento del Tolima municipio de Melgar a 100 kilómetros de

Bogotá, geográficamente se encuentra en la cordillera central a una altura de aproximadamente 1000 metros sobre el nivel del mar. Figura 6.

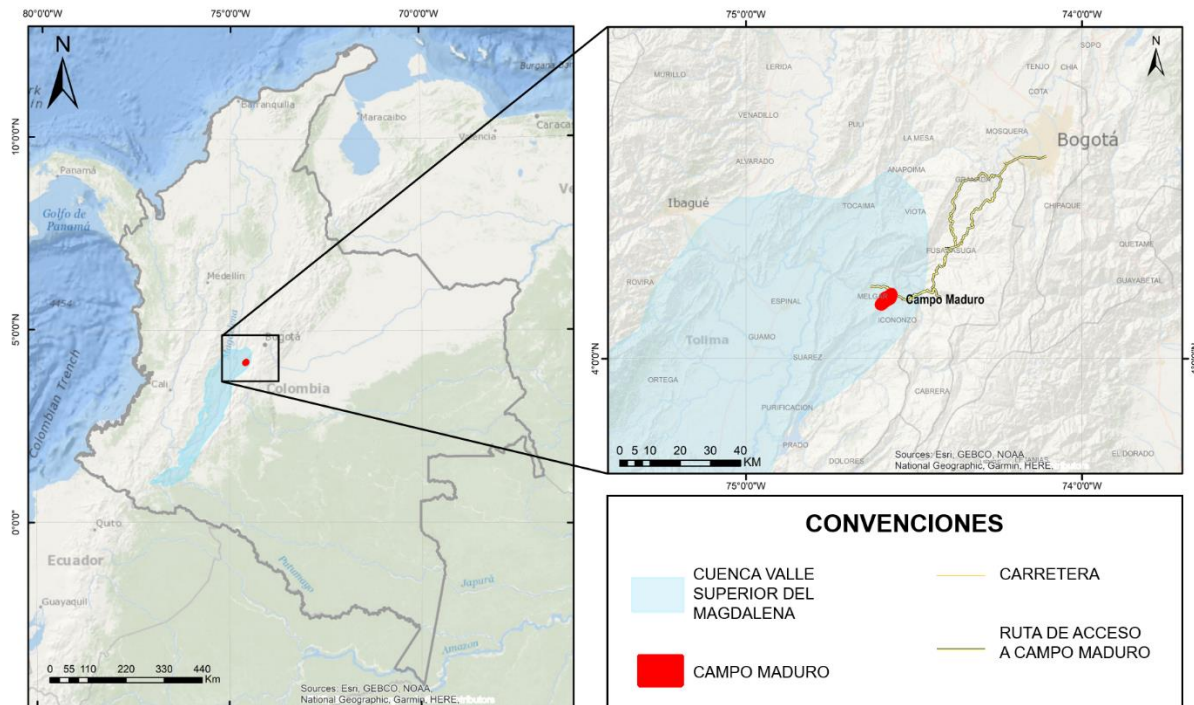


Figura 6 Localización geográfica del campo maduro. CNOOC Petroleum Colombia Ltd.

2.3.2 Geología General del Campo. El campo maduro se encuentra ubicado en la subcuenca de Girardot del Valle Superior del Magdalena, la cual se caracteriza por presentar sinclinales amplios de NNE a SSW y anticlinales en la misma dirección relacionados a fallas de cabalgamiento convergencia noroeste. Los límites de la subcuenca de Girardot se encuentran determinados de la siguiente manera; al norte por sistemas de fallas de Ibagué y Bituima, al oriente por el sistema de fallas Boquerón - Quinini, al sur por los altos de Natagaima y Patía y al occidente por el sistema de Falla de Calarma en el sector de Ortega Chaparral, tal como se observa en la Figura 7.

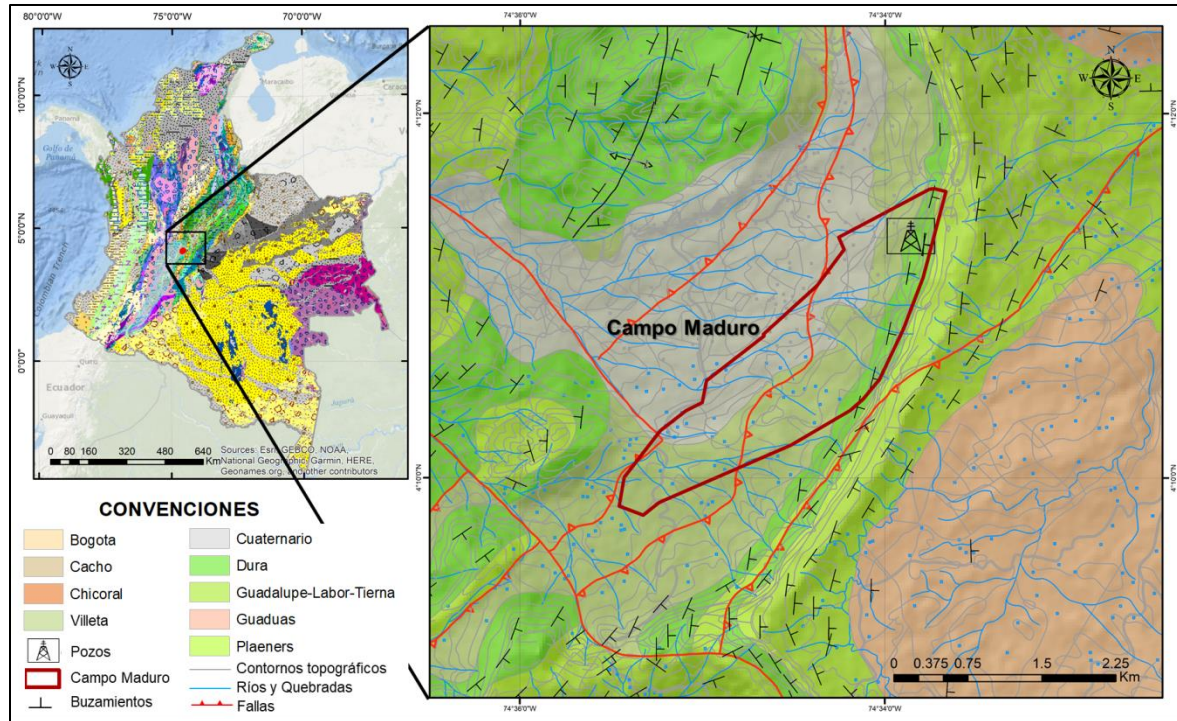


Figura 8 Mapa geológico del Bloque en el que se encuentra el campo maduro. CNOOC Petroleum Colombia Ltd

2.3.3 Estratigrafía y Evolución Geológica. La Formación Caballos de edad Aptiano – Albiano es la unidad más antigua perforada en áreas alrededor del bloque. Hacia el sur del VSM esta unidad está compuesta por dos cuerpos de areniscas separados por un nivel de margas, calizas e interposiciones de lodolitas. La arenisca inferior se depositó en un ambiente continental de corrientes entrecruzadas a meandriformes y la superior en un ambiente marino transicional. En total la Formación Caballos tiene un espesor muy variable, entre 150 y 1000 pies. Hacia el norte de la cuenca donde se localiza el Bloque, esta unidad muestra una variación facial importante, pasando a tener predominio de sedimentos finos sobre las areniscas, por lo tanto, las propiedades petrofísicas pasan de muy buenas al sur, en campos como San Francisco, Los Mangos y Toldado, con porosidades entre 15 y 20%, a muy pobres como en el caso del área del bloque del campo en

estudio. El pozo Estratigráfico-1, localizado al oriente del Bloque presentó porosidades menores a 5%.

La transgresión marina y la subsidencia de la cuenca continuó durante el Albiano Tardío hasta el Santoniano, buscando su máxima extensión cerca del límite entre el Turoniano y el Coniaciano, depositando durante este tiempo sedimentos muy ricos en materia orgánica como son las calizas de la Formación Tetuán, los shales de la Formación Bambucá y las lodolitas y calizas de la Formación La Luna. Esta última es considerada la principal roca generadora en la cuenca.

La posterior somerización trajo consigo el desarrollo de las facies arenosas marinas someras del Grupo Guadalupe en la sub-cuenca de Girardot.

La regresión marina de finales del Cretáceo y la consecuente progradación de la línea de costa, originaron la depositación de los sedimentos fluvio-deltáicos del Maastrichtiano Superior - Paleoceno que conforman la Formación Guaduas. Posteriormente, para el Eoceno temprano ocurrieron los primeros movimientos de la Orogenia Andina, que causaron la erosión de La Formación Guaduas en las partes más levantadas e incluso de los sedimentos del Cretáceo que también estuvieron expuestos.

Durante el Eoceno Temprano se produjo la colisión de las placas de Nazca y del Caribe con la placa de Sur América, ocasionando el desarrollo de estructuras de cabalgamiento que involucran el basamento en las márgenes occidental y oriental de la cordillera Central. En la margen oriental de la Cordillera Central se formó una cuenca donde hoy en día se encuentra el Valle del río Magdalena y se generaron cabalgamientos de vergencia este. Como resultado de estos levantamientos se originaron los depósitos continentales del Grupo Gualanday desde el Eoceno Tardío hasta el Oligoceno Tardío.

Entre el Mioceno Tardío y el Pleistoceno se presentó la segunda fase de la Orogenia Andina y la deformación se concentró en el área de la Cordillera Oriental, propiciando el levantamiento de esta. Este fue otro período de compresión en el cual se formaron nuevos cabalgamientos con vergencia al oeste los cuales corresponden al sistema de fallas del Boquerón y la posterior depositación de los sedimentos continentales del grupo Honda.

Durante el Plioceno se desarrollaron fallas transcurrentes con dirección NW-SE, que corresponden a los eventos tectónicos más recientes que afectan el área. Estas estructuras involucran basamento y desplazan los ejes de los pliegues y de las principales fallas. Figura 9.

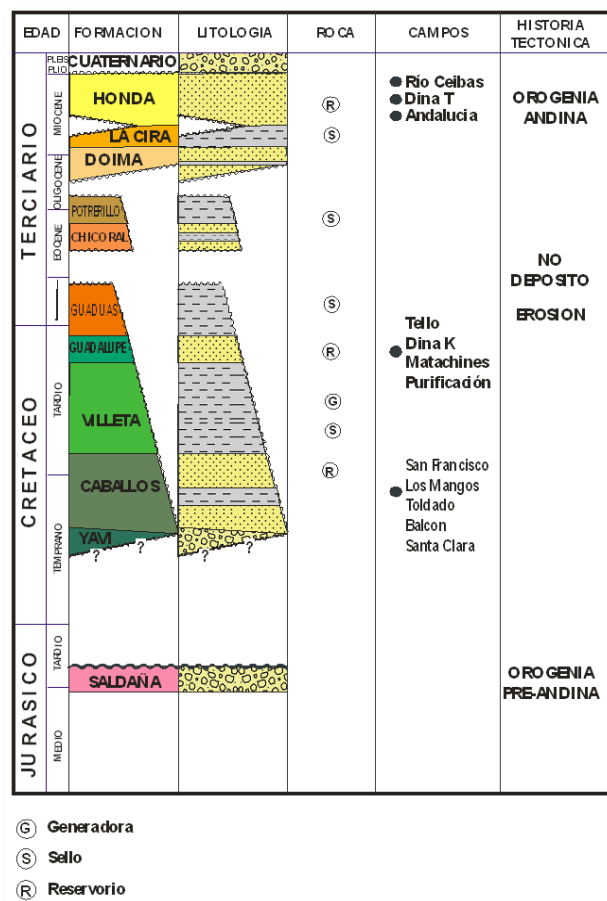


Figura 9 Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca VSM. Tomado del Operador del Campo.

2.3.4 Geología Estructural y Trampa. El estilo estructural de esta cuenca (VSM) se caracteriza por la presencia de cabalgamiento regionales que tienen un rumbo general NE-SW y marcan los límites oriental y occidental con las cordilleras Oriental y Central respectivamente. Estas fallas se desarrollaron durante la tectónica compresiva entre el Terciario Temprano y el tiempo reciente, a partir de planos de despegue localizadas dentro de las unidades más blandas e incompetentes de la cobertera sedimentaria, representados por shales del Grupo Villeta, cabalgando sobre fallas normales preexistentes que sufrieron inversión, originadas durante la tectónica distensiva entre el Paleozoico Tardío y Cretáceo Temprano Mojica, J., & Franco, R. (1990). La cuenca del Valle Superior del Magdalena está limitada con la cordillera Central por el sistema de fallas inversas de Calarma que tiene vergencia hacia el oriente y otro con vergencia opuesta, el sistema de fallas de Boquerón, que marca el límite con la cordillera Oriental y forman una zona triangular amplia con cabalgamientos que involucran basamento. La trampa estructural del campo en estudio es de tipo “subthrust”, y está formada por el sistema de cabalgamiento de escama delgada (*Thin skinned thrust system*) del Boquerón con vergencia hacia el occidente y rumbo NE-SW. En el campo la falla de Boquerón sobrepone los shales del Villeta sobre las arenas de la formación Guadalupe formando un sello efectivo al yacimiento, así como los shales del Guaduas sellan efectivamente la trampa en el bloque yacente.

2.3.5 Geología del Petróleo. A continuación, se describe el sistema petrolífero del campo.

2.3.5.1 Roca Generadora. Los shales ricos en materia orgánica del Grupo Villeta, principalmente de la formación La Luna, presentan todas las características geoquímicas favorables para la generación de hidrocarburos líquidos en el área del Campo, en la cual se cree

que existen por lo menos dos cocinas para generación, la primera en el sinclinal de Apicalá y la segunda en el sinclinal de Cunday.

De los análisis llevados a cabo en el pozo descubridor P-1 se ha indicado que los intervalos con valores de COT mayores a 1% y S2 mayor de cinco están localizados en el Grupo Villeta y en la Formación Plaeners (CHIN) del Grupo Guadalupe como se observa en la Figura 10, siendo entonces estos intervalos los de mayor potencial generador. Sin embargo, este pozo solo alcanzó el tope del Grupo Villeta, cuyo espesor es muy alto y normalmente se encuentra fallado y repetido. Un ejemplo es el pozo Apicalá-1, donde se interpreta la base a más de 12 pies. Los resultados de los análisis geoquímicos de los pozos del campo también indican que predominan los kerógenos tipo I y II, Figura 11.

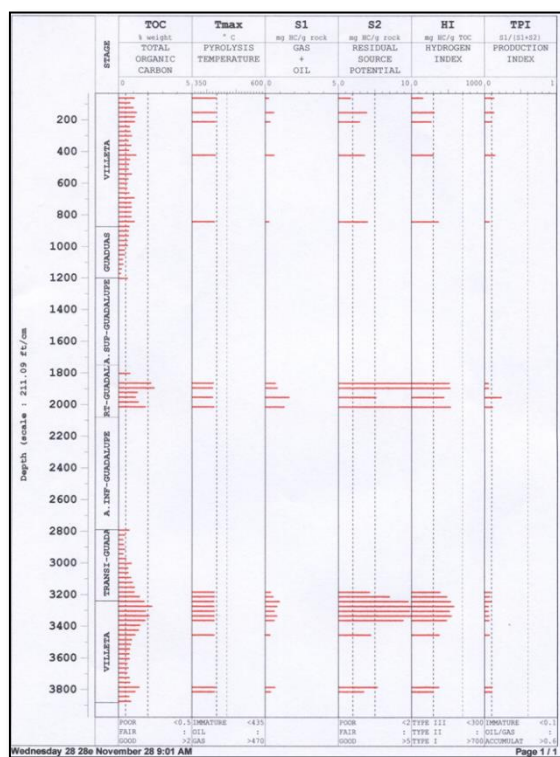


Figura 10 Datos geoquímicos del pozo P-1. Nota: Tomado de informe técnico anual del Tomado del Operador del Campo.

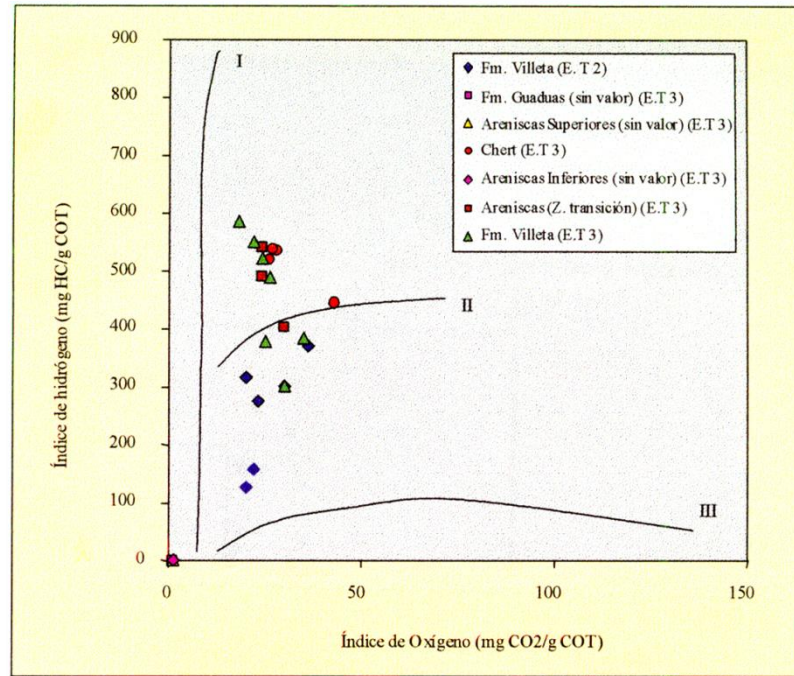


Figura 11 Tipo de Kerógeno para los pozos del campo.

Generación, expulsión y acumulación

La historia de enterramiento que se ha considerado para el Campo Maduro contempla la depositación continua de la Formación Caballos, Grupo Villeta, Grupo Guadalupe y Formación Guaduas, seguida por un hiato y una posterior erosión de la parte superior de la Formación Guaduas. Finalmente ocurre la depositación de sedimentos molásicos correspondientes al Grupo Gualanday, seguida por episodios de erosión, fallamiento y nuevamente erosión.

Teniendo en cuenta la gráfica de madurez, para el pozo P-1, Figura 12 muestra la curva inferida a partir de información de reflectancia de vitrinita (%Ro), en donde se observa que la parte media del Grupo Villeta en el bloque fallado inferior podría estar en ventana de generación.

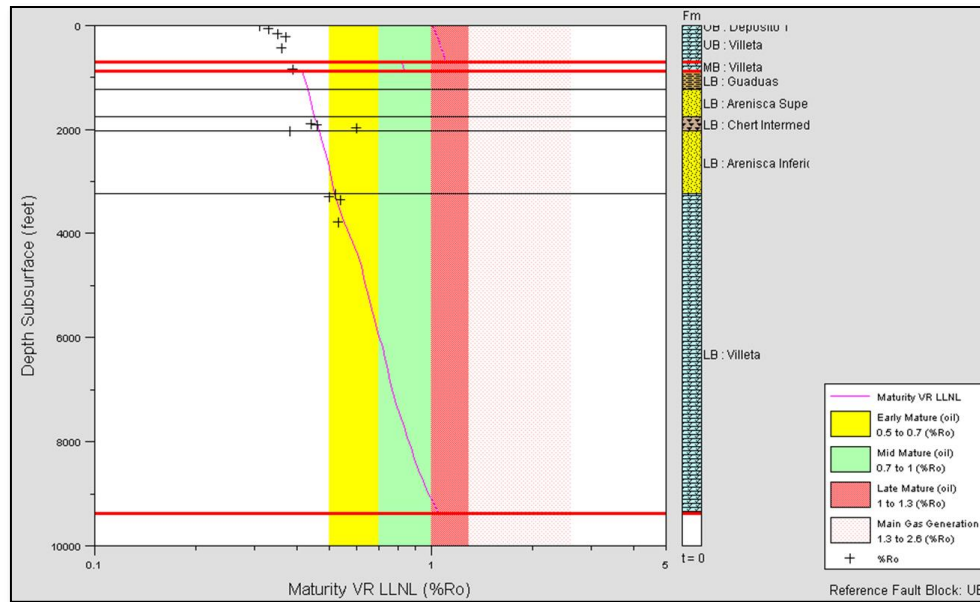


Figura 12 Diagrama de madurez versus profundidad para el pozo P-1.

La información geoquímica muestra que el hidrocarburo fue generado en el Grupo Villeta, a partir del Santoniano hasta un máximo en el Mioceno Superior. En cuanto a la expulsión, la Figura 13 no descarta que exista generación y expulsión en la actualidad.

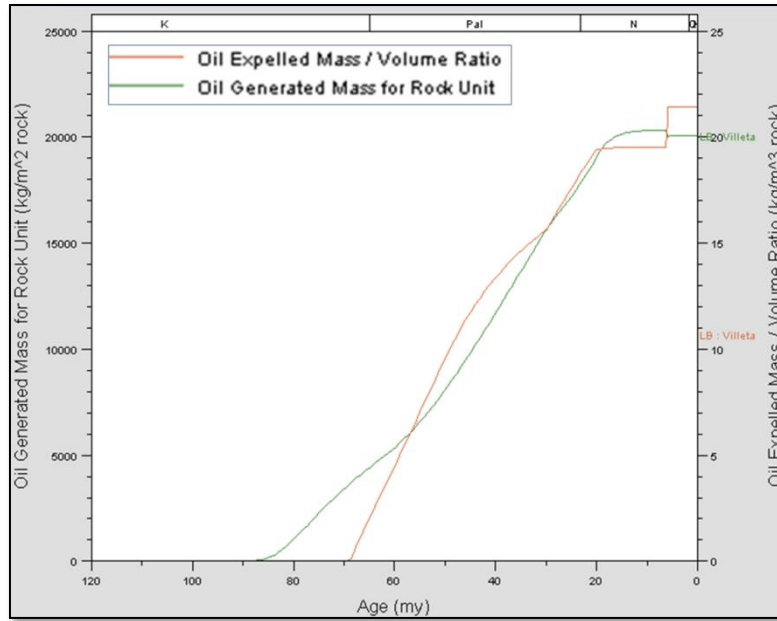


Figura 13 Diagrama de generación y expulsión para el Grupo Villeta en el campo maduro. Bloque Inferior de la Falla de Boquerón.

2.3.5.2 Roca Yacimiento. La roca yacimiento del campo es un conjunto de rocas sedimentarias, acumuladas durante el Cretáceo Superior, estratigráficamente dividido en cuatro unidades con rangos de formación de base a tope denominadas como formación arenisca dura, Plaeners, Arenisca de labor y Arenisca tierna Pérez, G., & Salazar, A. (1978). Estas formaciones se distribuyen litológicamente de la siguiente manera tal como se muestra en la tabla 3:

Tabla 3.

Distribución porcentual de las litologías en las diferentes Formaciones

	Arenisca Dura	Plaeners	Arenisca de Labor	Arenisca Tierna
Areniscas	63.8	4.6	62.16	86.3
Limolitas	8.7	18.1	0.8	-
Arcillolitas	3	41.6	4.69	0.8
Liditas	3.2	20.6	-	-
Interestrat, Finas	21.3	15.1	32.35	12.9

Nota: Adaptado de Pérez, G., & Salazar, A. (1978). Estratigrafía y facies del Grupo Guadalupe. Geología Colombiana, 10, 6-85.

Para efectos operacionales, el operador reagrupó las formaciones de la siguiente manera: Arenisca de Labor y la Arenisca Tierna y la denominó como Arenisca Superiores o ARSU, la formación conocida como Plaeners la denominó Guadalupe Medio o CHIN y el paquete correspondiente a la Arenisca Dura como Areniscas Inferiores o ARIN. Esta última es la formación objeto del estudio, la cual se subdivide en 6 capas.

2.3.5.3 Roca Sello. Los niveles arcillosos de la Formación Guaduas y del Grupo Villeta conforman efectivos sellos para las acumulaciones. La Formación Guaduas suprayace al Grupo Guadalupe y constituye el sello vertical. Está compuesto principalmente por lodolitas que se caracterizan por su coloración rojiza y su efectividad se comprueba tanto en el Campo.

2.3.6 Ingeniería de Yacimientos. A continuación, se presenta la información básica de ingeniería de yacimientos del campo.

2.3.6.1 Descripción del Yacimiento. El yacimiento productor son unas areniscas del grupo Guadalupe, el cual está dividida en dos miembros, el miembro superior o Areniscas superiores (ARSU), y el miembro inferior o Areniscas inferiores (ARIN), las cuales están separadas por un chert intermedio que sirve como barrera aislante entre ellas, depositados durante el cretáceo superior en ambientes sedimentarios marinos someros hasta continentales. Los dos yacimientos combinados presentan un espesor de alrededor de los 1300 ft, dentro de los que la mayor cantidad del OOIP se encuentra en las arenas inferiores, a su vez, las Arenas 3 y 4 contienen cercal del 70% del aceite original del yacimiento. Las arenas de Guadalupe inferior están divididas en seis zonas principales, que son correlacionales a través de todo el campo. En la tabla 4 se resumen las porosidades y permeabilidades promedio de cada arena:

Tabla 4.

Propiedades de rocas de corazones

Zona	Φ [%]	K [md]	Zona	Φ [%]	K [md]
ARIN1	19.7	59	ARSU 1	18.8	1081
ARIN 2	15.5	48	ARSU 2	19.5	2577
ARIN 3	15.8	32	ARSU 3	15.2	1665
ARIN 4	15.4	127	ARSU 4	14.8	22
ARIN 5	14.6	30	ARSU 5	12.5	91
ARIN 6	17.1	61			

Los análisis de casi 3,000 pies de corazón indican que el yacimiento es preferencialmente mojado por agua tal como se muestra la gráfica 14 del promedio de permeabilidades relativas de las arenas inferiores:

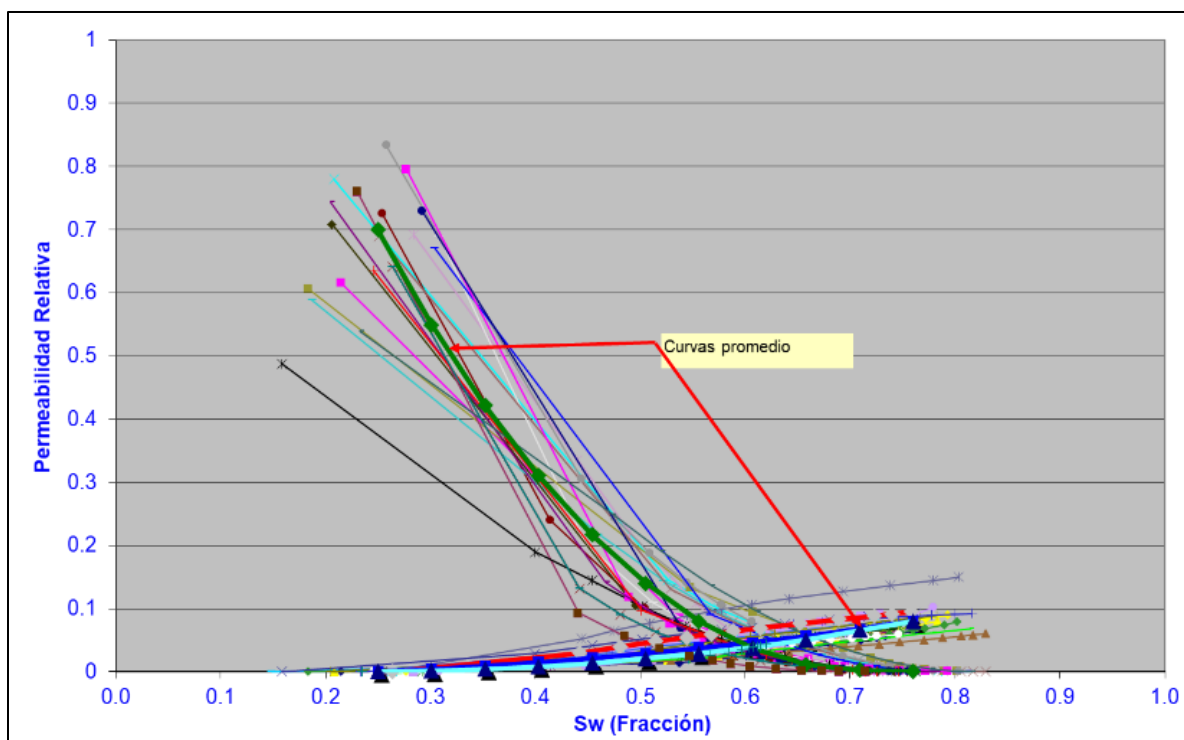


Figura 14 Curva de permeabilidades relativas de las arenas inferiores.

Nota: Tomado del Operador del Campo.

El yacimiento descubierto con la perforación y pruebas del pozo P-1 se caracteriza como un yacimiento de aceite negro de 27-31 °API con capa inicial de gas. En la tabla 5 se resumen las propiedades del crudo producido:

Tabla 5.

Propiedades de los fluidos

Gravedad API	°API	28
Rsi	scf/bbl	100
Boi	rb/stb	1.029
Viscosidad a 112 psig y 112°F	cP	11.294
Presión de Saturación	psia	100 - 500
Presión de Yacimiento	psia	100 - 500

Gravedad API	°API	28
Temperatura de Yacimiento	°F	105

El campo en estudio presenta una presión inicial bastante baja, de aproximadamente 100 psi al contacto gas aceite de +1810 pies por encima del nivel del mar y un máximo de cerca de los 500 psi a la profundidad del contacto agua aceite, condición que limita el potencial de producción de los pozos y desde el punto de vista de recobro, un recobro primario bastante bajo de alrededor del 11%, valor calculado mediante simulación numérica.

Su mecanismo principal de producción es soporte de un acuífero débil complementado por gas en solución con una gran columna de aceite favoreciendo a los efectos gravitacionales debido a que el promedio de inclinación de las capas es de 25°.

2.3.6.2 Historia de producción e Inyección de Agua del campo. El campo maduro fue descubierto a inicios del año 2000 y su declaración de comercialidad fue otorgada en el año 2002. Para diciembre del año 2002 ya se habían perforado 25 pozos.

Un esquema de inyección de agua fue implementado para propósitos de mantenimiento de presión e incremento de producción y reservas. El piloto de inyección fue planeado para el año 2002 y complementado con inyección periférica en el año 2003. Dentro de los primero cuatro meses de iniciado el piloto, se pudo observar una respuesta clara en los pozos productores vecinos evidenciado por la disminución de la relación gas aceite. A finales del año 2003, el incremental de producción de aceite fue de +1,500 bopd, (100% de incremento de producción). La producción de agua en estos pozos solo se dio después de 16 meses de iniciado el piloto, lo que indicaba una buena eficiencia de barrido.

De acuerdo con los buenos resultados obtenidos, la implantación de la inyección a nivel de todo el campo fue iniciada en el año 2005 (Inyección por patrones y periférica en la zona baja de la estructura). El arreglo de pozos para la inyección fue un patrón de siete puntos invertidos, debido a la relación de movilidad adversa existente entre el agua de inyección y el crudo de 2:1. La inyección de agua fue incrementada de 45,000 barriles de agua inyectada por día (bipd) a 75,000 bwipd en 2005, con un incremento posterior a 105.000 bwipd en el 2008 y durante el año 2018 el promedio fue de 114,000 bwipd. Poco tiempo después del incremento de los volúmenes de inyección, la relación gas aceite (GOR por sus siglas en inglés *Gas Oil Ratio*) fue reducido de 200 pies cúbicos por barril de aceite (scf/bbl) a 90 scf/bbl indicando que la presión del yacimiento estaba siendo restaurada. La respuesta a la inyección de agua fue evidente en el mantenimiento de una producción estable, alcanzando un pico de producción de aceite de 35,000 bopd en el año 2006. Cuarenta y cuatro (44) pozos nuevos fueron perforados en 2007 ayudando a mantener una producción constante de petróleo sobre los 30,000 bopd.

Este programa de reducción de espaciamiento finalizó en 2008 con cuatro (4) pozos adicionales. Tres pozos adicionales fueron perforados entre 2011 y 2012 para drenar aceite que ha sido dejado atrás. El espaciamiento final entre pozos varía entre 100 a 150 metros (m) al tope de las arenas inferiores.

En la actualidad, el campo se considera como un campo maduro con una producción acumulada de 107 millones de barriles de aceite (MBO) al 31 de diciembre de 2018 cuyo factor de recobro actual es de 21% y el estimado al final del contrato es de tan solo 22.7% si se continúa desarrollando el campo bajo el mismo esquema de inyección de agua. El corte de agua actual se encuentra cerca del 93%, aunque existen zonas del campo que superan estos valores. En la figura 15 se puede observar el perfil de producción e inyección de todo el campo.

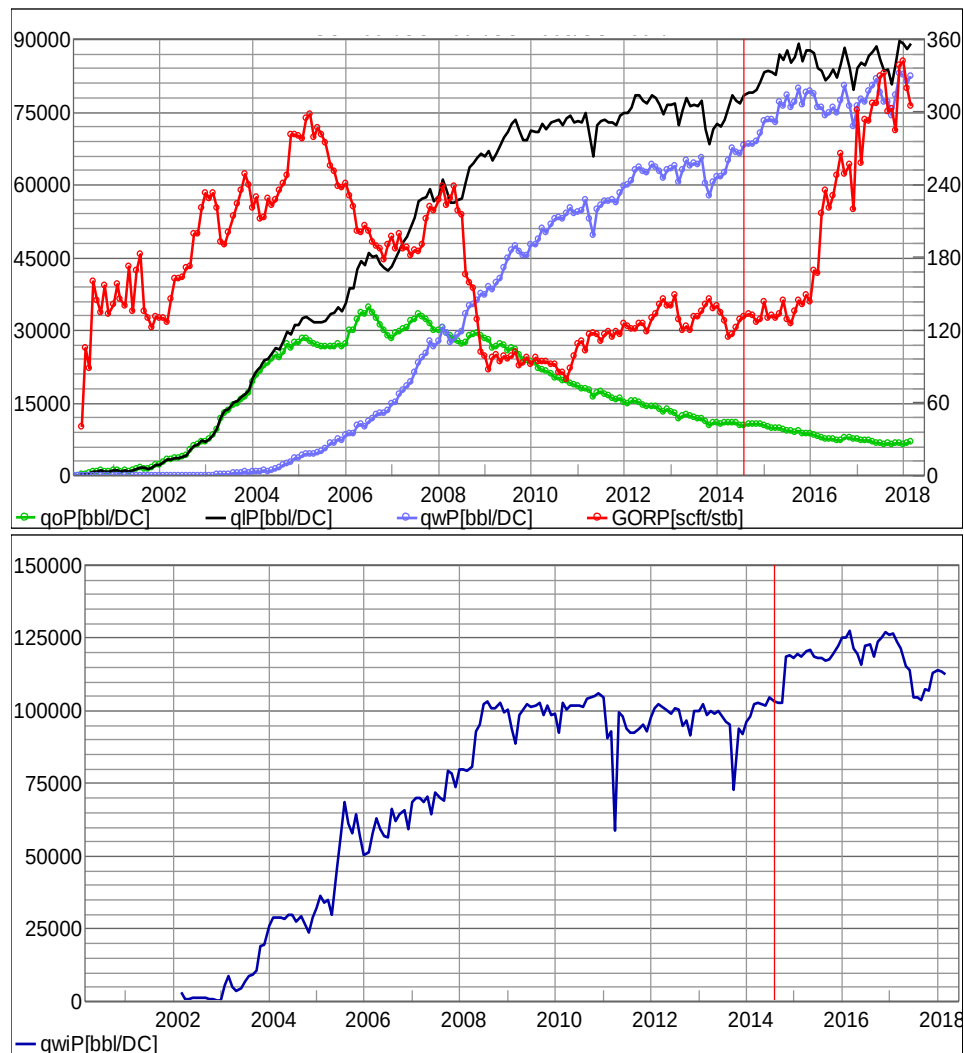


Figura 15 Historia de producción e inyección del campo. Nota: Tomado del modelo de simulación analítica del campo.

2.3.6.3 Estado actual de los pozos. En el campo se han perforado un total de 165 pozos, de los cuales 105 pozos son productores, 38 son inyectores de agua, 1 es inyector / productor de gas, 5 pozos están temporalmente suspendido y se usan como monitores de presión y 4 pozos han sido abandonados.

Todos los pozos productores están equipados con sistemas de levantamiento artificial PCP o ESP debido a la baja presión inicial de yacimiento de entre 100-500 psi.

El campo está dividido estructuralmente en tres bloques y demarcados por límites de falta, Bloque Sur, Bloque Central (En donde se encuentran la mayor parte de las reservas) y el Bloque Norte (Objeto del presente estudio) como se muestra en la figura 16:

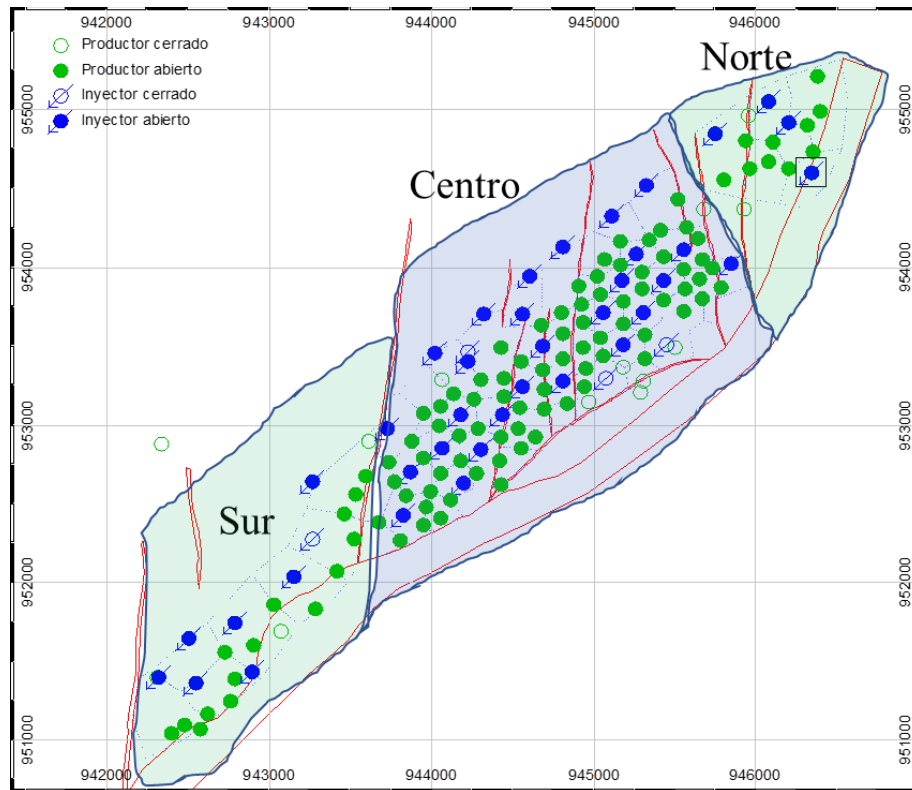


Figura 16. Mapa estructural del campo. Nota: Tomado del modelo de simulación analítico Sahara del campo. Adaptado por el autor.

Para efectos del estudio de la inyección de polímero en el campo, se tomó la decisión seleccionar el bloque norte debido a que es uno de los bloques con menor densidad de pozos en el que se puede determinar de manera más fácil el efecto de la inyección de polímero y enfocado en las arenas A-3 y A-4 de las arenas inferiores. A continuación, se realizará una descripción breve de las características del bloque y su historio de producción e inyección.

2.3.6.4 Descripción Bloque Norte. El bloque Norte, al igual que el campo maduro, presenta en general la misma geología, estratigrafía, propiedades de roca y fluidos. Es de resaltar que no hay arenas superiores

En el bloque Norte está compuesto por 15 pozos, 11 de los cuales son productores, 3 son inyectores y un pozo fue abandonado debido a que cayó bajo estructuralmente presentando un corte inicial de agua por encima del 90%. En la figura 17 se muestra la distribución de los pozos al tope de la formación inferior.

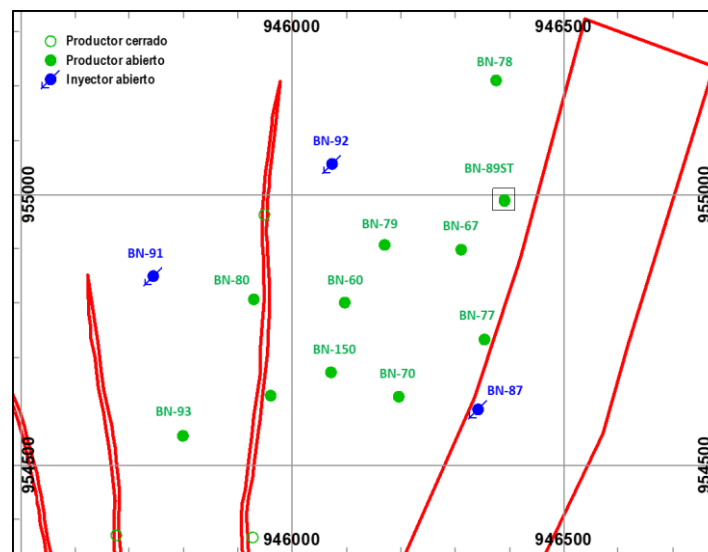


Figura 17 Mapa Estructural del bloque Norte al tope de las arenas inferiores. Modelo Sahara.

Como se puede observar en la anterior figura, los pozos no tienen una distribución uniforme a través del yacimiento ni presenta ningún tipo de arreglo de pozo uniforme debido a que el desarrollo del campo fue principalmente enfocado en el bloque central y, además, existe un sistema de fallas que incrementaban el riesgo operativo de su perforación. En este bloque, no hubo desarrollo de las arenas superiores, las cuales, fueron decapitadas por la falla principal.

El aceite original estimado es de 134 millones de barriles de aceite, con una producción acumulada al 31 de agosto de 2018 de 11.2 millones de barriles, se tiene un factor de recobro actual de 8.3 %.

En la figura 18 se puede observar el perfil de producción e inyección del bloque Norte.

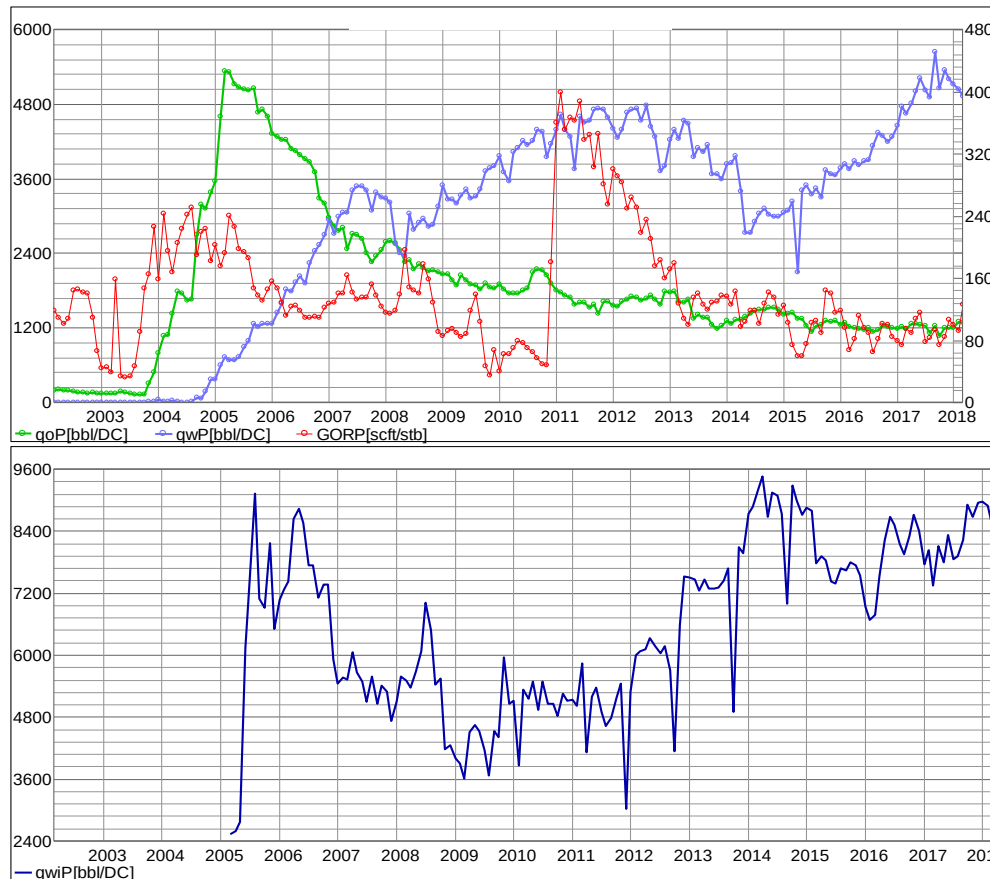


Figura 18 Historia de producción e inyección del campo. Nota: Tomado del modelo de simulación analítica del campo.

Para el desarrollo del bloque y con el fin de ayudar a soportar el acuífero además de no haber un arreglo de pozos definido, se determinó la inyección periférica como la mejor opción para soporte de presión al yacimiento. Los pozos BN-91 y BN-92 inyectan en zona baja de la estructura selectivamente en las arenas inferiores mediante completamiento duales.

El pozo BN-87, fue convertido a inyector de agua a finales del año 2009 debido a su baja productividad, conversión que ha presentado resultados muy positivos en los pozos aledaños.

Todos los pozos del bloque inyectan selectivamente mediante completamiento dual, empaques y mandriles que permiten contralar la taza de inyección por arena como se presenta en la figura 19 de un completamiento típico de un pozo de inyección.

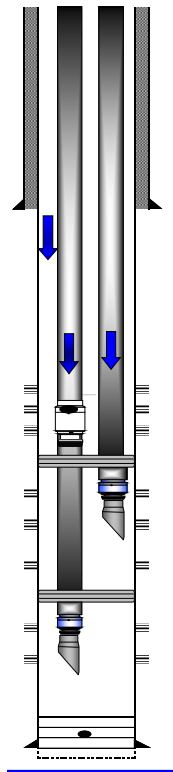


Figura 19 Completamiento típico de un pozo inyector. Tomado del Operador del Campo. Modificado por el autor

3. Metodología.

En este capítulo se describirá la metodología llevada a cabo durante el presente estudio.

3.1 Simulación Numérica de Yacimientos

El desarrollo del presente estudio se llevó a cabo con la ayuda de simulación numérica de yacimientos. La simulación de yacimientos es una ciencia que combina la física, la matemática, la geología, la ingeniería de yacimientos y la programación de computadores para desarrollar herramientas que pronostiquen el comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos bajo diferentes condiciones de operación, permitiendo que el ingeniero pueda tener un mejor entendimiento de la dinámica de flujo de fluidos en yacimientos muy complejos y las características de la dinámica del flujo de fluido cerca a la cara del pozo, la interacción del pozo con el yacimiento, el modelamiento adecuado de estructuras geológicas, fallas etc. GAONA, J. A. S., & MACUALO, F. H. E. Para poder llevar a cabo un buen desarrollo o depletamiento del yacimiento, además de poder evaluar métodos de recuperación mejorada que maximicen el valor comercial de los campos.

El modelo de simulación numérico que se tiene actual para el campo maduro se construyó en el software de la compañía CMG del inglés *Computer Modeling Group*.

3.1.1 Selección del Simulador. Dentro de la suite que ofrece CMG, existen tres simuladores, estos simuladores son IMEX, GEM y STARS. IMEX, es un simulador trifásico de aceite negro con términos de gravedad y capilares. Los sistemas de grilla pueden ser cartesianos, cilíndricos o de profundidad variable/grosor variable. Las configuraciones bidimensionales y tridimensionales son posibles con cualquiera de estos sistemas de rejilla. La aparición/desaparición de la fase gaseosa se maneja mediante sustitución variable *Computer Modeling Group*. GEM, es un simulador composicional de ecuación de estado eficiente y multidimensional que puede simular todos los mecanismos importantes de un proceso de inyección de gas miscible, por ejemplo, vaporización e hinchamiento del aceite, condensación del gas, reducción de la viscosidad y de la tensión interfacial, y la formación de un banco de solventes miscible a través de múltiples contactos, *Computer Modeling Group*. STARS, es un simulador trifásico de aditivos térmicos y de vapor de múltiples componentes. Los sistemas de rejilla pueden ser cartesianos, cilíndricos o de espesor o profundidad variable. Las configuraciones bidimensionales y tridimensionales son posibles con cualquiera de estos sistemas de rejilla, *Computer Modeling Group*.

Los tres simuladores mencionados tienen la opción de poder simular un proceso de inyección de polímero. GEM y STARS pueden simular los siguientes fenómenos físicos que se presentan en un proceso de inyección de polímero; absorción del polímero, absorción del polímero versus salinidad, mezcla de viscosidad no lineal, degradación del polímero, viscosidad del polímero versus tasa de corte o *Shear rate*, viscosidad del polímero versus salinidad, factor de resistencia residual, reducción de la saturación residual de aceite y volumen poroso inaccesible. En el simulador IMEX, los únicos fenómenos que no representa son; degradación del polímero (El cual es un fenómeno paralelo que representa cómo el polímero reduce su viscosidad con el tiempo

debido a efectos mecánicos, térmicos o incluso biológicos), absorción del polímero versus salinidad, y viscosidad del polímero versus salinidad.

El modelo numérico del campo de estudio fue generado inicialmente por el operador del campo en el simulador IMEX por tratarse de un yacimiento convencional de aceite negro. En busca de llevar a cabo el estudio en un simulador composicional que representara no solo el comportamiento del crudo como un componente, sino que también tuviera en cuenta la mayoría de los componentes de este, se realizaron los siguientes pasos para convertir el modelo de IMEX a GEM tal como se describe a continuación:

1. Para poder convertir el simulador a GEM, era necesario desarrollar una ecuación de estado que representara la composición de los fluidos y las condiciones iniciales incluidas en IMEX, por lo cual, el equipo de CMG Bogotá recomendó hacer la conversión en el simulador STAR, proceso que es un poco más sencillo.
2. Una vez iniciada la conversión a STARS y teniendo en cuenta que en el modelo de IMEX, se construyeron alrededor de 109 regiones de PVT, era necesario realizar un promedio de las 12 regiones que corresponden al bloque de estudio, puesto que, para llevar a cabo esta conversión, STARS requiere incluir una sola región que muestre una sola zona de PVT promedia.
3. Una vez realizada la conversión, era necesario poder representar las condiciones iniciales cargadas en IMEX, pero ahora en el simulador composicional. En el modelo de IMEX se definió que la presión de burbuja es igual a presión inicial, para la cual era necesario generar un gradiente composicional a través de una fórmula, es decir, la composición molar en la fase oleica (*oil mole fraction*) de cada componente (presión de burbuja, composición molar del aceite muerto y el gas en solución), la cual debe cambiar con la

profundidad, además de encontrar una relación entre las composiciones, la Pb y la profundidad de las celdas para poder obtener el mismo Pb del modelo IMEX.

4. Posterior a esto se debía verificar en la iniciación del modelo STARS que las propiedades del fluido sean las mismas o similares. Lo cual puede afectar el proceso de ajustes llevado a cabo en el simulador IMEX.

Para poder cumplir con el objetivo de realizar un estudio de factibilidad técnica de implementación de un método químico de recuperación mejorada en un campo maduro sometido a inyección de agua y, de acuerdo con lo anteriormente descrito, se decidió continuar con el mismo simulador IMEX, puesto que permite modelar la mayoría de los fenómenos que se presentan en el proceso de inyección de polímero, además de no necesitar simular los efectos generados por la salinidad del agua debido a que en el yacimiento de estudio se tienen salinidades muy bajas menores a 500 ppm.

3.1.2 Descripción del Modelo Numérico del Campo

3.1.2.1 Enmallado – Grid. El modelo del campo maduro presenta un enmallado tipo Cornert Point de $340i \times 390j \times 61z$ de más de 8 millones de celdas. Figura 23. Las celdas en la dirección i y j tienen la misma distancia, $i = j = 15$ metros y en la dirección z se definió entre 6 ft y 26 ft (promedio de 18 ft). Para la definición de las dimensiones de las celdas no se realizó un estudio detallado de sensibilidad de malla, el principal criterio fue basado en la experiencia obtenida con el modelo anterior que tenía celdas de 50 metros por 50 metros, lo que hacía que para los pozos inyectores – productores de aproximadamente 150 metros de distancia entre ellos se tuvieran solamente entre 2 a 4 celdas.

Con las nuevas dimensiones del modelo actual, se puede tener de 8 a 10 celdas entre pozo productor – inyector de forma que se puede representar mejores las condiciones del yacimiento, aunque este factor incrementaría el tiempo de cada corrida y esfuerzo de máquina.

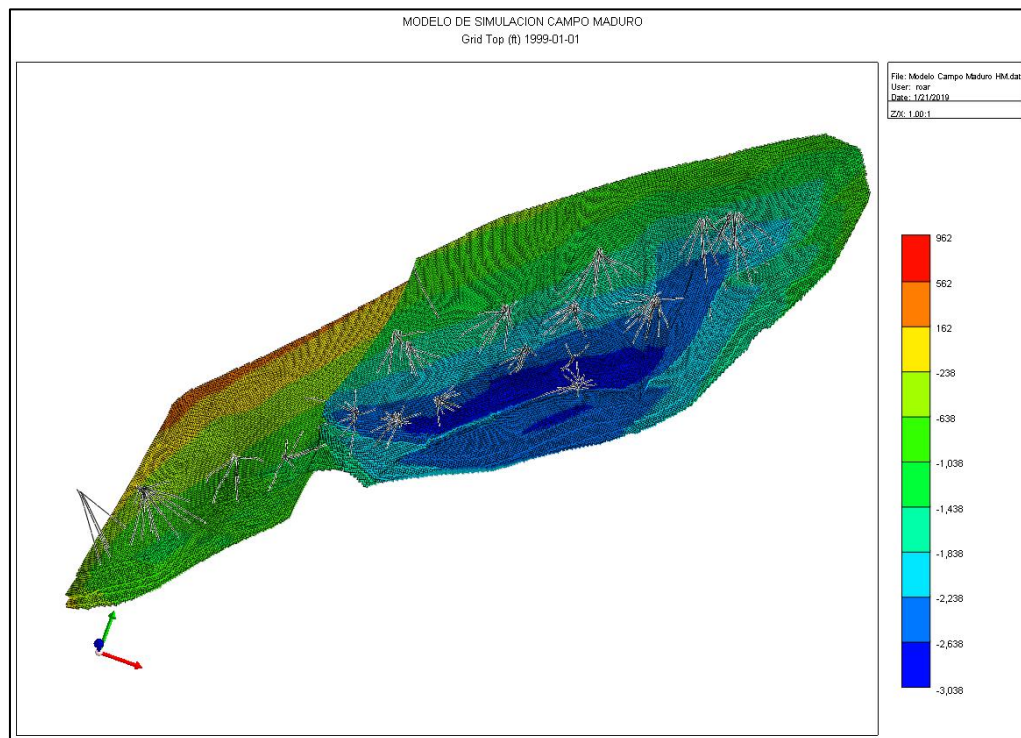


Figura 20 Modelo Campo Maduro. Computer Modeling Group.

3.1.2.2 Capas – Layering. El modelo integra las arenas superiores y las arenas inferiores en un mismo modelo. El *layering* pretende dar una definición importante en la dirección vertical. La capa 1 a la 4 representan zonas no yacimiento (Null blocks) al igual que el Chert Intermedio está representado por el layer $k = 28$ (Null block). En la tabla 6 se presenta la distribución de capas utilizado en el modelo.

Tabla 6.

Layering Campo Maduro

Unidad	Layer
Arsu_1	5 - 8
Arsu_2	9 - 12
Arsu_3	13 - 17
Arsu_4	18 - 22
Arsu_5	23 - 27
Chert	28
Arin_1	29 - 31
Arin_2	32 - 35
Arin_3	36 - 45
Arin_4	46 - 53
Arin_5	54 - 58
Arin_6	59 - 61

3.1.2.3 Modelo de Facies. El modelo de facies fue tomado de un estudio realizado por el doctor Dr. Noel Tyler and Roger Tyler The ARC Group, LLC donde se identificaron todas las facies presentes en el campo y se agruparon en 9 principales grupos como se muestran la tabla 7 y figura 21 del modelo de facies cargado al simulador.

Tabla 7.

Agrupación para carga al modelo de facies del campo

Código	Nombre	Color
0	<i>Tidal Channel/ Distributary Channel / Distr. System / Channel Complex / Estuarine Channel / S</i>	
1	<i>Mid-Upp Shoreface / Delta Front / Crevasse Splay / Bayhead Deltas / S</i>	
2	<i>Barrier Core / BraidPlain / Sand Ridge / S</i>	

Código	Nombre	Color
3	<i>Distal Delta Front / Lagoon / Interchannel / Interdistributary / Prodelta / Lower Shoreface/ Mixed-muddy tidal flat</i>	
4	<i>Tidal Channel / Fluvial Entrant</i>	
5	<i>Mid-Upp Shoreface / Delta Front / Crevasse Splay / Bayhead Deltas / Longshore Bar</i>	
6	<i>Barrier Core / Tidal Ridge / Estuary / Beach Ridge Complex / Strandplain</i>	
7	<i>Sandy Tidal Flat</i>	
8	<i>Carbonatic Platform</i>	
9	<i>Undefined</i>	

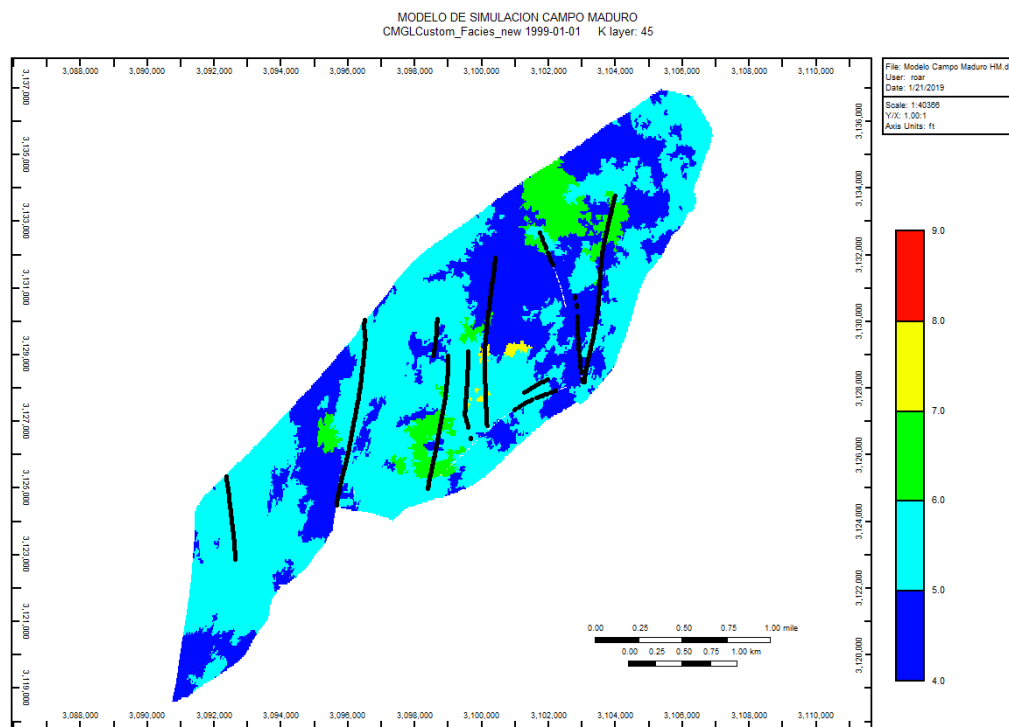


Figura 21 Modelo de Facies Campo Maduro. Computer Modeling Group.

3.1.2.4 Regiones de Equilibrio. Dado a que entre los bloques principales del campo se han identificado diferencias entre contactos, fue necesario representar con diferentes regiones las

variaciones entre ellos. Para poder desarrollarlo se emplearon dos modelos de fluidos: uno para las Arenas superiores (layer 4 – 27) y otro para las Arenas Inferiores ARIN (layer 29 – 61), resultando en 109 regiones de PVT tal como están representadas en la tabla 8 y la figura 22.

Tabla 8.

Zonas de Equilibrio del Campo

Unidades	Bloque Norte A	Bloque Norte B	Bloque Centro Norte	Bloque Centro Sur 1	Bloque Centro Sur 2	Bloque Centro sur 3	Bloque Sur	Cresta
Arsu_1	12	13	9	11	14	15	-	-
Arsu_2	20	21	17	19	22	23	-	-
Arsu_3	28	29	25	27	30	31	-	-
Arsu_4	36	37	33	35	38	39	-	-
Arsu_5	44	45	41	43	46	47	-	-
Arin_1	60	61	57	59	62	63	56	58
Arin_2	68	69	65	67	70	71	64	66
Arin_3	76	77	73	75	78	79	72	74
Arin_4	84	85	81	83	86	87	80	82
Arin_5	92	93	89	91	94	95	88	90
Arin_6	100	101	97	99	102	103	96	98

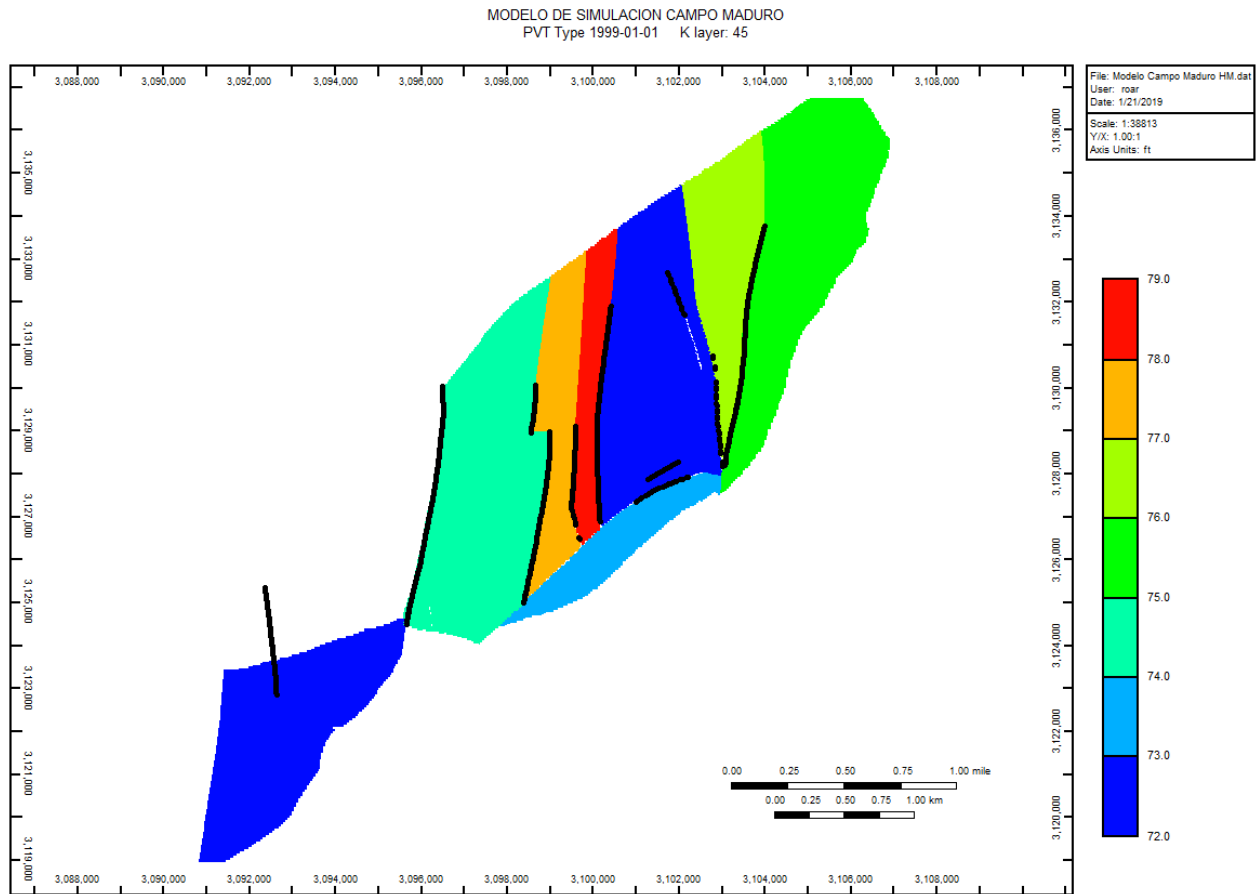


Figura 22. Zonas de equilibrio del Campo. Computer Modeling Group

3.1.2.5 Permeabilidad Vertical. Para los datos de permeabilidad vertical se llevaron a cabo un número elevado de análisis de laboratorio de permeabilidad vertical donde, se realizaron cálculos con relaciones K_v/K_h para calcular el valor de K_v en función de K_h por arena, siguiendo el poblamiento realizado de la K_h por facie. La relación K_v/K_h el campo en estudio es alta y oscila en un rango de 0.65 a 0.9 dependiendo de la arena en análisis.

3.1.2.6 Saturación de Agua Irreducible. Para hacer la inicialización del modelo en equilibrio gravitacional se emplearon las curvas de permeabilidad relativa para el agua irreducible. Este valor está en función de cada una de las facies agrupadas. Los valores promedios están entre 0.18 y 0.24.

3.1.2.7 Permeabilidad Relativa. En el campo se tienen información de alrededor de 38 medidas de curvas de permeabilidad relativa (ARSU & ARIN). Las curvas agua-aceite fueron agrupadas por facies por arena de manera que se manejaron más de 9 curvas de permeabilidad relativa para todas las arenas del yacimiento. Para las curvas Líquido-gas, se emplearon únicamente dos análisis: uno para ARSU y otro para ARIN.

3.1.2.8 Contactos e Inicialización con Capa de Gas. El campo presenta dos capas de gas, una para ARSU (+1840' TVDss) y otra para ARIN (+1810'TVDss). Por registros de presiones MDT, la presión al contacto GOC es alrededor de 114 psi aproximadamente para ARIN y 108 psi para ARSU. En la figura 23 se encuentran los datos de presión tomados en todos los pozos del campo para las arenas inferiores.

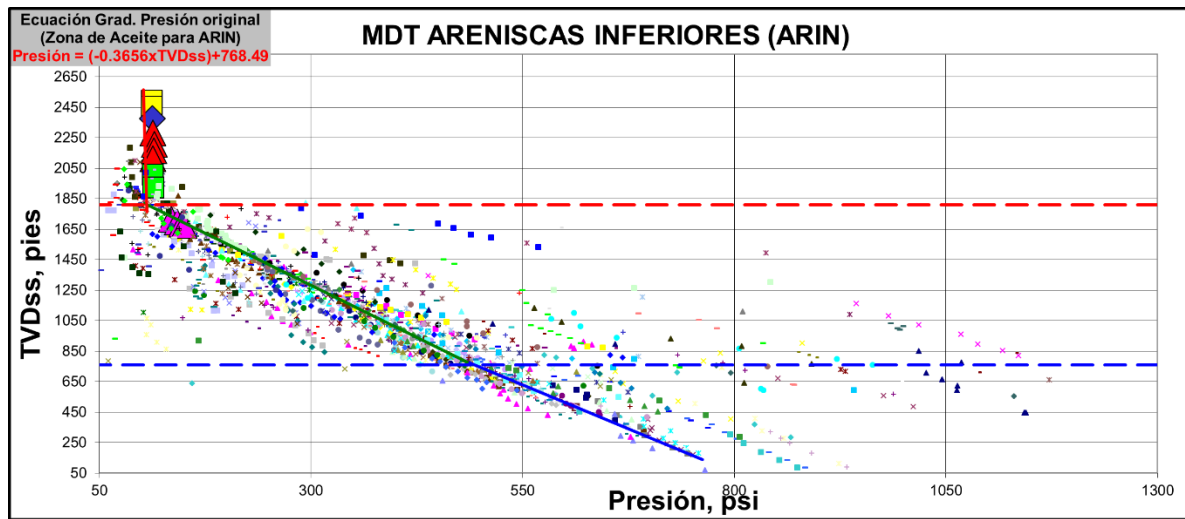


Figura 23. Datos MDT del Campo para las Areniscas Inferiores. Tomado del Operador del Campo.

3.1.2.9 Ajuste Histórico. El ajuste histórico se ha dividido en las etapas tradicionales que está técnica indica: Primera etapa: Ajuste de presión, y Segunda etapa: Un ajuste de fluidos (BSW, Qo, Qw etc).

3.1.2.10 Ajuste de presión. El Ajuste de presión para el Campo está dividió en dos fases:

Fase 1: Este comprende el periodo desde el inicio del campo en el año 2000 (P-1) hasta los años 2003/2004 (según el bloque se aplica el año). Durante este periodo no se tiene inyección de agua y la presión solamente se ve afecta por el agotamiento por producción de los pozos existentes.

Fase 2: En esta fase se tiene la inyección de agua (2003/2004 dependiendo del bloque) y por lo tanto la presión cambia abruptamente. En esta fase se tiene especial cuidado con el ajuste presión dado que la presencia de un límite en la parte del acuífero hace que se presente una re-presurización del sistema, dando como efecto valores de presión mayores a los observados. Para esta fase se manejan VM (*Volume Modifier*) para crear una zona que intente representar la extensión del acuífero. No se emplea acuífero analítico porque no es posible bajo la condición de inyección periférica.

En la figura 24 se aprecia el ajuste del comportamiento de presión del bloque norte del campo.

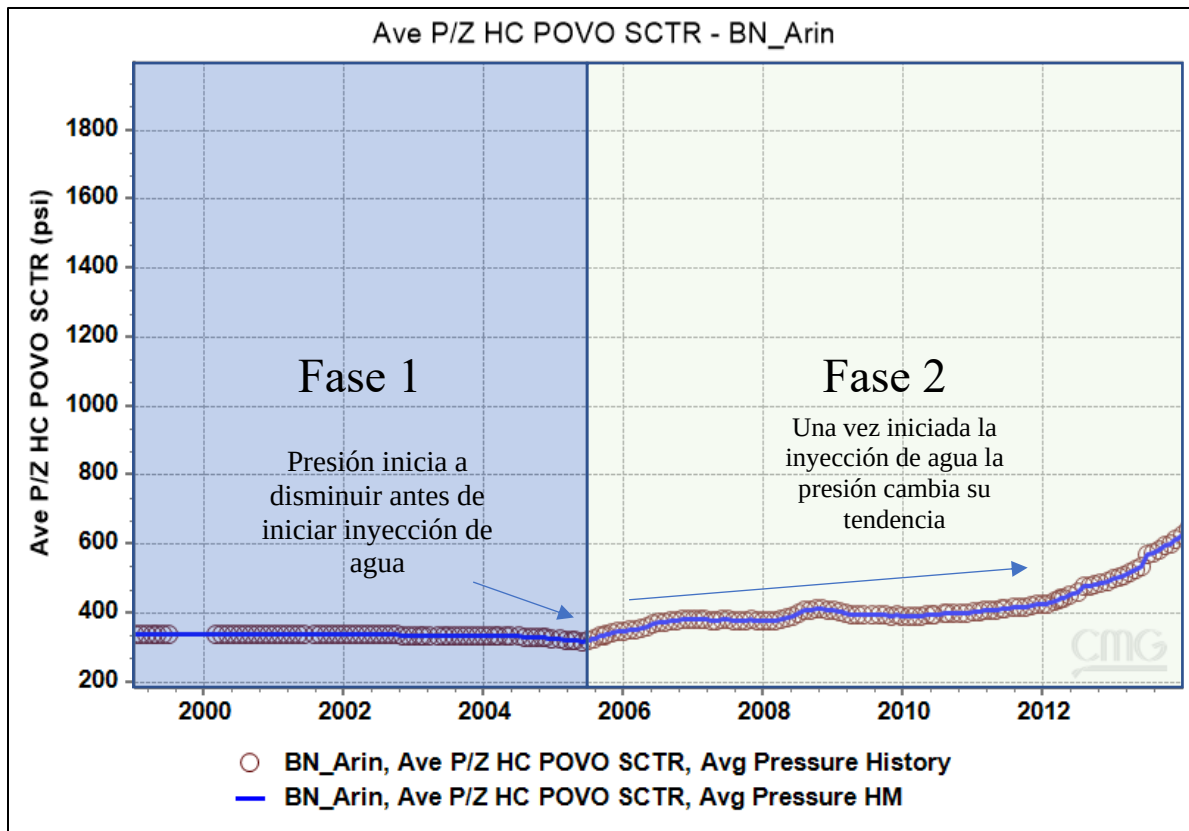


Figura 24 Ajuste histórico de presión del bloque norte.

3.1.2.11 Ajuste de Fluidos. Una vez fue realizada la inicialización del modelo, se identificó que el modelo mostraba algunas limitaciones a la hora de representar los efectos de frontera en la parte baja del acuífero y adicionalmente que al ser un modelo de *single porosity*, en algunas zonas no se representa el cien por ciento de los efectos de inyección de agua o el drenaje de algunos pozos no se pueda capturar adecuadamente. Estos efectos fueron minimizados a nivel general del campo llevando a cabo un control estático de la petrofísica por facies, variando algunos datos de permeabilidad. Especialmente para el bloque norte del campo, algunos pozos productores no estaban representando bien la entrada de la producción de agua, lo que requirió un tiempo mayor para poder llevar un ajuste histórico apropiado para esta evaluación.

Una de las estrategias de desarrollo del campo, fue la implementación de estimulaciones hidráulicas en todos los pozos productores e inyectores para sobre pasar el daño generado durante la perforación sobre balance, cañoneos, etc., y para contactar una mayor área del yacimiento con el objetivo de mejorar la productividad o inyectividad de los pozos. Estas operaciones de estimulación fueron modeladas utilizando un Hydraulic Fracture Proxy Model.

En la figura 25 se aprecia el ajuste del comportamiento de producción de aceite y de agua del bloque norte del campo, con fecha de corte al 31 de agosto de 2018 así como la corrida base hasta el 31 de agosto de 2028.

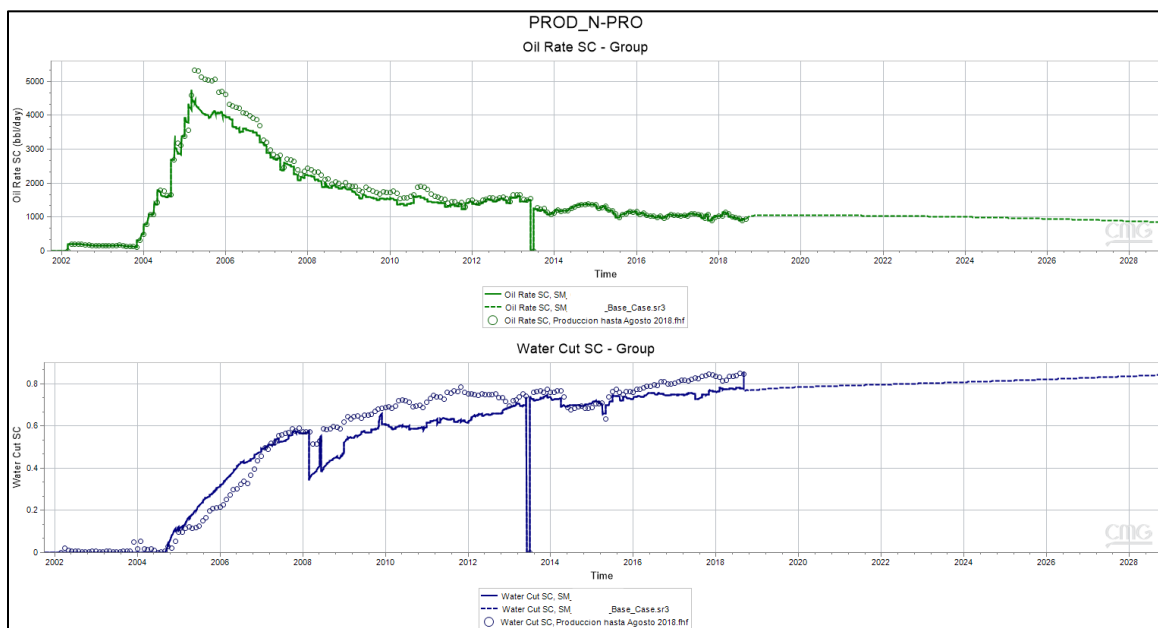


Figura 25. Ajuste de fluidos bloque norte. Computer Modeling Group.

3.1.3 Sector Modelo. Como se mencionó anteriormente, el estudio estaría enfocado en el bloque norte del campo, el cual presenta las siguientes ventajas para la realización del presente estudio:

- Tiene un factor de recobro actual bajo exhibiendo oportunidades adicionales de desarrollo entre ellas, perforación de pozos de relleno tanto productores como inyectores, así como la implementación de un piloto o posible expansión de un recobro mejorado como la inyección de polímero.
- Baja densidad de pozos.
- Se encuentra separado del bloque central por una falla principal que se ha identificado como sellante, de manera que no habría interferencia de producción o inyección desde este bloque facilitando los análisis de respuesta de la inyección del polímero.

Para minimizar los tiempos de simulación, se extrajo un sector modelo del bloque norte. En la figura 26 se observa el modelo del bloque norte utilizado para realizar las corridas de simulación.

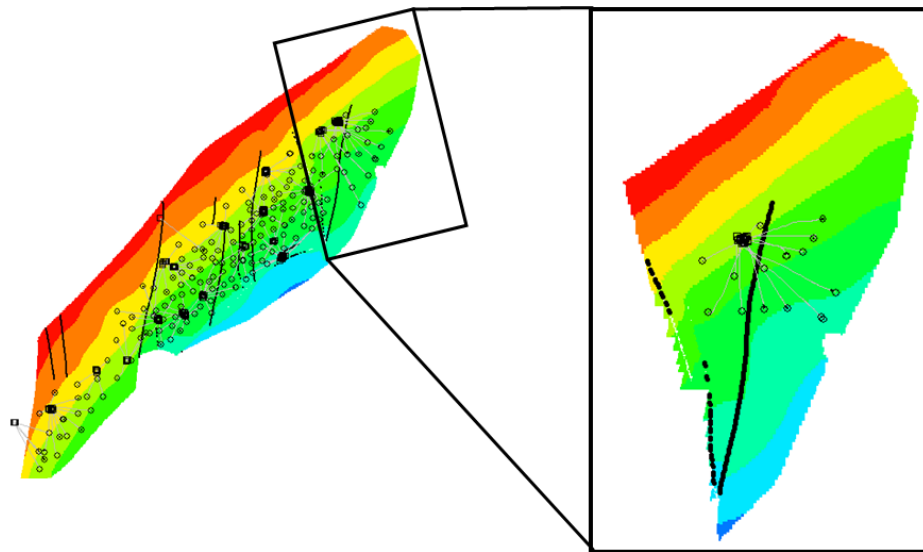


Figura 26 Sector modelo del bloque norte del campo en estudio. Computer Modeling Group.

3.1.4 Polímero Utilizado. El polímero utilizado para esta evaluación fue suministrado por la compañía *Computer Modeling Group*, el cual es un polímero sintético tipo PAM, comercialmente

utilizado en la industria de hidrocarburos. El cual presenta una viscosidad de referencia de 2.44 cP y el modelo de mezcla de viscosidad de la solución polimérica utilizada fue lineal.

En la tabla 6 se presenta la información de absorción de polímero. Esta tabla es la entrada de la absorción del polímero como una función de la concentración sujeta a los máximos dependientes de la permeabilidad y los niveles residuales de permeabilidad del polímero.

Tabla 9.

Absorción del Polímero

Concentración del Polímero lb/bbl	Polímero adsorption level lb/bbl
0.0	0.0
87.5	0.2
175.0	0.2
262.5	0.3
350.0	0.3

Nota: Adaptado de Computer Modeling Group.

En la figura 27 se puede observar el nivel de absorción versus la concentración del polímero.

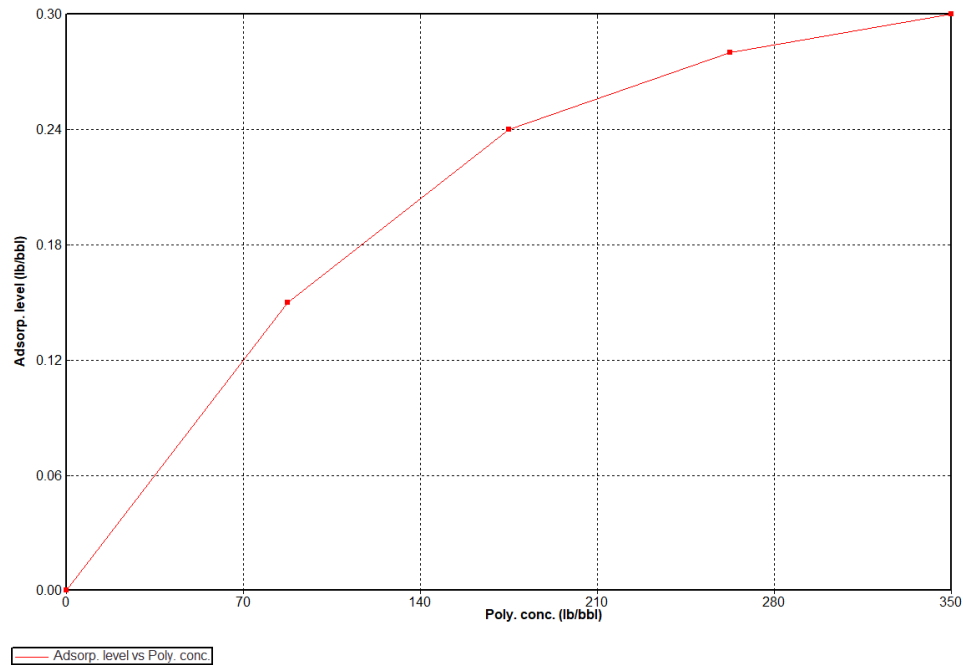


Figura 27 Nivel de Adsorción Vs. Concentración del Polímero. Computer modeling group.

En la tabla 10 se encuentran los datos de permeabilidad del polímero en donde la capacidad máxima de adsorción es la capacidad de la roca para absorber el polímero. El nivel de sorción residual es la cantidad de polímero que queda en la roca después de que el agua inyectada lave parte del polímero lejos de la roca.

Tabla 10.

Permeabilidad del Polímero

Permeabilidad Absoluta	Capacidad de Absorción Máxima	Nivel de sorción residual	Volumen de poro accesible para polímeros	Factor de resistencia residual
md	lb/bbl	lb/bbl		
10	0.3	0.15	0.95	1.2
1000	0.2	0.1	1	1.2

Nota: Adaptado de *Computer Modeling Group*.

En las figuras 28 y 29 están representada la relación del nivel de absorción del polímero versus la permeabilidad y el volumen de poro accesible versus la permeabilidad respectivamente.

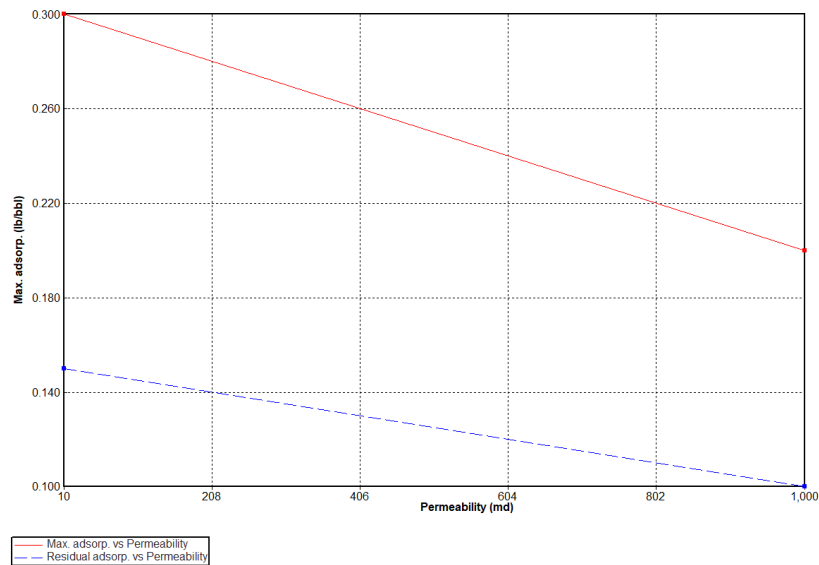


Figura 28. Nivel de Absorción Vs. Permeabilidad. Computer modeling group.

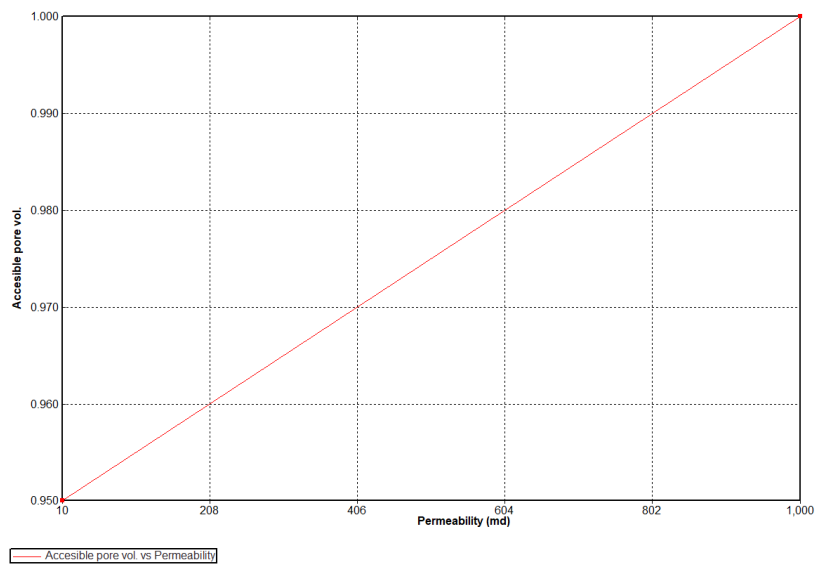


Figura 29. Volumen de poro accesible Vs. Permeabilidad. Computer modeling group

3.1.5 Descripción del pozo Inyector Seleccionado para inyección del polímero. La evaluación de inyección del polímero se llevó a cabo en el pozo BN-87. En las arenas inferiores A-3 y A-4. Este pozo fue seleccionado debido a su posición estructural estratégica para la inyección del polímero, debido a que presenta un cierre estructural contra la falla principal del campo, Figura 30 evitando que la inyección tenga algún tipo de fuga y obligue a que el polímero empuje hacia abajo. Los pozos BN-91 y BN-92, los cuales son pozos inyectoros, no fueron seleccionados debido a su proximidad con el acuífero presente.

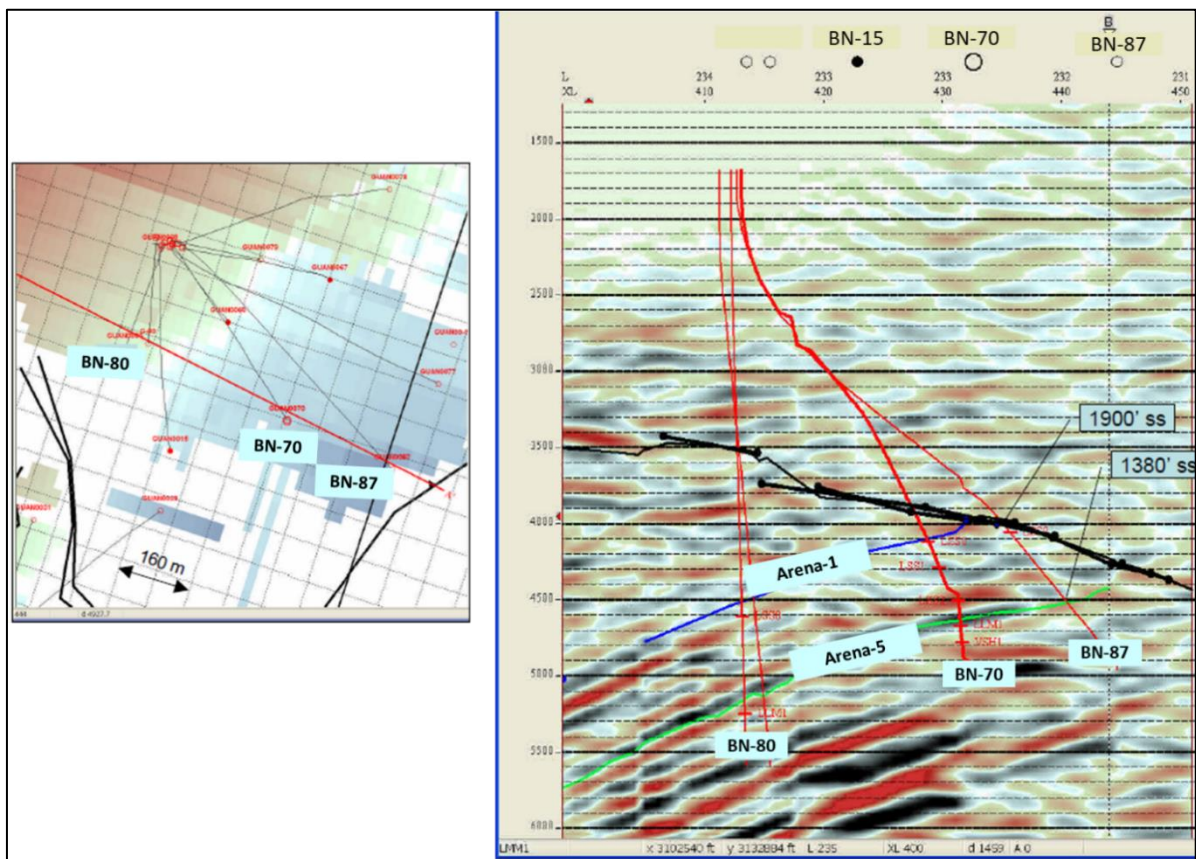


Figura 30. Posición estructural del pozo BN-87 en una línea sísmica. CNOOC Petroleum Colombia Ltd.

3.1.6 Descripción de los casos y resultados. Para definir la mejor tasa de inyección y concentración del polímero, se implementaron dos estrategias.

La primera consiste en definir tres concentraciones del polímero a ser inyectado. Luego, se definen tres volúmenes de inyección para cada una de estas concentraciones lo que requiere 9 sub-casos. La concentración del polímero utilizada será la misma en ambas arenas, es decir, que si se está utilizando una concentración de 0.5 lb/bbl, ésta será la misma en ambas arenas para el escenario que se esté evaluando. Esta metodología fue nombrada como **Inyección de polímero con la misma concentración por arena para diferentes tasas de inyección.**

Una segunda estrategia consiste en inyectar polímero a una tasa constante pero esta vez variando la concentración de polímero inyectado por cada arena para un mismo caso. Esta metodología es factible dado a que los pozos inyectoros tienen completamiento dual y se puede inyectar selectivamente por cada arena de forma tal que se puede controlar el fluido inyectado por arena. Como referencia para esta metodología se tomarán los volúmenes de inyección de agua del caso 2. Esta metodología fue nombrada como **Inyección de polímero con diferente concentración por arena a una tasa de inyección constante.**

3.1.6.1 Inyección de polímero con la misma concentración por arena para diferentes tasas de inyección. Para el escenario de inyección de polímero con la misma concentración por arena para diferentes tasas de inyección, se definieron tres casos principales para poder representar las variaciones en la tasa de inyección del polímero inyectado, así como su concentración, y fueron definidos como Caso 1, Caso 2 y Caso 3. Para cada uno de ellos se establecieron tasas de inyección constante por arena y se realizó una variación en la concentración del polímero en ambas arenas uniformemente, por ejemplo, en el Caso 2 se utilizaron los volúmenes de inyección de agua

históricos por arena, de manera que este caso quedo subdividido en Caso 2.1, Caso 2.2 y Caso 2.3 para representar tres concentraciones diferentes.

Los casos Caso 1 y Caso 3, tienen las mismas características del Caso 2 con la diferencia que los volúmenes inyección de agua están por encima y por debajo a los volúmenes utilizados en el caso 2 respectivamente. La evaluación de la inyección del polímero se hizo para tres (3) tiempos de inyección. Uno, dos y cuatro años de inyección del polímero iniciando a partir del primero de septiembre de 2018.

3.1.6.1.1 Un año de inyección del polímero. En la Tabla 11 se describen en detalle las características utilizadas en casa caso corrido.

Tabla 11.

Detalle Características casos evaluados 1 año.

Caso	Sub Caso	Arena	Volumen de inyección agua [bbl/día]	Concentración Polímero [lb/bbl]	Cantidad de Polímero Inyectado [lb/día]
Caso 1	Caso 1.1	A-3	375	0.53	197
		A-4	1350	0.53	709
	Caso 1.2	A-3	375	0.70	263
		A-4	1350	0.70	945
	Caso 1.3	A-3	375	0.88	328
		A-4	1350	0.88	1181
Caso 2	Caso 2.1	A-3	500	0.53	263
		A-4	1800	0.53	945
	Caso 2.2	A-3	500	0.70	350
		A-4	1800	0.70	1260
	Caso 2.3	A-3	500	0.88	438

Caso	Sub Caso	Arena	Volumen de inyección agua [bbl/día]	Concentración Polímero [lb/bbl]	Cantidad de Polímero Inyectado [lb/día]
		A-4	1800	0.88	1575
	Caso 3.1	A-3	625	0.53	328
		A-4	2250	0.53	1181
Caso 3	Caso 3.2	A-3	625	0.70	438
		A-4	2250	0.70	1575
	Caso 3.3	A-3	625	0.88	547
		A-4	2250	0.88	1969

Durante la creación de los casos en el simulador IMEX, se identificó que éste representa el volumen de polímero inyectado basado en el volumen de inyección de agua y en su concentración, dada en libras por barril, lo que significó que para poder variar la tasa de inyección del polímero fue necesario cambiar la tasa de inyección de agua. Esto conllevó a que se tuvieran dos efectos combinados, el efecto de la inyección de agua y el efecto de la inyección de polímero.

Para minimizar este efecto, se corrieron tres curvas bases para los volúmenes de inyección de agua establecidos en la Tabla 11. En la gráfica 31 se muestran los resultados de estas tres corridas base.

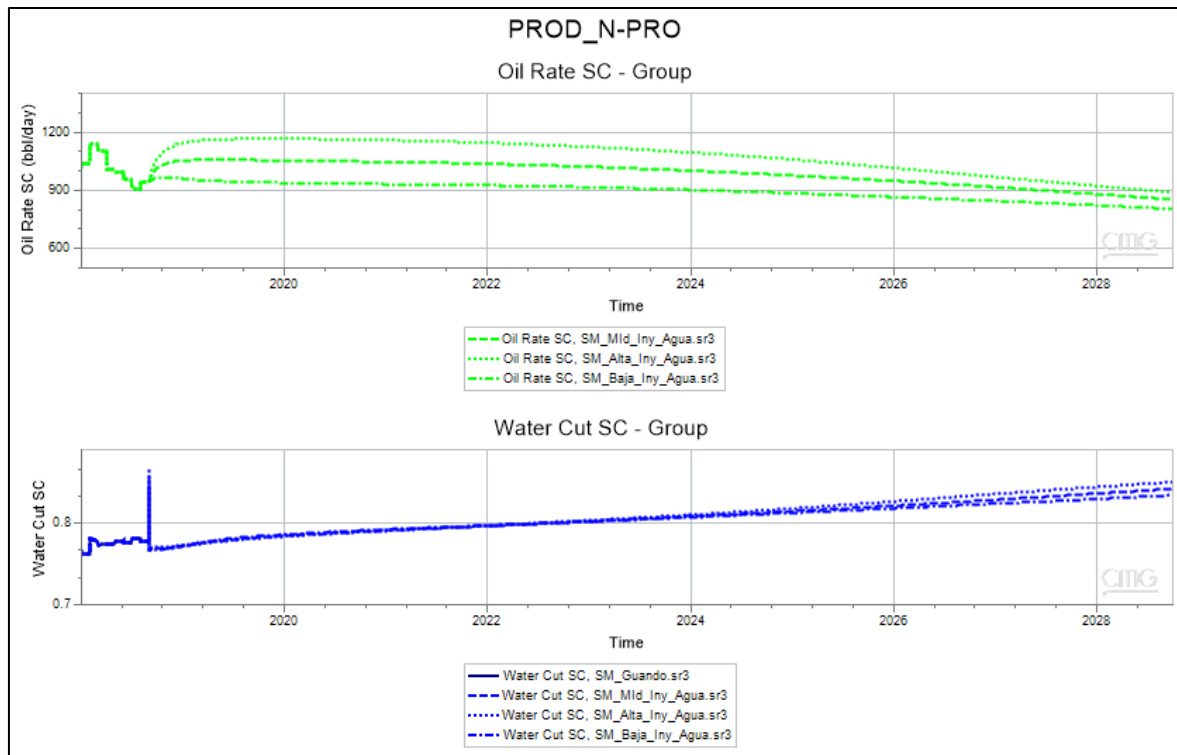


Figura 31. Resultados Corridas bases a 3 tasas de inyección de agua. Computer Modeling Group.

Un dato importante a tener en cuenta es que la Arena 3, de acuerdo con unos análisis que estaba desarrollando el operador, había sido cerrada a la inyección. Para efectos del presente estudio, se reactivó su inyección, por esta razón justo cuando inicia el pronóstico hay un efecto positivo en la respuesta de producción de aceite, los volúmenes con los que se reactivó la inyección en Arin-3 para los casos 1, 2 y 3 en el presente estudio fueron de 375 bwipd, 500 bwipd y 625 bwipd respectivamente. En la Tabla 12 se resumen los resultados simulados del último recobro final estimado al igual que el corte de agua de los casos base.

Tabla 12.

Resultados Casos Bases a Diferentes Volúmenes de inyección de agua.

Caso	Agua Inyectada bbl/día	EUR [BO]	Agua Producida Acumulada [BW]
Baja Inyección de Agua	375	13,134,148	25,848,156
Media Inyección de Agua	500	13,475,186	27,444,010
Alta Inyección de Agua	625	13,787,029	29,074,672

Teniendo claros los efectos por cambio de inyección de agua, es muy fácil estimar los efectos por inyección del polímero.

Caso 1 Un año de inyección del polímero.

En la figura 32 se muestran los resultados del Caso 1 para un tiempo de inyección de 1 año.

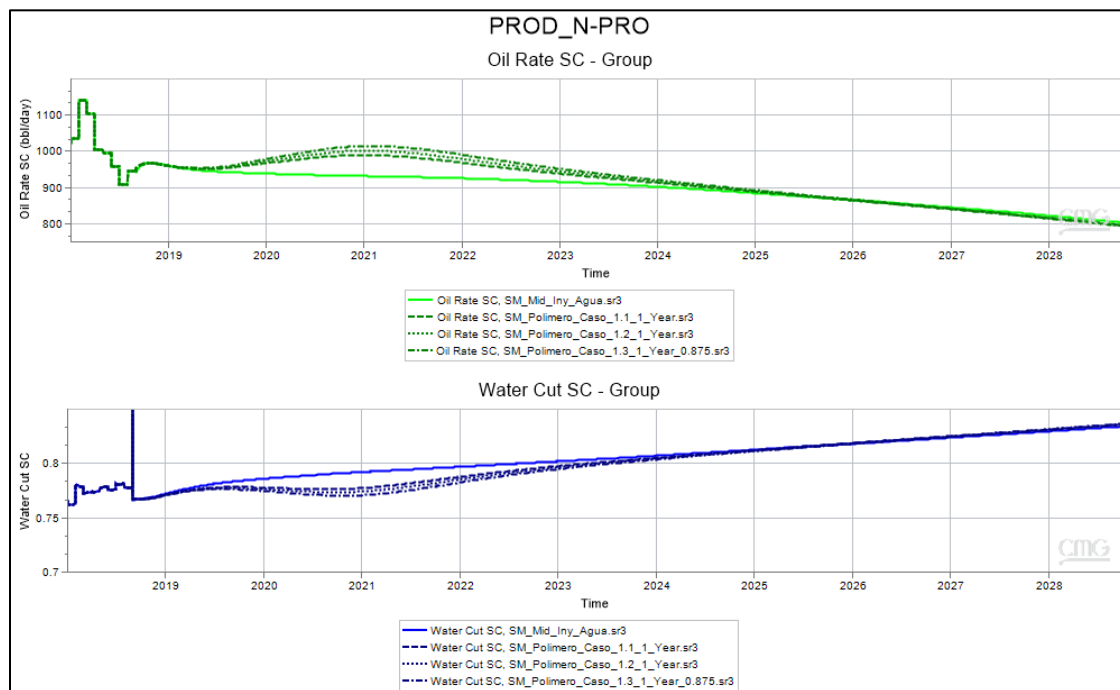


Figura 32 Resultados Caso 1 para un año de inyección de polímero. Computer Modeling Group.

Como se puede observar en los resultados, se tienen dos efectos claros por motivo de la inyección del polímero. El primero es el incremento en producción de aceite y el segundo, una reducción en el corte del agua. El efecto generado en la reducción de agua se da principalmente por el cambio de relación de movilidad entre el fluido que desplaza y el fluido desplazado. De forma tal que se retarda la producción del agua de inyección, gracias la mayor viscosidad generada en esta mezcla acuosa y mejorando la eficiencia de barrido.

Mirando más detalladamente el volumen de producción de aceite, Figura 33, se observa que, aunque se tiene un incremental de aceite hasta el año 2026, la producción cae por debajo de la curva base establecida. Aunque la inyección de polímero no cambia la saturación de aceite residual, Silva, I. G., et all (2007) si disminuye el tiempo para poder alcanzarla mediante la aceleración de producción de reservas, por lo cual, para el 2026, la saturación de aceite que se tiene por efecto de la inyección de polímero es menor a la que se tiene por efecto de la inyección de agua, haciendo que la productividad del pozo sea menor. El incremental al final del año 2028 fue positiva.

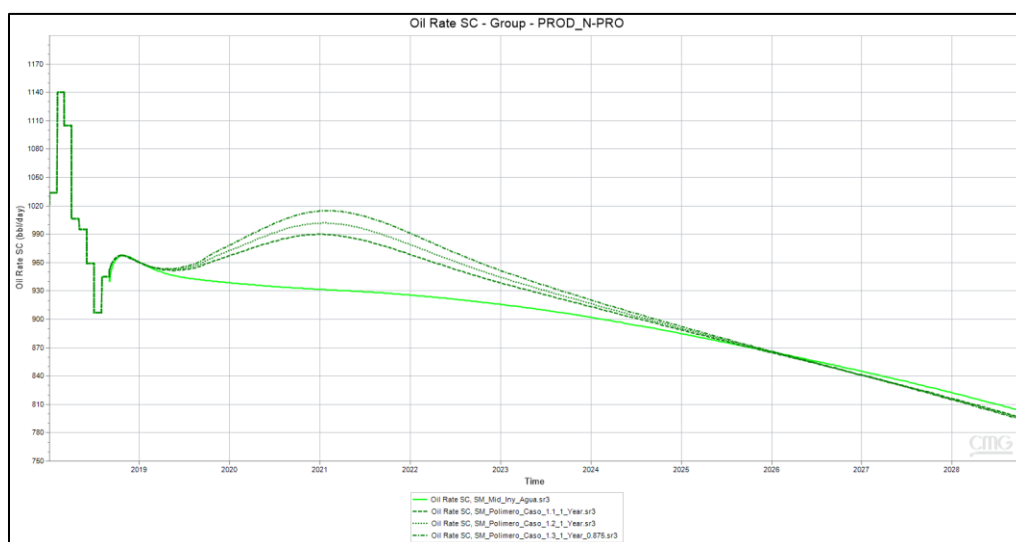


Figura 33 Resultados Caso 1.1 Producción de Aceite. Computer Modeling Group.

La gráfica de relación de agua aceite (RAP) vs el aceite producido acumulado Figura 34, ratifica que el volumen incremental de aceite que se presenta en los resultados de este caso es una aceleración de reservas. Su comportamiento, cambia respecto al caso base, se observa cómo una vez inicia la inyección del polímero, este reduce el tiempo de producción del agua inyectada gracias al incremento de su viscosidad, es decir, se va por debajo de la curva base establecida. Esta es una indicación de aceleración de reservas.

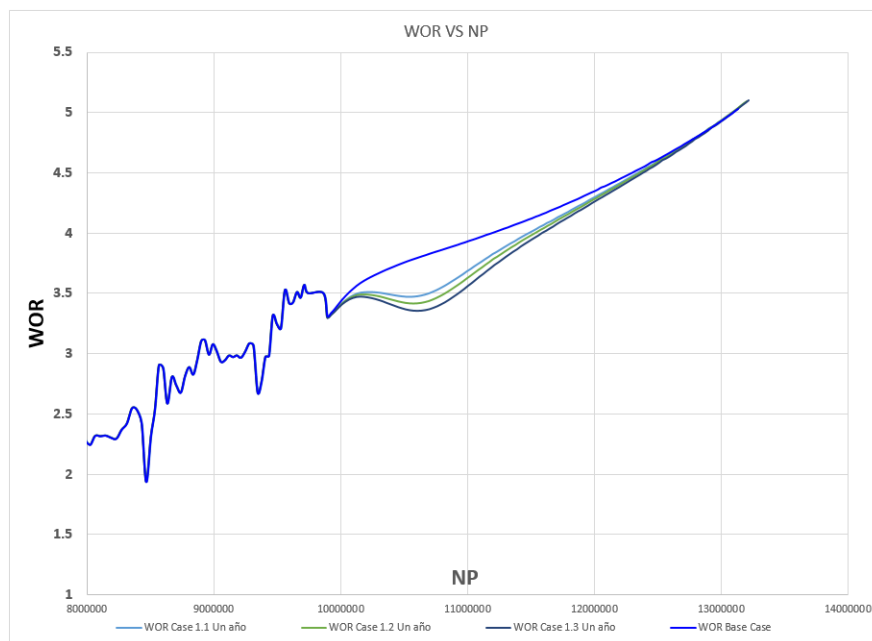


Figura 34. Relación RAP Vs, Np. Casos 1 para un tiempo de inyección de un año.

Los pozos en los que se tuvo respuesta al polímero son: Pozos de primera línea BN-70, BN-77, pozos de segunda línea: BN-150, BN-060 en una proporción menor y BN-067 como se puede apreciar en la **Error! Reference source not found.**

El pozo BN-77, no presentó buenos resultados, inicialmente tuvo un incremental considerable, sin embargo, hacia finales del año 2021 la producción cayó por debajo de la curva base teniendo al final del tiempo de evaluación una producción negativa como se muestra en la Figura 35.

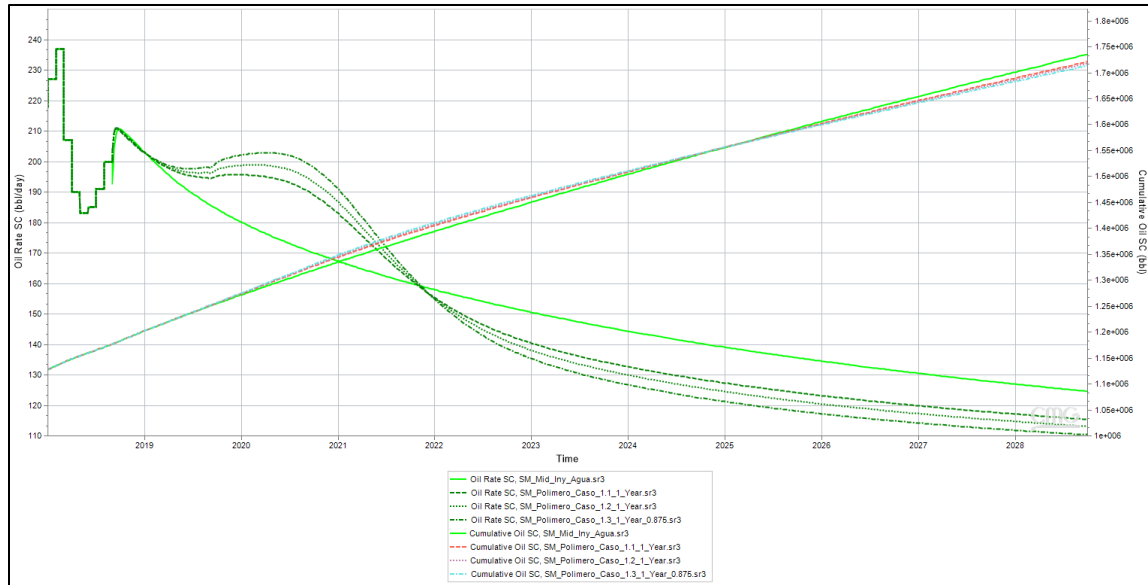


Figura 35. Resultados Corrida Caso 1 Pozo BN-077. Computer Modeling Group.

Este pozo, de todos los revisados, fue el único que obtuvo este tipo de comportamiento, el cual se puede dar por diferentes razones, entre ellas, la diferencia de movilidad que se da por cada arena debido al contraste de permeabilidad y su espesor. Especialmente en cercanías al pozo BN-077, existen picos de permeabilidad que pueden llegar al orden de 1000 mD en las A-4.

En la Tabla, 13 se resumen los resultados del Caso 1. en donde se identifica el Caso 1.3 como el caso con mejores incrementos de producción de aceite y mayor reducción de producción de agua.

Tabla 13.

Resultados Caso 1 para un año de inyección.

Caso	EUR [BO]	Agua Producida Acumulada [BW]	Volumen Incremental [BO]	Reducción de Agua [BW]
Base Case	13,134,148	25,848,156	-	-
Caso 1.1	13,190,885	25,777,180	56,737	(70,976)
Caso 1.2	13,204,638	25,759,548	70,490	(88,608)
Caso 1.3	13,220,492	25,738,930	86,344	(109,226)

Caso 2 Un año de inyección del polímero.

En la figura 36 se muestran los resultados del Caso 2 para un tiempo de inyección de 1 año.

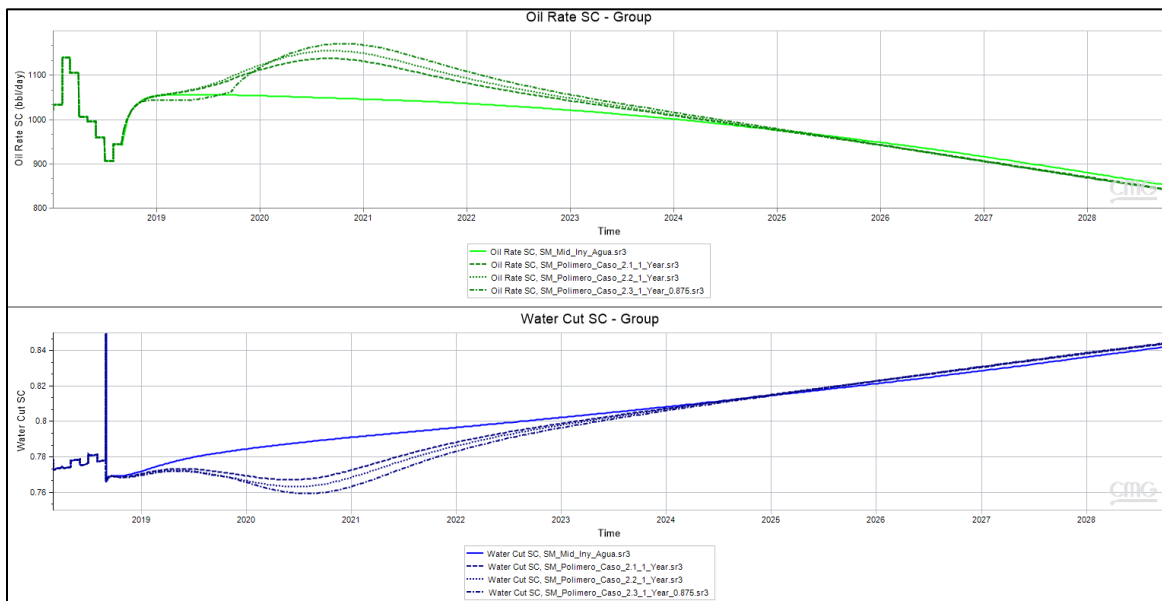


Figura 36. Resultados Caso 2 para un año de inyección de polímero. Computer Modeling Group.

La figura 37 muestra los resultados de producción de aceite en mayor detalle.

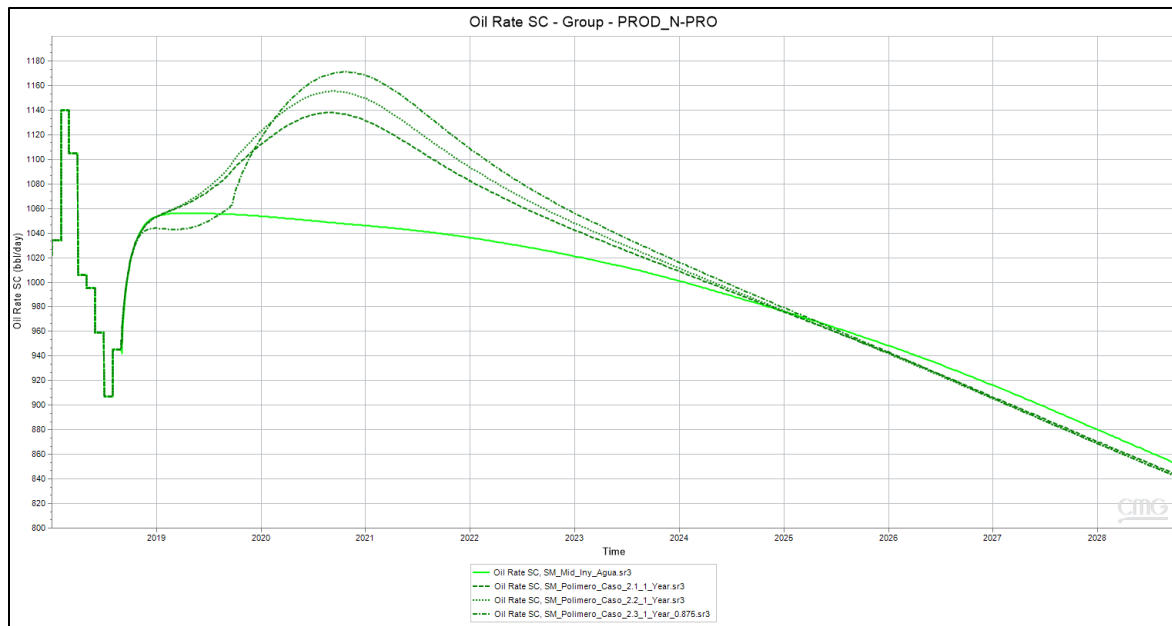


Figura 37 Resultados Caso 2 Producción de Aceite. Computer Modeling Group.

El caso 2 presenta un comportamiento de producción de aceite similar al Caso 1, con la diferencia en que el escenario 2.3, el cual presenta una concentración del polímero más alta, tiene un retraso en su producción y posteriormente uno pico de producción mayor a los de escenarios 2.1 y 2.2. Esto se debe a que por tener una mayor concentración se genera una acumulación mayor en el frente de inyección, pero al momento de terminar su inyección, un banco de agua fresca interactúa nuevamente con la formación y empuja el polímero en contacto generando un mayor volumen incremental de aceite.

En la Tabla, 14 se resumen los resultados del Caso 2. en donde se identifica el Caso 2.3 como el caso con mejores incrementos de producción de aceite y mayor reducción de agua.

Tabla 14.

Resultados Caso 2 para un año de inyección.

Caso	EUR [BO]	Agua Producida Acumulada [BW]	Volumen Incremental [BO]	Reducción de Agua [BW]
Base Case	13,475,186	27,444,010	-	-
Caso 2.1	13,545,121	27,357,390	69,935	(86,620)
Caso 2.2	13,561,281	27,336,844	86,095	(107,166)
Caso 2.3	13,572,219	27,275,912	97,033	(168,098)

Caso 3 Un año de inyección del polímero.

En la figura 38 se muestran los resultados del Caso 3 para un tiempo de inyección de 1 año.

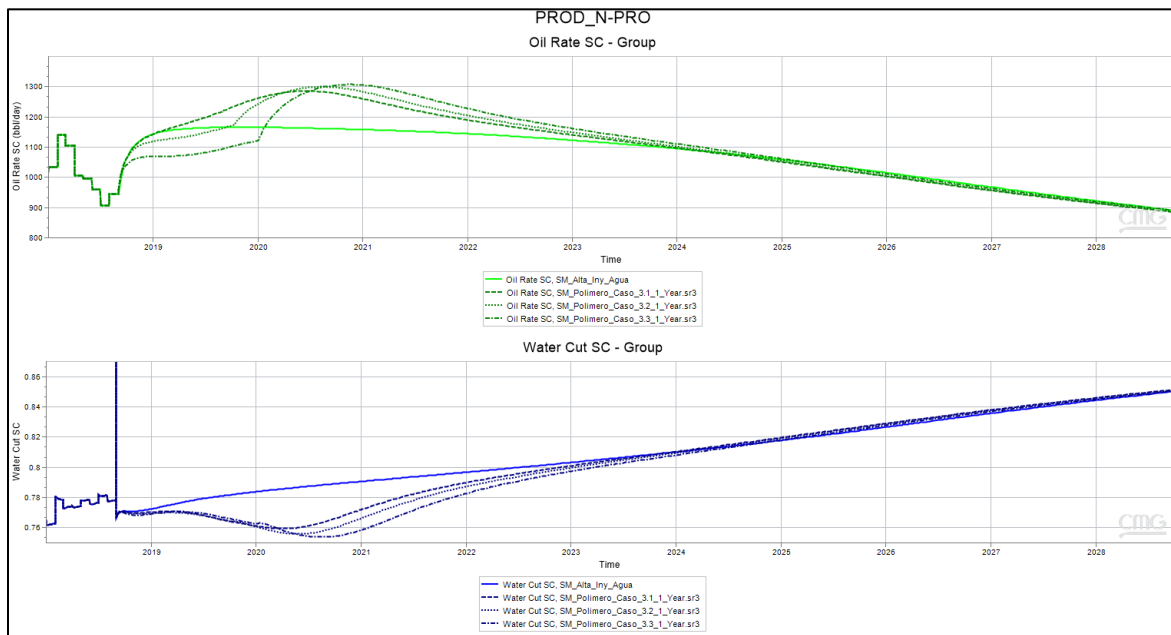


Figura 38 Resultados Caso 3 para un año de inyección de polímero. Computer Modeling Group.

La figura 39 muestra los resultados de producción de aceite en mayor detalle del escenario 3.

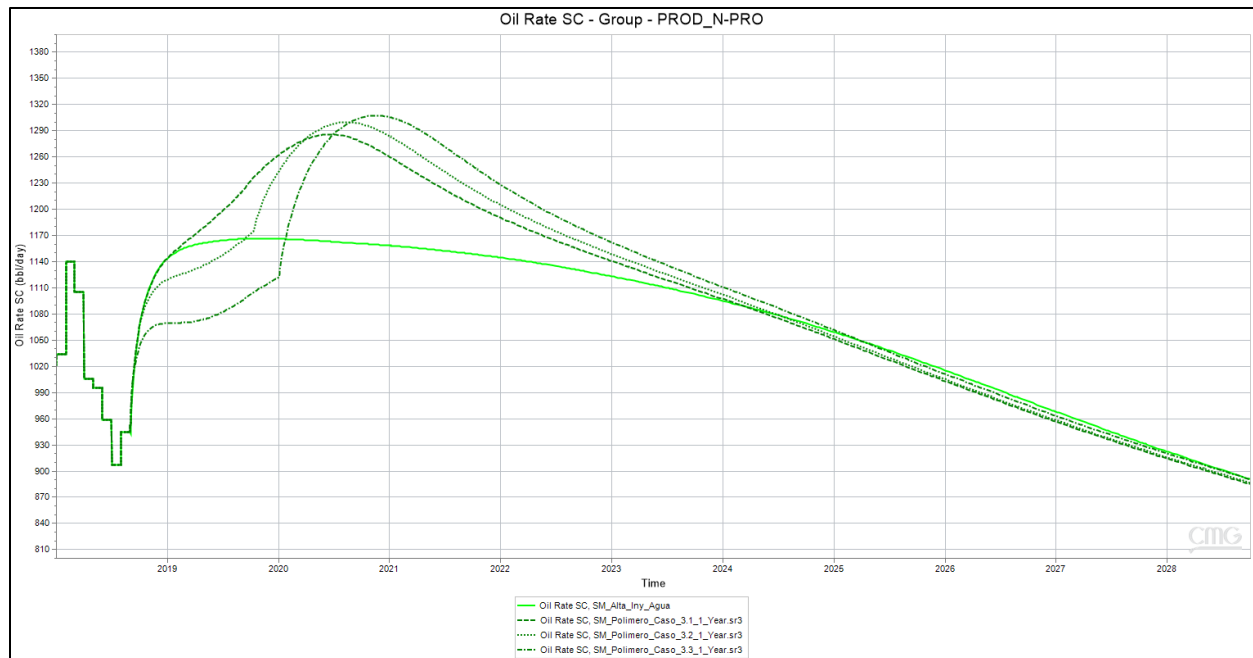


Figura 39. Resultados Caso 3 Producción de Aceite. Computer Modeling Group

En este caso, en donde las tasas de inyección definidas fueron las más altas, el polímero no tiene muy buenos resultados respecto al incremento de producción de aceite. Tanto el caso 3.2 como 3.3 tienen un efecto negativo al inicio de la inyección y su producción se va por debajo de la curva base, posteriormente se recupera y logra buenos incrementales de producción, pero su producción acumulada es menor que los presentados en los escenarios 2.2 y 2.3.

La grafica de RAP vs NP, Figura 40 al igual que en el Caso 1 presentan una aceleración de reservas.

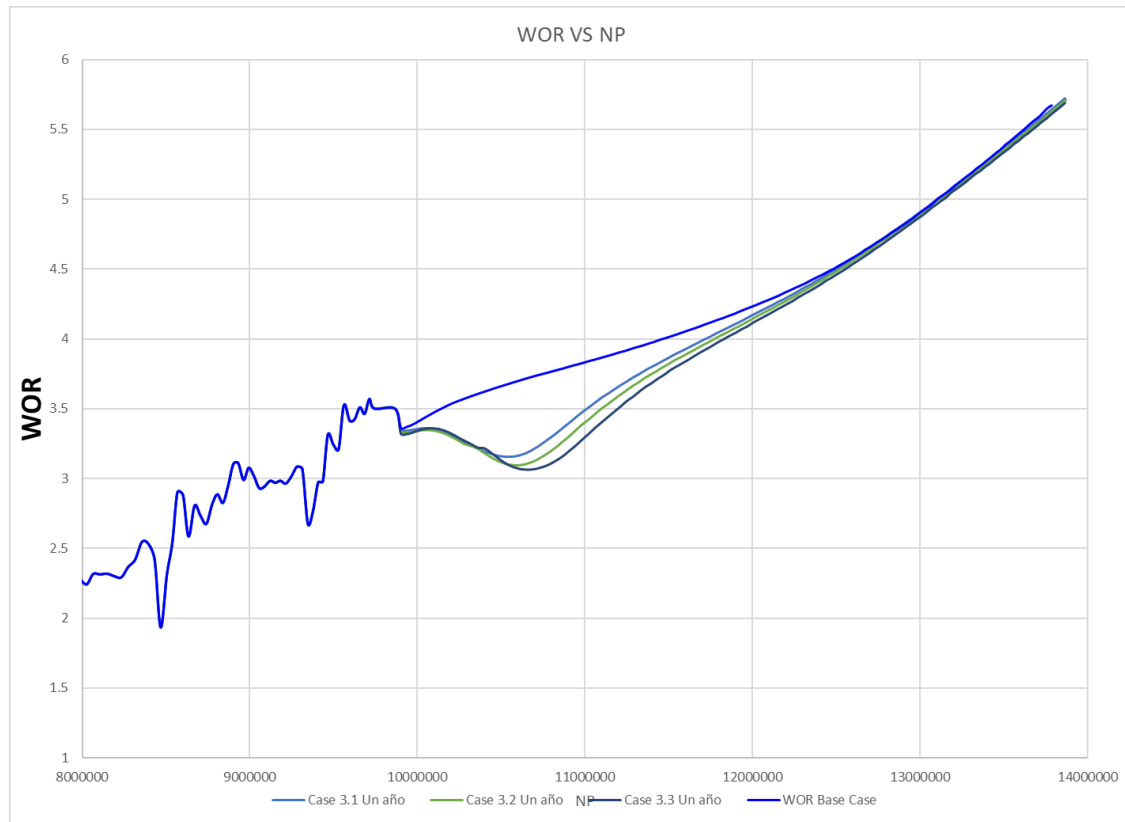


Figura 40. Relación RAP Vs, Np. Casos 3 para un tiempo de inyección de un año.

En la tabla 15 se resumen los resultados de la producción incremental, así como la reducción de agua.

Tabla 15.

Resultados Caso 3 para un año de inyección.

Caso	EUR [BO]	Agua Producida	Volumen	Reducción
		Acumulada [BW]	Incremental [BO]	de Agua [BW]
Base Case	13,787,029	29,074,672	-	-
Caso 3.1	13,868,748	28,974,576	81,719	(100,096)
Caso 3.2	13,872,930	28,874,464	85,901	(200,208)
Caso 3.3	13,865,944	28,699,208	78,915	(375,464)

Finalmente, en la Tabla 16, figuras 41 y 42, se resumen todos los resultados realizados para los escenarios evaluados para la inyección de polímero durante un año. El mejor escenario, el cual presentó los mayores volúmenes de producción incremental fue el escenario 2.3 con concentraciones iguales tanto para A-3 como para A-4 de 0.875 libra por barril inyectado y unas tasas de inyección de agua de 500 y 1800 barriles y de polímero de 438 y 1575 libras por barril día respectivamente. Pero a su vez, el que mejor reducción de producción de agua obtuvo, fue el caso 3.3.

Tabla 16.

Resumen de los resultados de los Casos 1, 2 y 3 para un periodo de inyección de polímero de un año.

Sub Caso	Arena	Volumen de inyección agua [bbl/día]	Concentración Polímero [lb/bbl]	Cantidad de Polímero Inyectado [lb/día]	Volumen Aceite Incremental [bbl]	Reducción de Agua [bbl]
Caso 1.1	A-3	375	0.53	197	56,737	(70,976)
	A-4	1350	0.53	709		
Caso 1.2	A-3	375	0.70	263	70,490	(88,608)
	A-4	1350	0.70	945		
Caso 1.3	A-3	375	0.88	328	86,344	(109,226)
	A-4	1350	0.88	1181		
Caso 2.1	A-3	500	0.53	263	69,935	(86,620)
	A-4	1800	0.53	945		
Caso 2.2	A-3	500	0.70	350	86,095	(107,166)
	A-4	1800	0.70	1260		
Caso 2.3	A-3	500	0.88	438	97,033	(168,098)
	A-4	1800	0.88	1575		
Caso 3.1	A-3	625	0.53	328	81,719	(100,096)

Sub Caso	Arena	Volumen de inyección agua [bbl/día]	Concentración Polímero [lb/bbl]	Cantidad de Polímero Inyectado [lb/día]	Volumen Aceite Incremental [bbl]	Reducción de Agua [bbl]
Caso 3.2	A-4	2250	0.53	1181	85,907	(200,208)
	A-3	625	0.70	438		
	A-4	2250	0.70	1575		
Caso 3.3	A-3	625	0.88	547	78,915	(375,464)
	A-4	2250	0.88	1969		

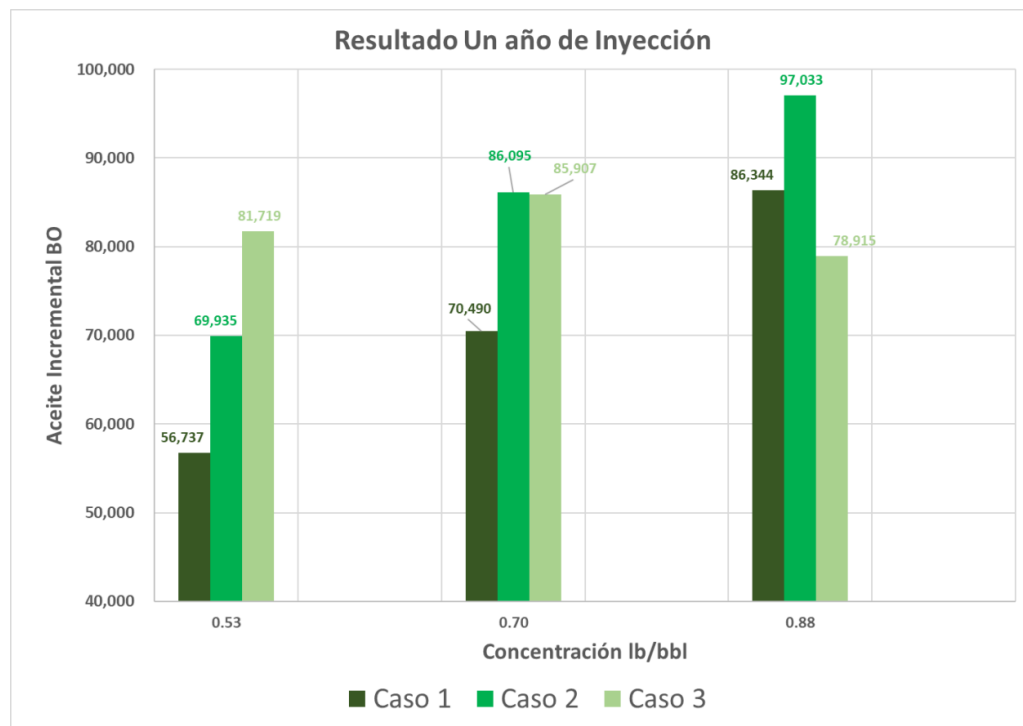


Figura 41 Resultados Aceite Incremental de los Casos 1, 2 y 3 para un periodo de inyección de polímero de un año.

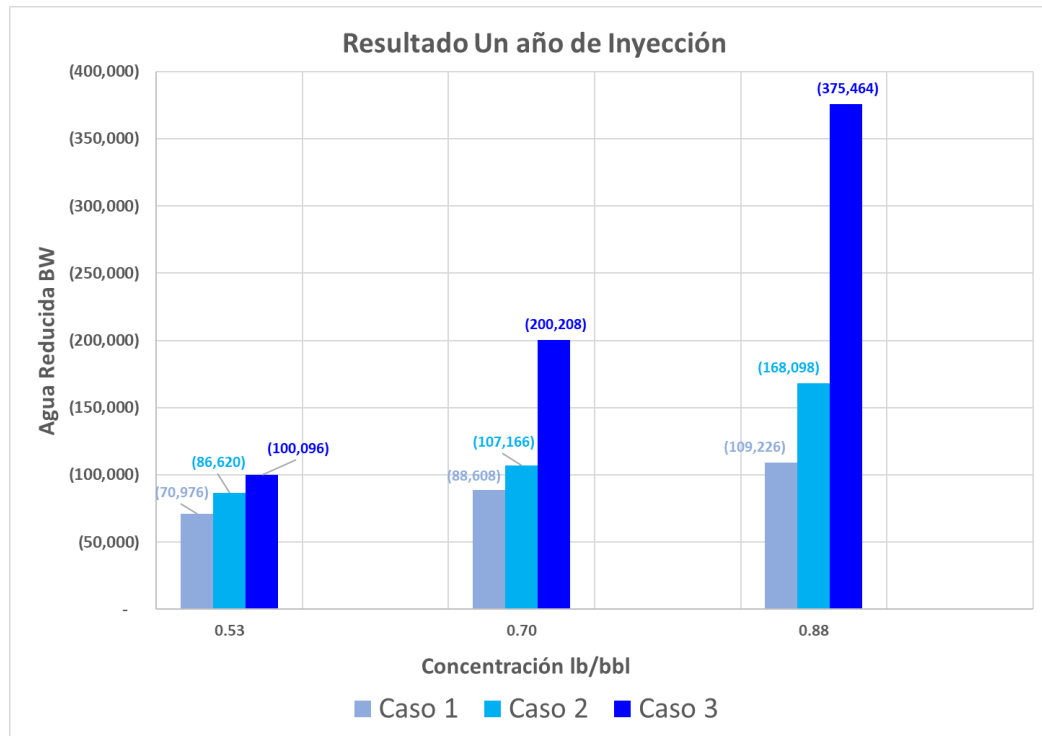


Figura 42 Resultados Reducción de agua de los Casos 1, 2 y 3 para un periodo de inyección de polímero de un año.

La producción incremental para el Caso 3 (Mayores tasas de inyección) en todas las concentraciones, se encuentran alrededor de los 78,000 a 85,000 barriles de aceite aproximadamente. Lo que indica, que para una alta velocidad de inyección la eficiencia de barrido horizontal y vertical no es tan eficiente como para tasas más bajas de inyección. Esto se ratifica analizando los resultados para la concentración más alta de 0.88 lb/bbl en donde el caso 1, cuyos volúmenes de inyección son los más bajos, presentó mayores incrementales de aceite que el caso 3.

En términos de volumen de aceite incremental por barril inyectado de polímero, a menor tasa de inyección, mayor el volumen incremental esperado. Figura 43. Esto se da básicamente porque la degradación del polímero es menor a menores tasas de inyección.

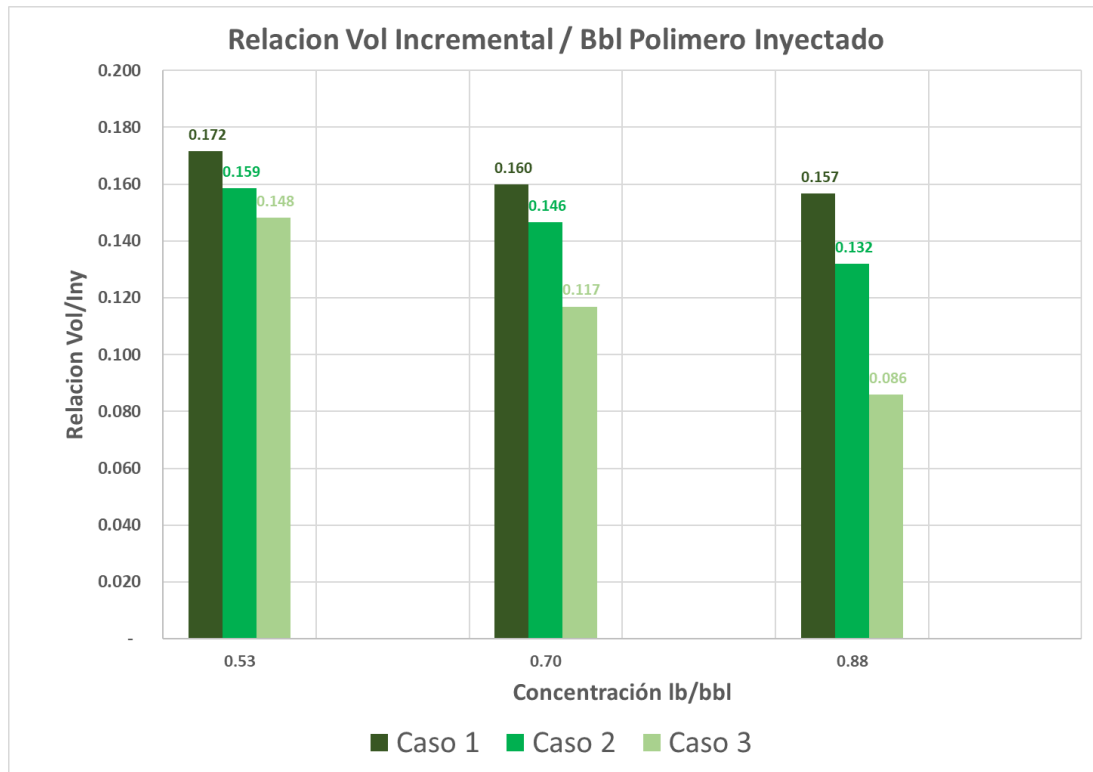


Figura 43. Relación volumen de aceite incremental por libre de polímero inyectado.

Con el fin de poder realizar una comparación para diferentes tiempos de inyección del polímero, la metodología antes descrita fue llevada a cabo de igual manera, pero ahora para dos y cuatro años de inyección, tiempos que generalmente toman los proyectos de inyección de polímero.

3.1.6.1.2 Dos años de inyección del polímero.

Caso 1 Dos años de inyección del polímero

En la figura 44 se muestran los resultados del Caso 1 para un tiempo de inyección de dos años.

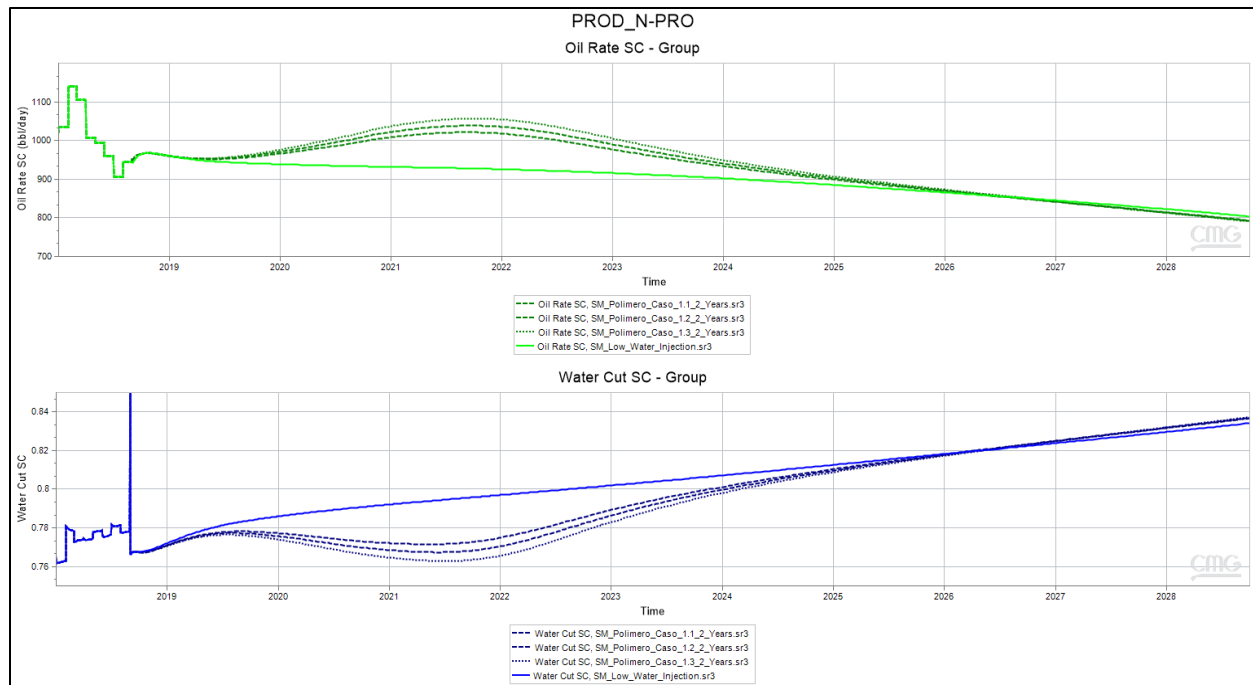


Figura 44 Resultados Caso 1 para dos años de inyección de polímero. Computer Modeling Group.

Los comportamientos de producción incremental de aceite y reducción de producción de agua son similares a los vistos en el Caso 1 para un año de inyección de polímero. La diferencia radica en los volúmenes finales obtenidos. En la gráfica 45 se comparan los resultados para los tiempos de inyección de polímero.

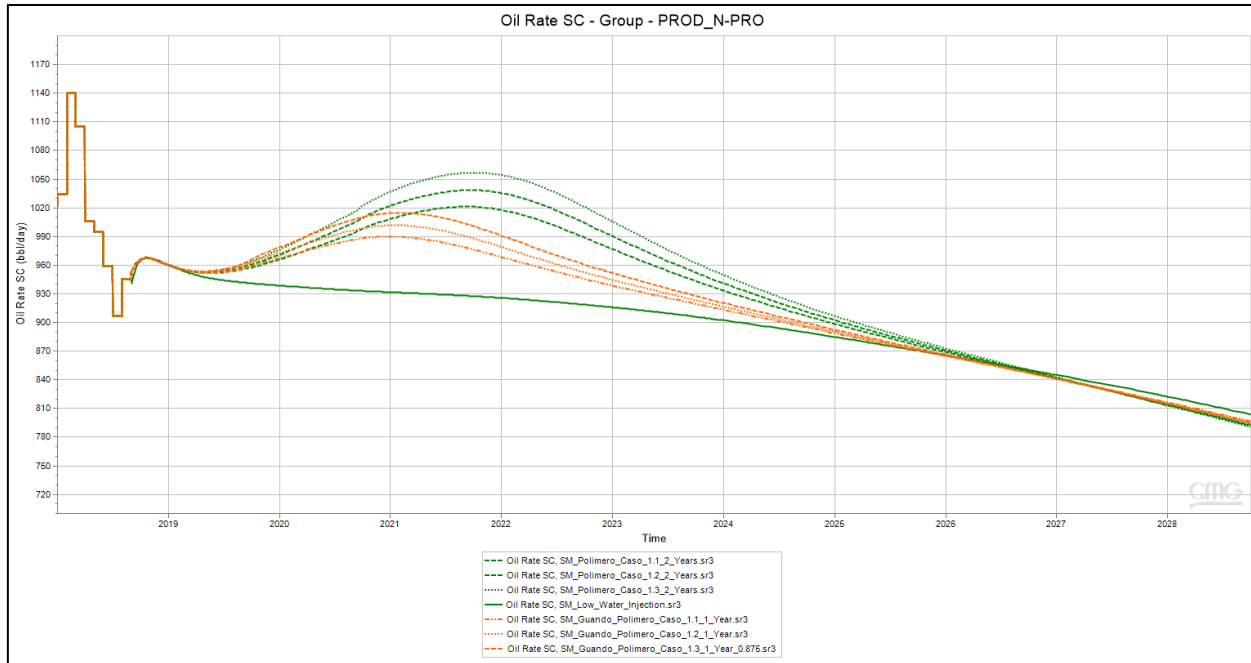


Figura 45. Comparación resultados Caso 1 un año versus dos años de inyección de polímero.
Computer Modeling Group

La tabla 17 resume el detalle de los volúmenes incrementales de aceite y reducción de agua.

Tabla 17.

Resultados Caso 1 para dos años de inyección.

Caso	EUR [BO]	Agua Producida Acumulada [BW]	Volumen Incremental [BO]	Reducción de Agua BBLs
Base Case	13,134,148	25,848,156	-	-
Caso 1.1	13,240,385	25,711,668	106,237	(136,488)
Caso 1.2	13,263,097	25,681,738	128,949	(166,418)
Caso 1.3	13,288,359	25,647,982	154,211	(200,174)

Caso 2 Dos años de inyección del polímero.

En el caso dos, nuevamente cuando se tiene la concentración más alta de inyección del polímero, Figura 46, el incremental de aceite tiene una respuesta un poco más lenta respecto a las concentraciones menores y también a la curva base (Con inyección de agua), pero cuando la inyección del polímero termina en el último trimestre del año 2020, es cuando hay un salto en el incremental de producción de aceite.

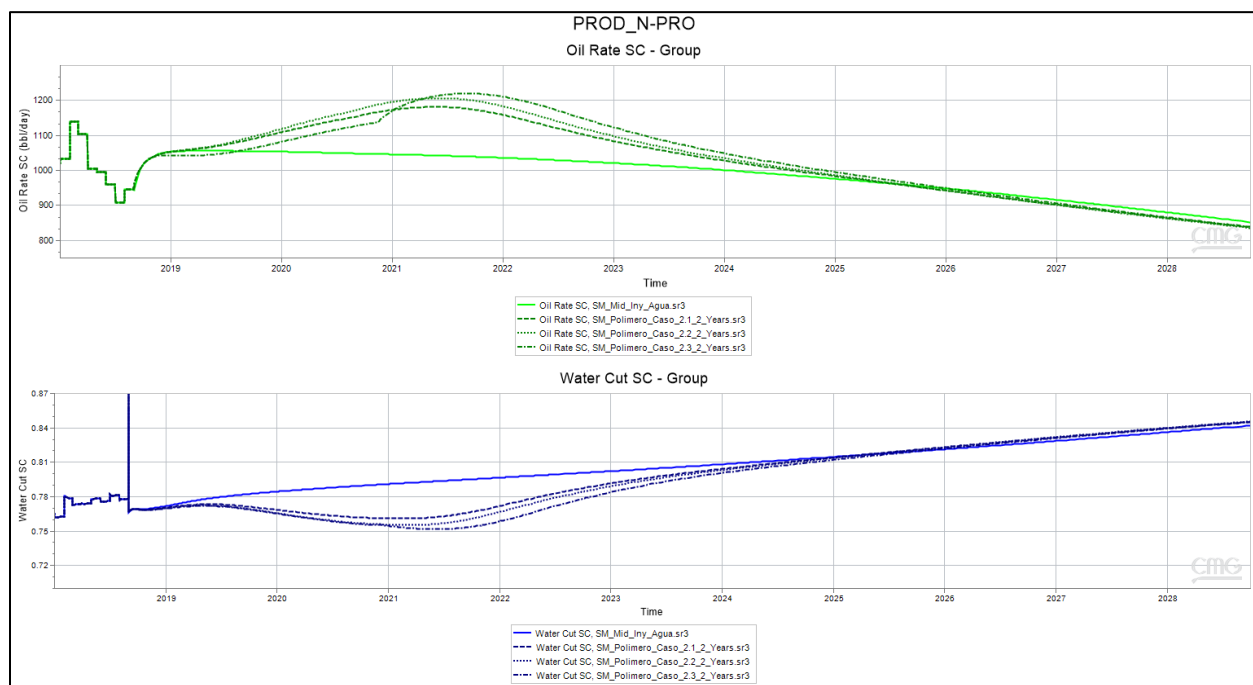


Figura 46 Resultados Caso 2 para dos años de inyección de polímero. Computer Modeling Group.

La figura 47, presenta una comparación de resultados de un año de inyección versus dos años.

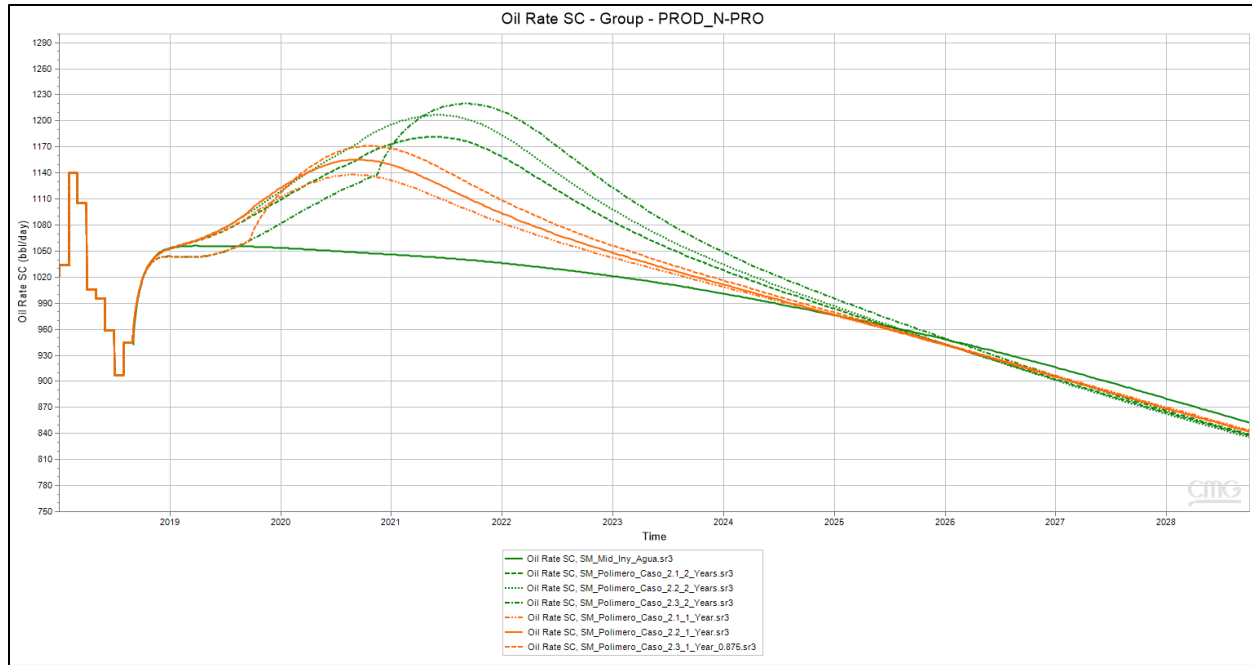


Figura 47 Comparación resultados Caso 2 un año versus dos años de inyección de polímero. Computer Modeling Group

La tabla 18 presenta los resultados obtenidos para dos años de inyección.

Tabla 18.

Resultados Caso 2 para dos años de inyección.

Caso	EUR [BO]	Agua Producida Acumulada [BW]	Volumen Incremental [BO]	Reducción de Agua BBLs
Base Case	13,475,186	27,444,010	-	-
Caso 2.1	13,607,790	27,274,492	132,604	(169,518)
Caso 2.2	13,635,941	27,237,118	160,755	(206,892)
Caso 2.3	13,642,648	27,084,478	167,462	(359,532)

Caso 3 Dos años de inyección de polímero.

En la figura 48 se muestran los resultados del Caso 3 para un tiempo de inyección de dos años.

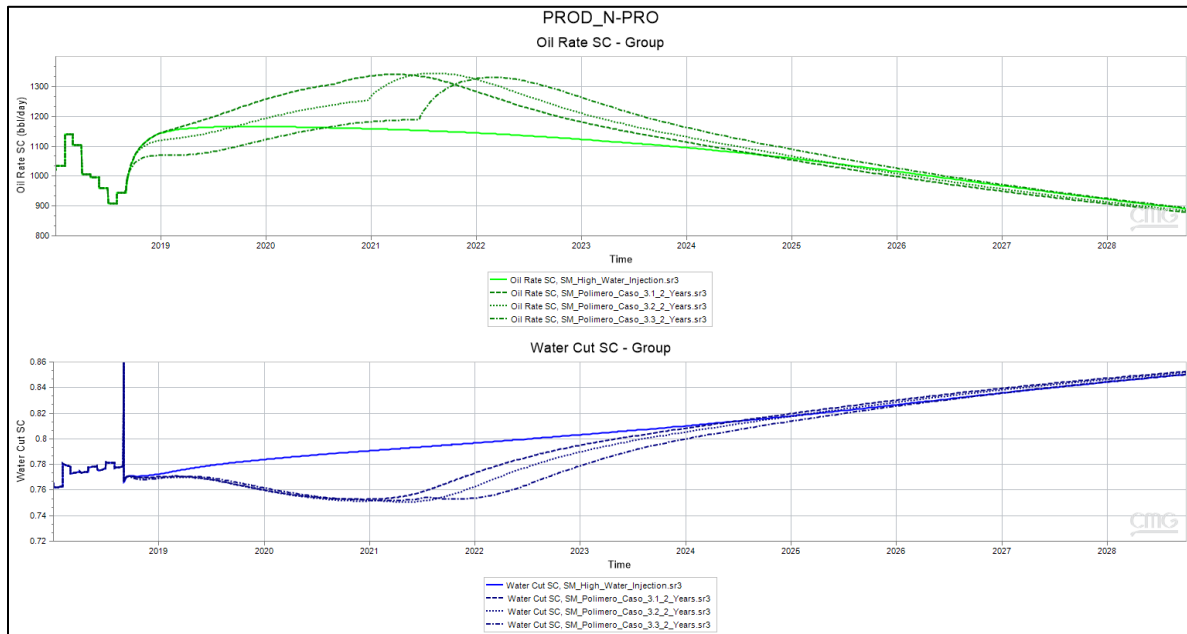


Figura 48 Resultados Caso 3 para un año de inyección de polímero. Computer Modeling Group.

En la figura 49 está la comparación de resultados de un año de inyección versus dos años.

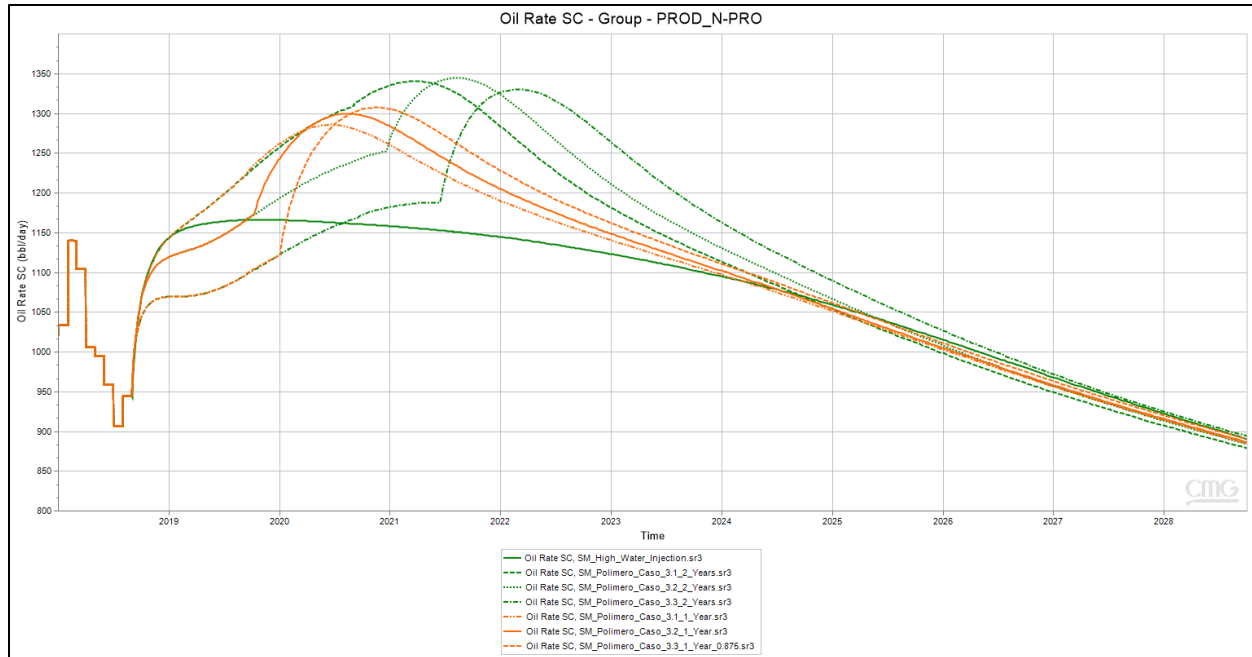


Figura 49 Comparación resultados Caso 2 un año versus dos años de inyección de polímero. Computer Modeling Group.

Nuevamente se ratifica que, para altas tasas de inyección, el incremental de producción de aceite se encuentran por debajo de los resultados obtenidos en el escenario dos, por lo menos para los casos 3.3 y 3.2 en términos de producción de aceite.

En la tabla 19 se resumen los resultados de la producción incremental, así como la reducción de agua.

Tabla 19.

Resultados Caso 3 para dos años de inyección.

Caso	EUR [BO]	Agua Producida Acumulada [BW]	Volumen Incremental [BO]	Reducción de Agua BBLs
Base Case	13,787,029	29,074,672	-	-
Caso 3.1	13,942,862	28,874,546	155,833	(200,126)
Caso 3.2	13,937,920	28,629,632	150,891	(445,040)
Caso 3.3	13,913,692	28,263,222	126,663	(811,450)

En la tabla 20, Figura 50 y 51, se resumen los resultados para los Casos 1, 2 y 3 en un periodo de inyección de dos años. Las características para cada caso son las mismas definidas y descritas anteriormente en el periodo de un año de inyección de polímero.

Tabla 20.

Resumen de los resultados de los Casos 1, 2 y 3 para un periodo de inyección de polímero de dos años.

Sub Caso	Arena	Volumen de inyección agua [bbl/día]	Concentración Polímero [lb/bbl]	Cantidad de Polímero Inyectado [lb/día]	Volumen Aceite Incremental bbls	Reducción de Agua [bbl]
Caso 1.1	A-3	375	0.53	197	106,237	(136,488)
	A-4	1350	0.53	709		
Caso 1.2	A-3	375	0.70	263	128,949	(166,418)
	A-4	1350	0.70	945		
Caso 1.3	A-3	375	0.88	328	154,211	(200,174)
	A-4	1350	0.88	1181		
Caso 2.1	A-3	500	0.53	263	132,604	(169,518)

Sub Caso	Arena	Volumen de inyección agua [bbl/día]	Concentración Polímero [lb/bbl]	Cantidad de Polímero Inyectado [lb/día]	Volumen Aceite Incremental bbls	Reducción de Agua [bbl]
Caso 2.2	A-4	1800	0.53	945	160,755	(206,892)
	A-3	500	0.70	350		
	A-4	1800	0.70	1260		
Caso 2.3	A-3	500	0.88	438	167,462	(359,532)
	A-4	1800	0.88	1575		
Caso 3.1	A-3	625	0.53	328	155,833	(200,126)
	A-4	2250	0.53	1181		
Caso 3.2	A-3	625	0.70	438	150,891	(445,040)
	A-4	2250	0.70	1575		
Caso 3.3	A-3	625	0.88	547	126,663	(811,450)
	A-4	2250	0.88	1969		

Como se observa en la Tabla 20, el escenario 2.3 presentó los mayores volúmenes de producción incremental con concentraciones iguales tanto para A-3 como para A-4 de 0.875 libra por barril inyectado y unas tasas de inyección de agua de 500 y 1800 barriles y de polímero de 438 y 1575 libras por barril día respectivamente. La mayor reducción de producción de agua nuevamente fue el presentado en el caso 3.3.

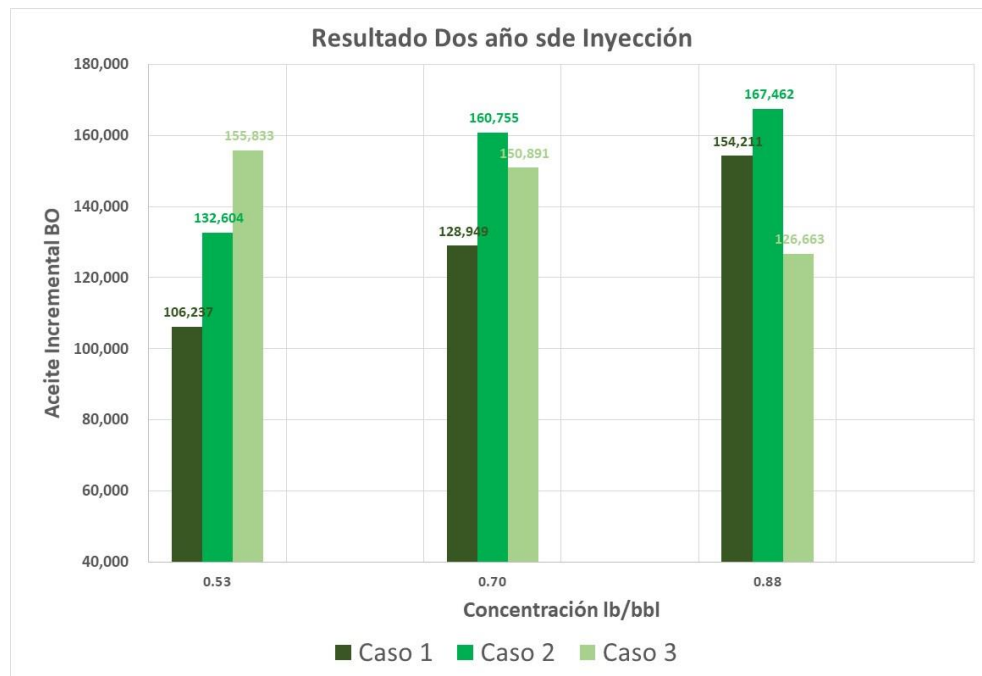


Figura 50. Resultados Aceite Incremental de los Casos 1, 2 y 3 para un periodo de inyección de polímero de dos años.

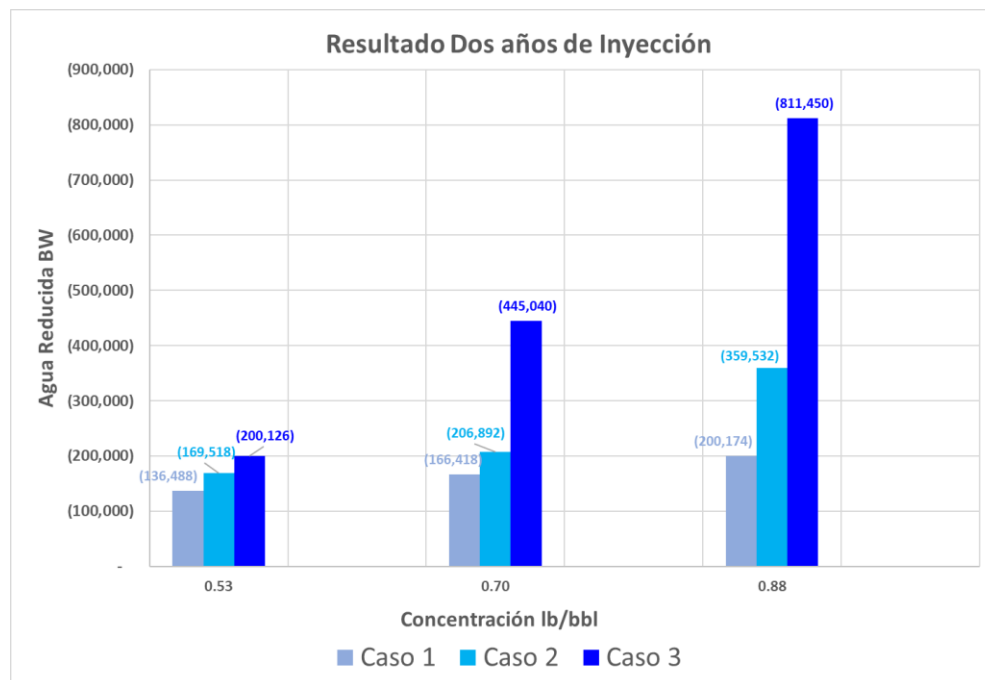


Figura 51 Resultados Reducción de agua de los Casos 1, 2 y 3 para un periodo de inyección de polímero de dos años.

La relación de aceite incremental versus libra de polímero disminuye a mayores volúmenes de polímero inyectado y a mayores concentraciones. Figura 52.

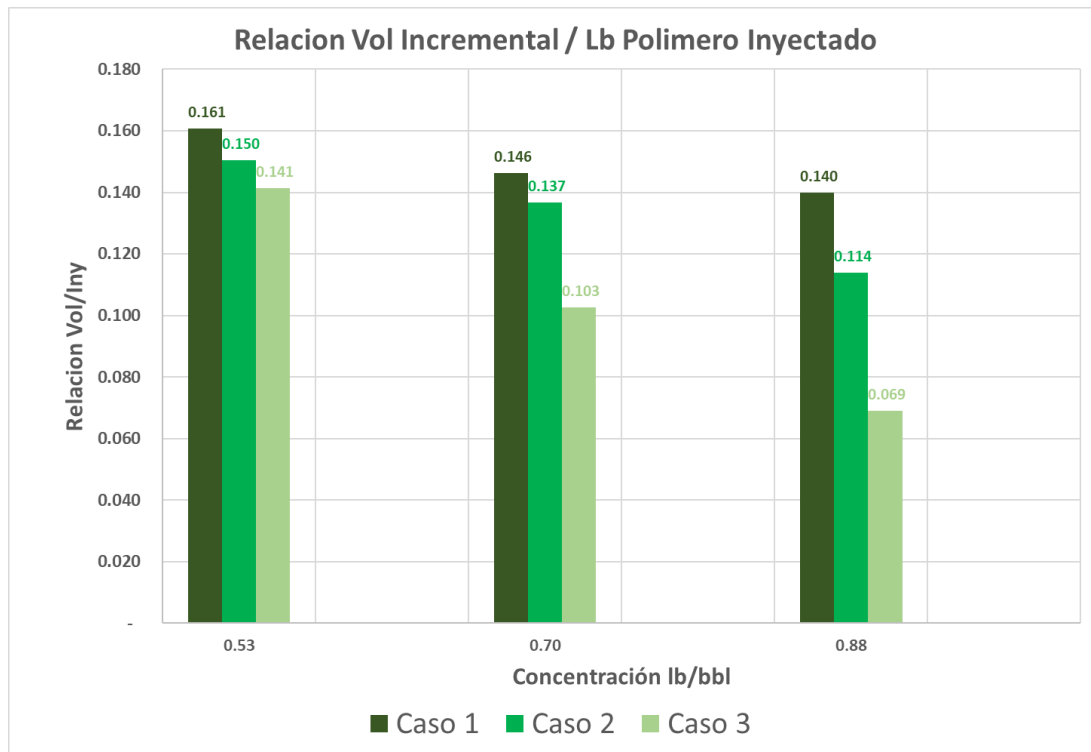


Figura 52 Relación volumen de aceite incremental por libre de polímero inyectado.

3.1.6.1.3 Cuatro años de inyección del polímero. En la tabla 21, Figuras 53 y 54, se detallan los resultados obtenidos para una inyección de polímero por un periodo de 4 años.

Tabla 21.

Resultados Casos 1, 2 y 3 para un periodo de inyección de polímero de cuatro años.

Sub Caso	Arena	Volumen de inyección agua [bbl/día]	Concentración Polímero [lb/bbl]	Cantidad de Polímero Inyectado [lb/día]	Volumen Aceite Incremental bbls	Reducción de Agua [bbl]
Caso 1.1	A-3	375	0.53	197	201,898	(270,162)
	A-4	1350	0.53	709		
Caso 1.2	A-3	375	0.70	263	241,320	(324,780)
	A-4	1350	0.70	945		
Caso 1.3	A-3	375	0.88	328	283,551	(384,220)
	A-4	1350	0.88	1181		
Caso 2.1	A-3	500	0.53	263	257,843	(346,846)
	A-4	1800	0.53	945		
Caso 2.2	A-3	500	0.70	350	307,970	(416,958)
	A-4	1800	0.70	1260		
Caso 2.3	A-3	500	0.88	438	297,320	(791,718)
	A-4	1800	0.88	1575		
Caso 3.1	A-3	625	0.53	328	303,265	(451,980)
	A-4	2250	0.53	1181		
Caso 3.2	A-3	625	0.70	438	276,277	(1,005,272)
	A-4	2250	0.70	1575		
Caso 3.3	A-3	625	0.88	547	208,848	(1,771,038)
	A-4	2250	0.88	1969		

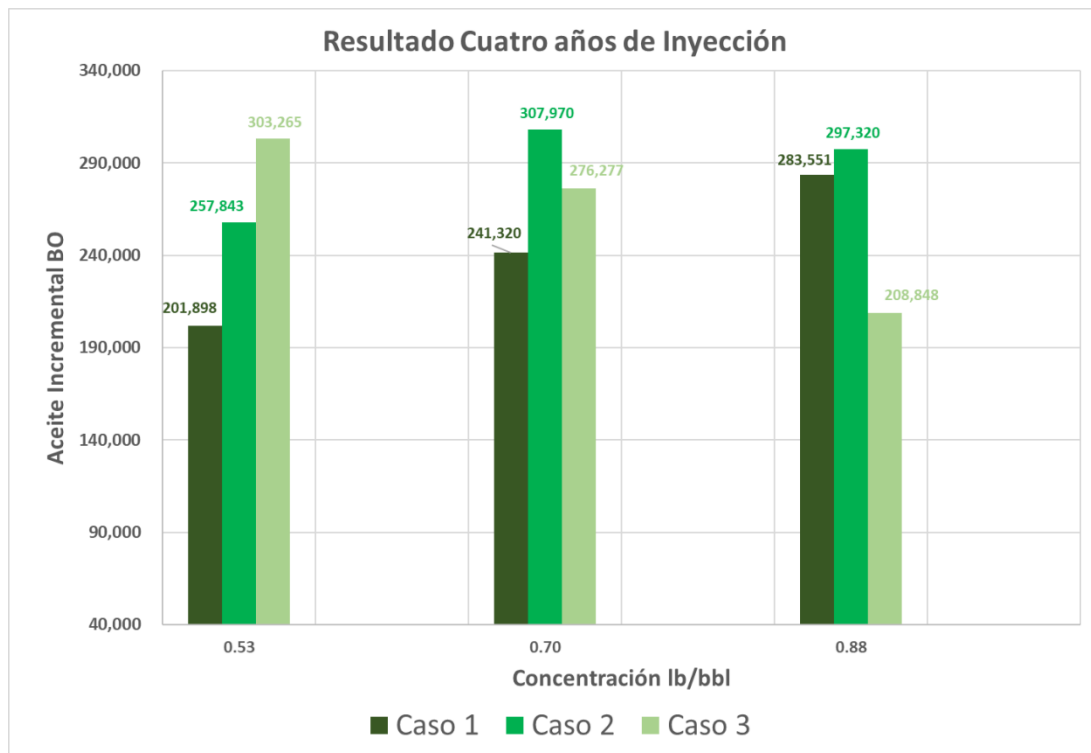


Figura 53 Resultados Aceite Incremental de los Casos 1, 2 y 3 para un periodo de inyección de polímero de cuatro años.

La inyección de 4 años deja ver una variación del comportamiento de la producción incremental para las diferentes concentraciones. Como se venía observando para los tiempos de uno y cuatro años, el escenario 2 con una concentración de 0.88 lb/bbl, presentaba los mejores resultados, pero para un tiempo de inyección de 4 años, los volúmenes no varían mucho los resultados de un volumen a otro y concentración. Es decir, el caso 3 con una concentración de 0.53 lb/Bbls tendría un incremental de 303,265 barriles de aceite indicando que el mejor resultado para las diferentes concentraciones de este caso. Respecto al caso 2.2, el cual tiene un volumen incremental de 307,970 barriles de aceite, estaría solamente 4700 barriles por debajo.

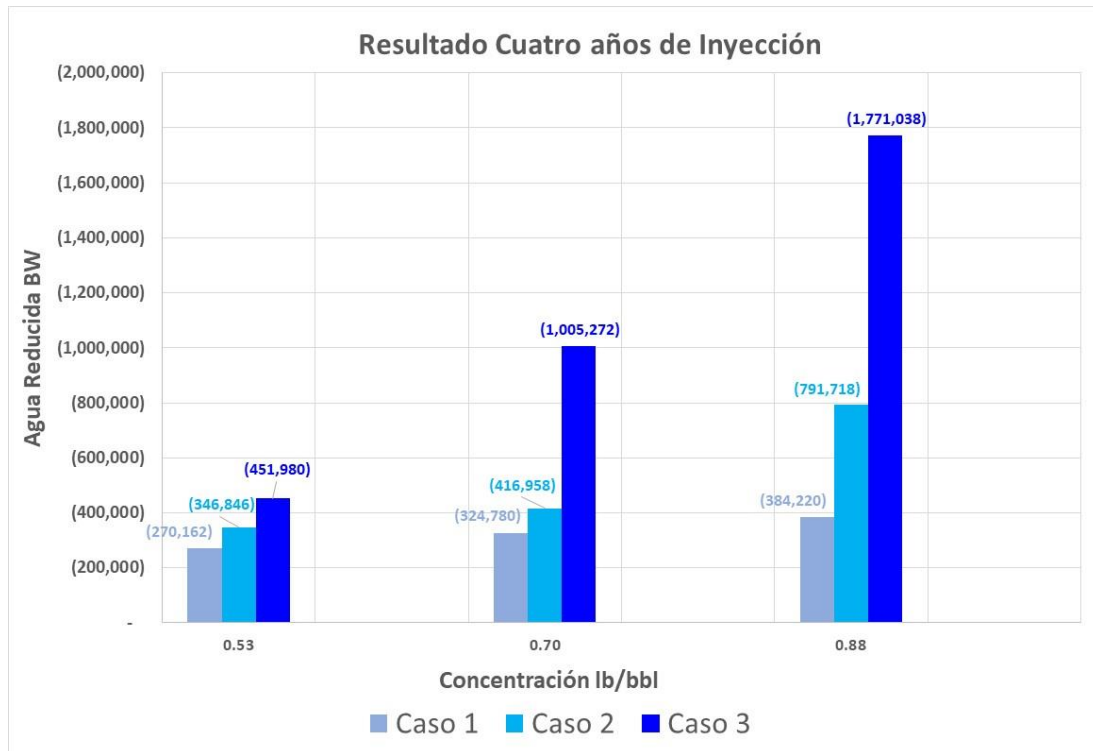


Figura 54 Resultados Reducción de agua de los Casos 1, 2 y 3 para un periodo de inyección de polímero de cuatro años.

La figura 55 muestra la relación volumen incremental versus libra de polímero inyectado para cuatro años de inyección.

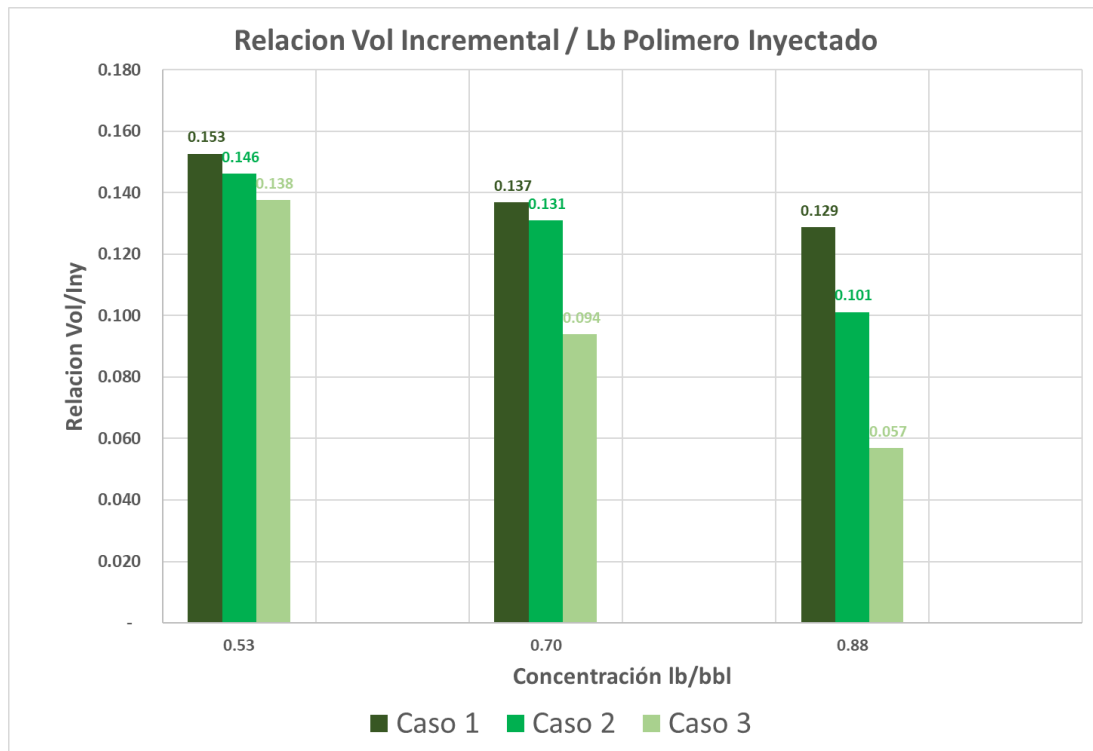


Figura 55. Relación volumen de aceite incremental por libre de polímero inyectado, cuatro años de inyección.

3.1.6.2 Inyección de polímero con diferente concentración por arena a una tasa de inyección constante. En el escenario de inyección de polímero con diferente concentración por arena a una tasa de inyección constante, se tomó como base de partida los resultados obtenidos en el escenario inyección de polímero con la misma concentración por arena para diferentes tasas de inyección. Los volúmenes de inyección de agua seleccionados fueron los del escenario 2 que corresponden a 500 barriles y 1800 barriles de agua inyectada por día para las Arenas A-3 y A4 respectivamente.

Ya teniendo las tasas determinadas, se variaron las concentraciones por arena, por ejemplo, en el caso 2.4, se dejó una concentración de 0.0 lb/bbl, esto quiere decir que no se está inyectando polímero por la Arena-3 y por la Arena-4 se está inyectando a una concentración de 0.875 lb/bbl.

A medida que los casos incrementan, la concentración en una arena se fue incrementando mientras que en la otra arena se fue disminuyendo.

En la tabla 22, se describen en detalle las características utilizadas en cada caso corrido del 2.4 al 2.9 para los tres tiempos de inyección de uno, dos y cuatro años.

Tabla 22.

Detalle Características Caso 2.4 a 2.9.

Caso	Sub Caso	Arena	Volumen de inyección agua [bbl/día]	Concentración Polímero [lb/bbl]	Cantidad de Polímero Inyectado [lb/día]
Caso 2	Caso 2.4	A-3	500	0.00	0
		A-4	1800	0.88	1575
	Caso 2.5	A-3	500	0.20	100
		A-4	1800	0.88	1575
	Caso 2.6	A-3	500	0.50	250
		A-4	1800	0.88	1575
	Caso 2.7	A-3	500	0.88	438
		A-4	1800	0.50	900
	Caso 2.8	A-3	500	0.88	438
		A-4	1800	0.20	360
	Caso 2.9	A-3	500	0.88	438
		A-4	1800	0.00	0

3.1.6.2.1 Un año de inyección de polímero. La tabla 23 y las gráficas 56, 57 y 58 muestran los resultados obtenidos para el tiempo de inyección de un año de todos los casos.

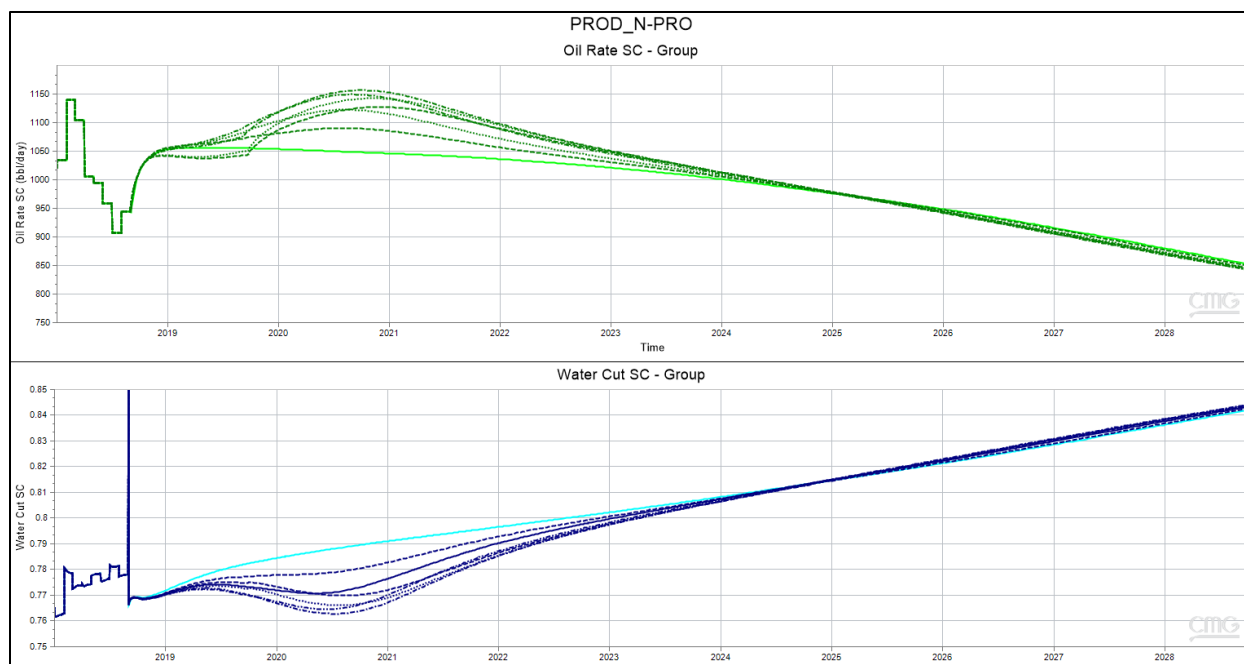


Figura 56. Resultados Caso 2.4 al 2.9 para un año de inyección de polímero. Computer Modeling Group

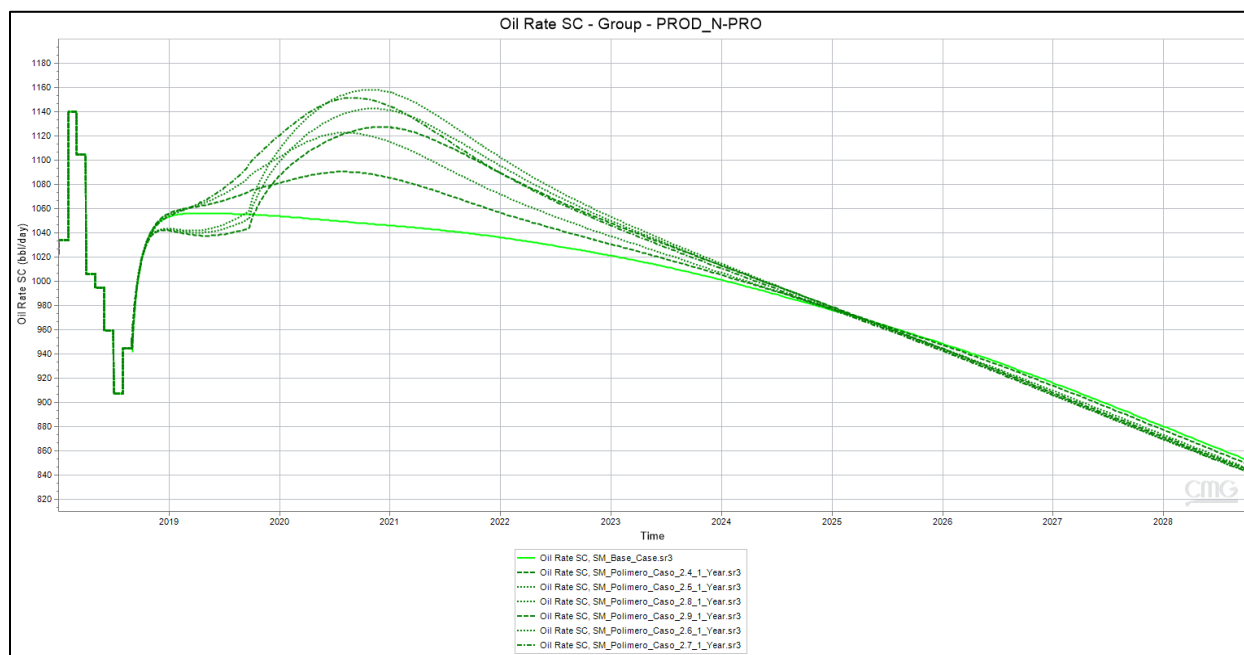


Figura 57. Resultados producción de aceite Caso 2.4 al 2.9 para un año de inyección de polímero. Computer Modeling Group.

Tabla 23.

Resultados Caso 2.4 al 2.9 para un año de inyección de polímero.

Sub Caso	Arena	Volumen de inyección agua [bbl/día]	Concentración Polímero [lb/bbl]	Cantidad de Polímero Inyectado [lb/día]	Volumen Aceite Incremental bbls	Reducción de Agua [bbl]
Caso 2.4	A-3	500	0.00	0	61,639	(125,328)
	A-4	1800	0.88	1575		
Caso 2.5	A-3	500	0.20	100	72,983	(138,784)
	A-4	1800	0.88	1575		
Caso 2.6	A-3	500	0.50	250	85,525	(153,946)
	A-4	1800	0.88	1575		
Caso 2.7	A-3	500	0.88	438	82,314	(101,792)
	A-4	1800	0.50	900		
Caso 2.8	A-3	500	0.88	438	58,187	(71,060)
	A-4	1800	0.20	360		
Caso 2.9	A-3	500	0.88	438	35,786	(42,918)
	A-4	1800	0.00	0		

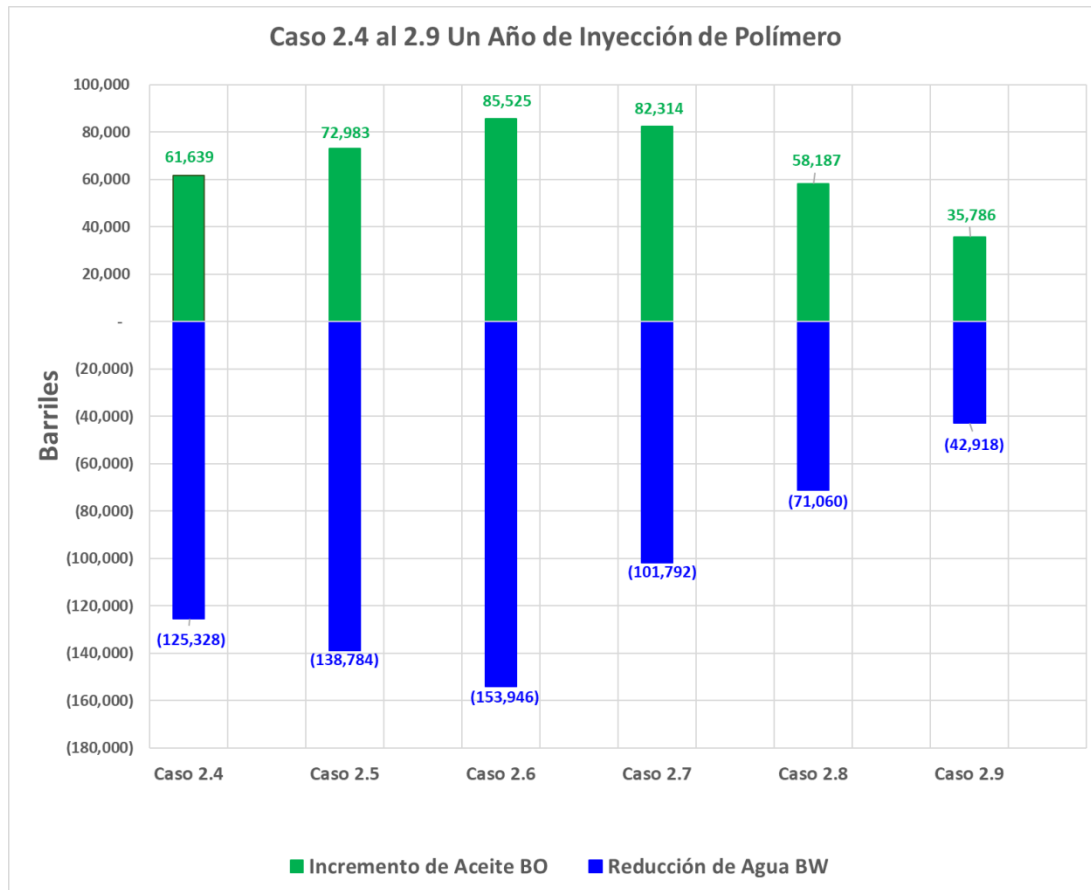


Figura 58. Resultados Caso 2.4 al 2.9 para un año de inyección de polímero.

En la gráfica 58 se puede ver claramente que el caso 2.6, con una concentración de 0.5 lb/bbl en la arena 3 y una concentración de 0.88 lb/bbl en la arena 4, fue el mejor caso, ya que obtuvo los mejores incrementales de producción de aceite, así como la máxima reducción de agua.

En términos de relación volumen incremental de aceite versus lb inyectada, el caso 2.9 fue quien obtuvo la mejor relación. Figura 59.

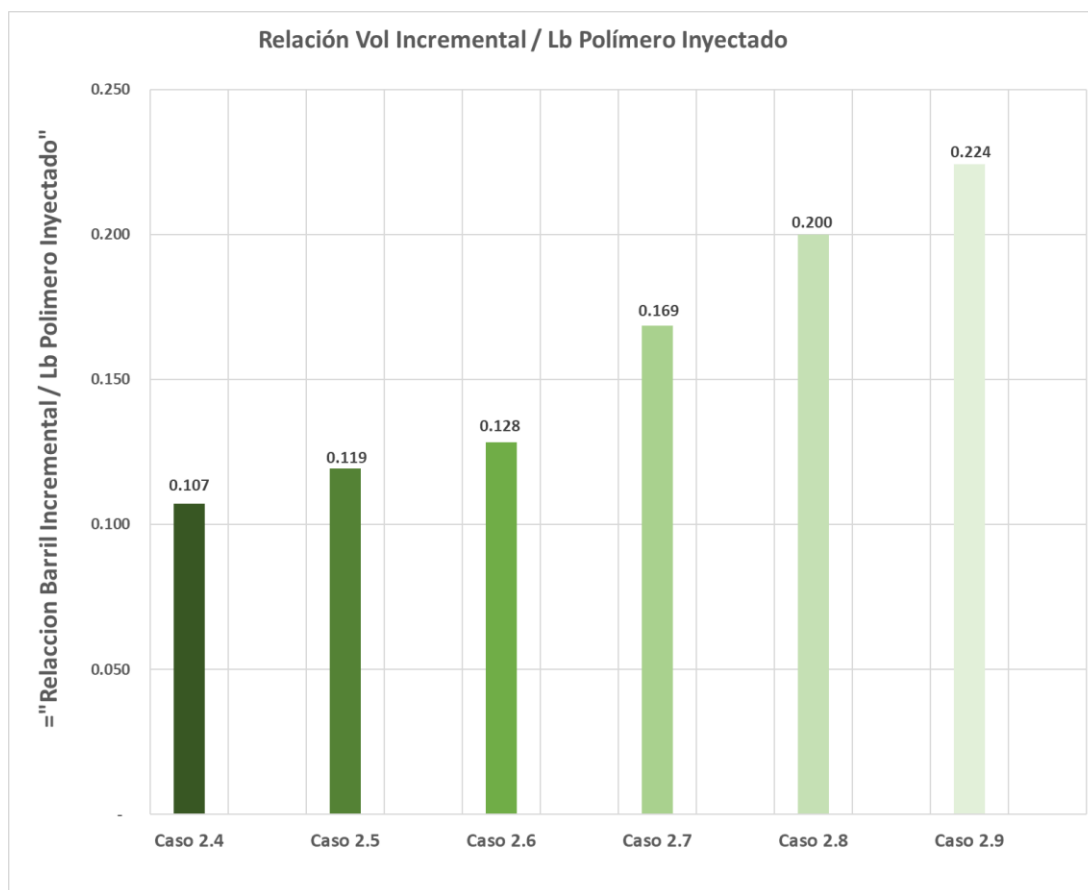


Figura 59. Relación volumen de aceite incremental por libre de polímero inyectado.

3.1.6.2.2 Dos años de inyección de polímero. La tabla 24 y las gráficas 60, 61 y 62 muestran los resultados obtenidos para el tiempo de inyección de un año de todos los casos.

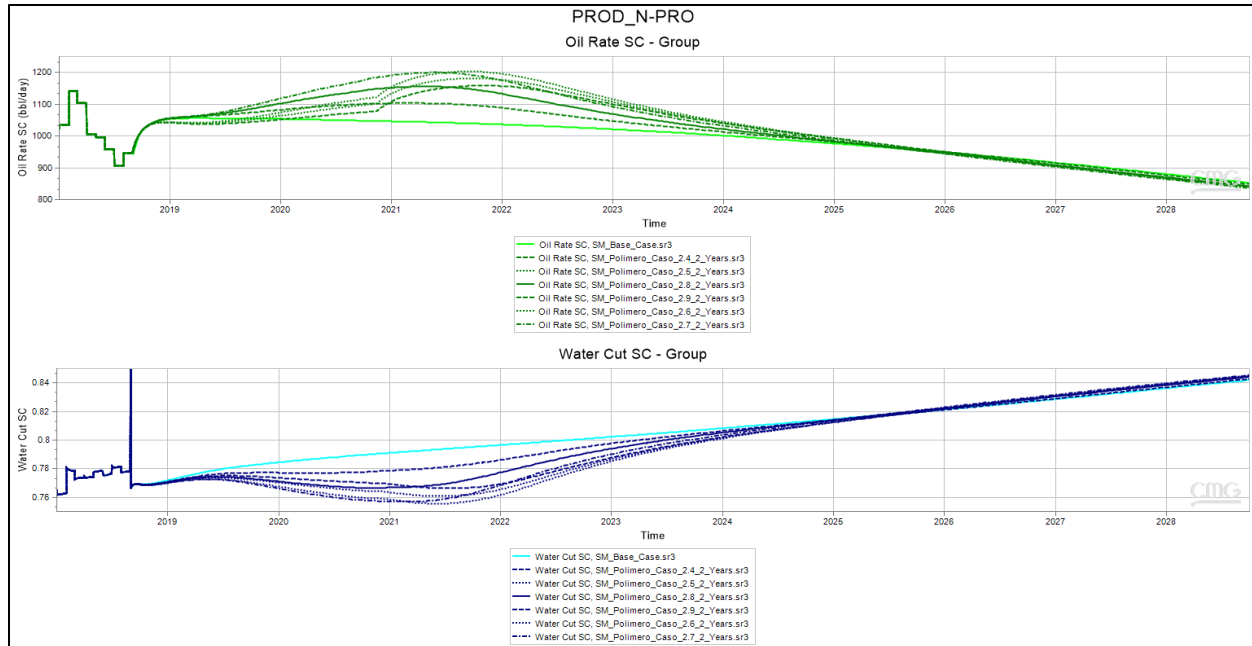


Figura 60. Resultados Caso 2.4 al 2.9 para dos años de inyección de polímero. Computer Modeling Group

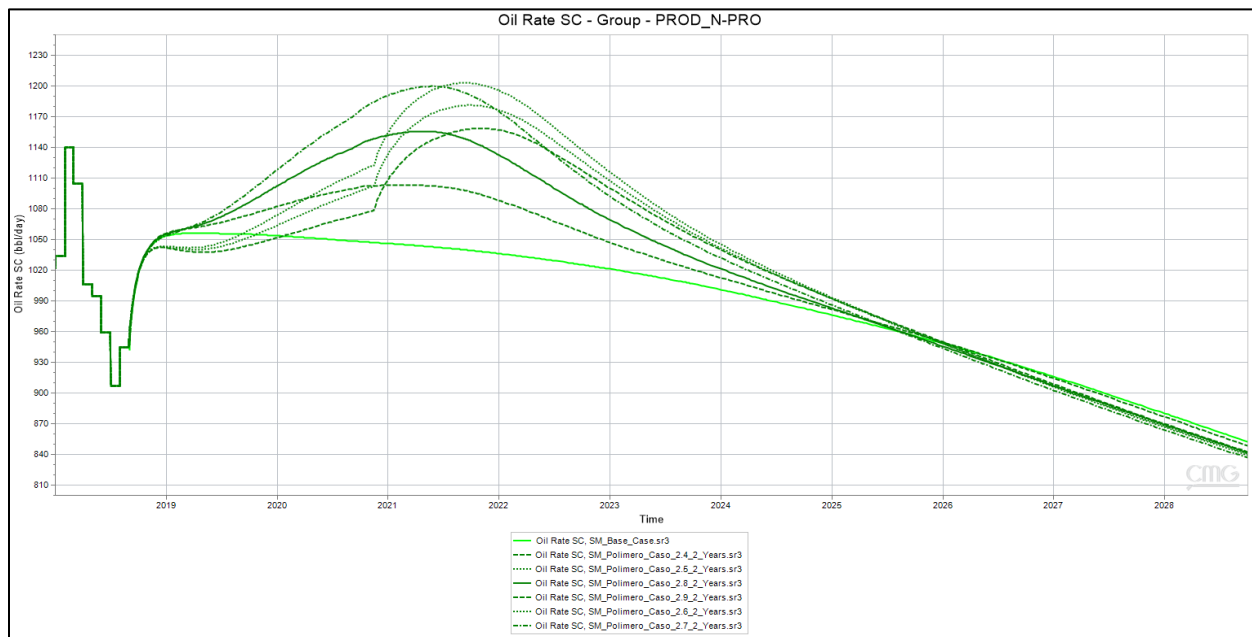


Figura 61. Resultados producción de aceite Caso 2.4 al 2.9 para dos años de inyección de polímero. Computer Modeling Group.

Tabla 24.

Resultados Caso 2.4 al 2.9 para dos años de inyección de polímero.

Sub Caso	Arena	Volumen de inyección agua [bbl/día]	Concentración Polímero [lb/bbl]	Cantidad de Polímero Inyectado [lb/día]	Volumen Aceite Incremental bbls	Reducción de Agua [bbl]
Caso 2.4	A-3	500	0.00	0	103,351	(279,626)
	A-4	1800	0.88	1575		
Caso 2.5	A-3	500	0.20	100	125,326	(306,516)
	A-4	1800	0.88	1575		
Caso 2.6	A-3	500	0.50	250	147,927	(334,696)
	A-4	1800	0.88	1575		
Caso 2.7	A-3	500	0.88	438	153,634	(195,968)
	A-4	1800	0.50	900		
Caso 2.8	A-3	500	0.88	438	110,173	(137,784)
	A-4	1800	0.20	360		
Caso 2.9	A-3	500	0.88	438	64,921	(78,972)
	A-4	1800	0.00	0		

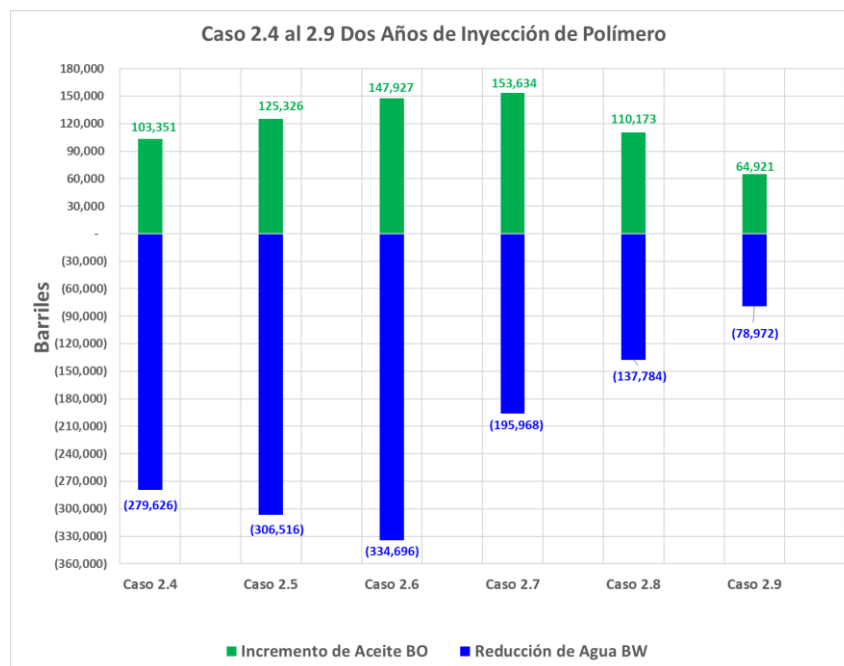


Figura 62. Resultados Caso 2.4 al 2.9 para dos años de inyección de polímero.

Aunque el caso 2.7 obtuvo el mejor incremental de producción de aceite, el caso 2.6 estuvo muy cerca y a su vez redujo la producción de agua en más de 100,000 barriles de agua en comparación al primero.

En términos de relación volumen incremental de aceite versus lb inyectada, el caso 2.9 fue quien obtuvo la mejor relación. Figura 63

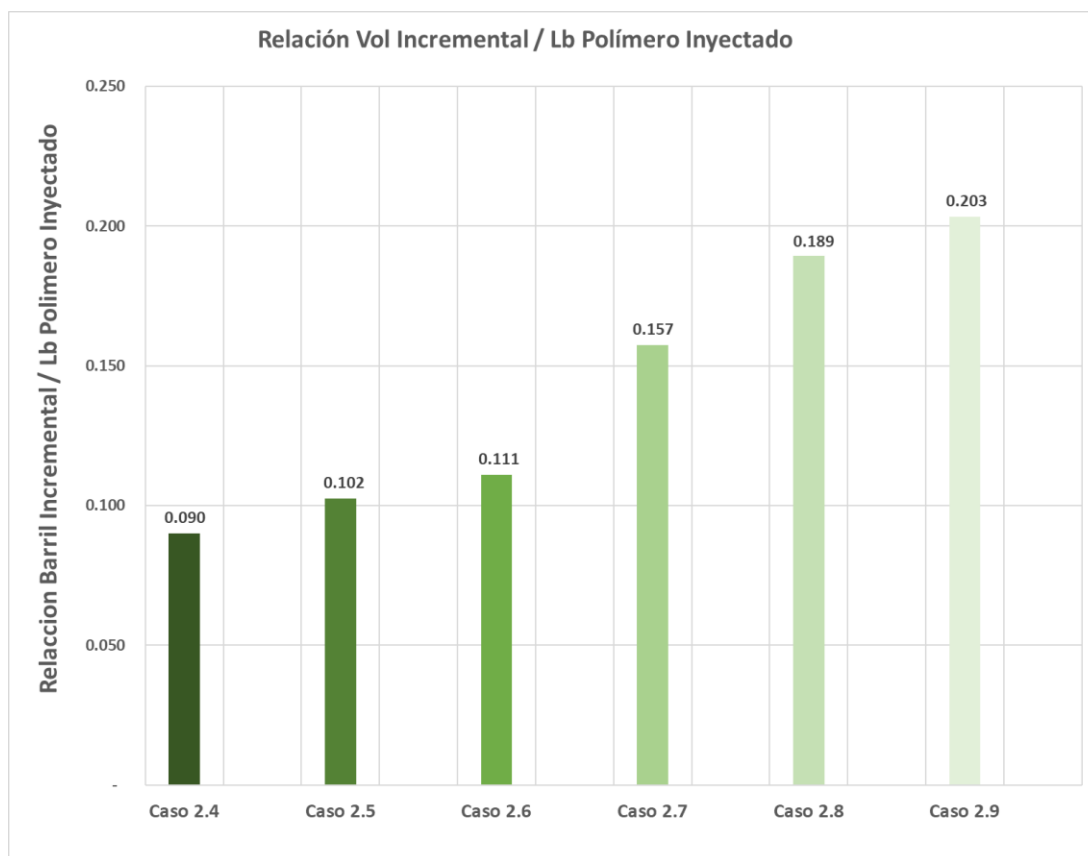


Figura 63. Relación volumen de aceite incremental por libre de polímero inyectado

3.1.6.2.3 Cuatro años de inyección de polímero. La tabla 25 y las gráficas 64, 65 y 66 muestran los resultados obtenidos para el tiempo de inyección de un año de todos los casos.

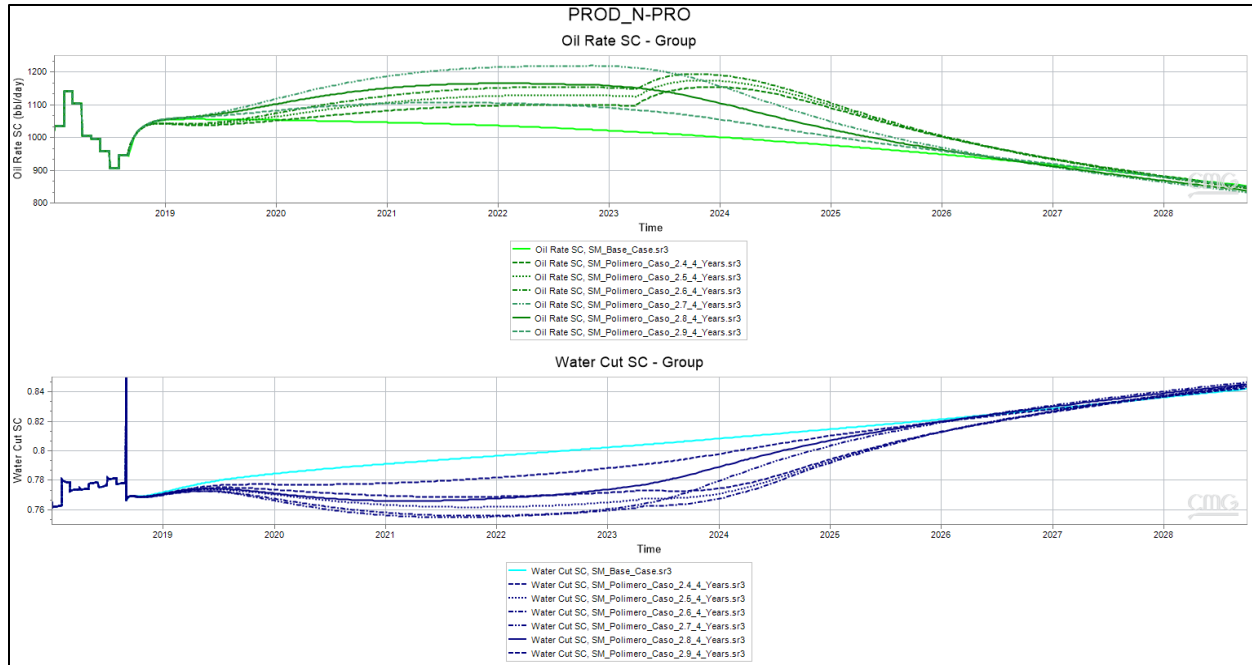


Figura 64. Resultados Caso 2.4 al 2.9 para cuatro años de inyección de polímero. Computer Modeling Group

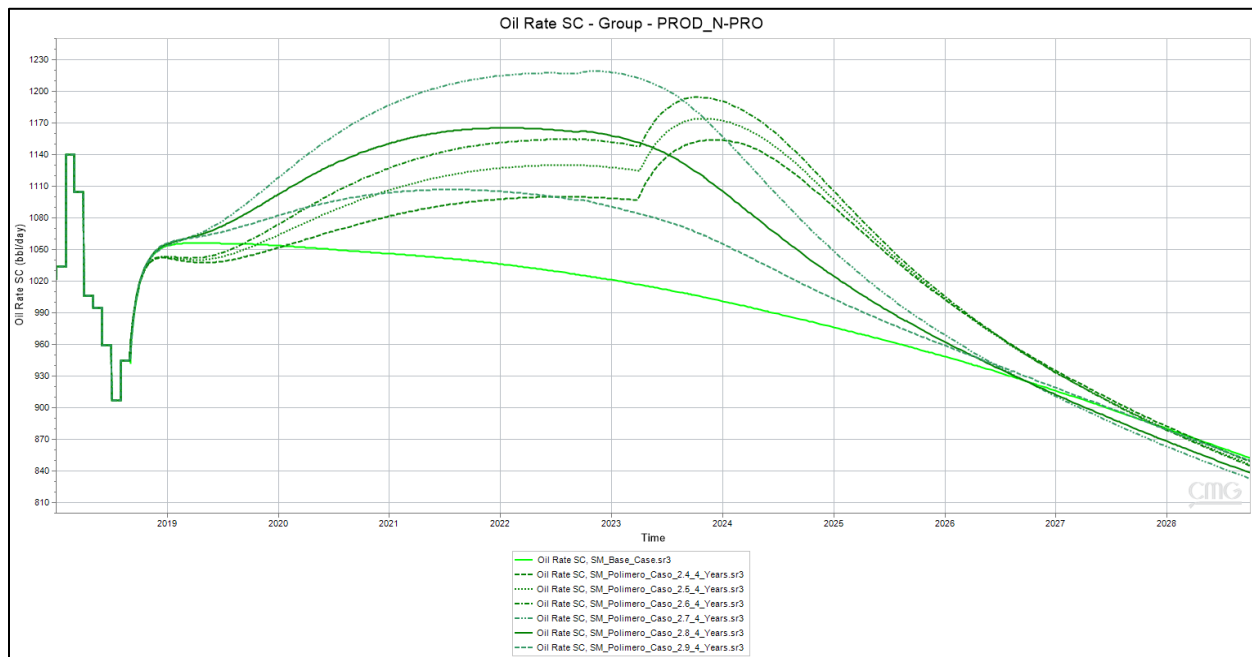


Figura 65. Resultados producción de aceite Caso 2.4 al 2.9 para cuatro años de inyección de polímero. Computer Modeling Group.

Tabla 25.

Resultados Caso 2.4 al 2.9 para cuatro años de inyección de polímero.

Sub Caso	Arena	Volumen de inyección agua [bbl/día]	Concentración Polímero [lb/bbl]	Cantidad de Polímero Inyectado [lb/día]	Volumen Aceite Incremental bbls	Reducción de Agua [bbl]
Caso 2.4	A-3	500	0.00	0	185,089	(642,540)
	A-4	1800	0.88	1575		
Caso 2.5	A-3	500	0.20	100	227,500	(700,006)
	A-4	1800	0.88	1575		
Caso 2.6	A-3	500	0.50	250	266,577	(752,168)
	A-4	1800	0.88	1575		
Caso 2.7	A-3	500	0.88	438	292,856	(392,592)
	A-4	1800	0.50	900		
Caso 2.8	A-3	500	0.88	438	207,195	(270,488)
	A-4	1800	0.20	360		
Caso 2.9	A-3	500	0.88	438	116,890	(145,750)
	A-4	1800	0.00	0		

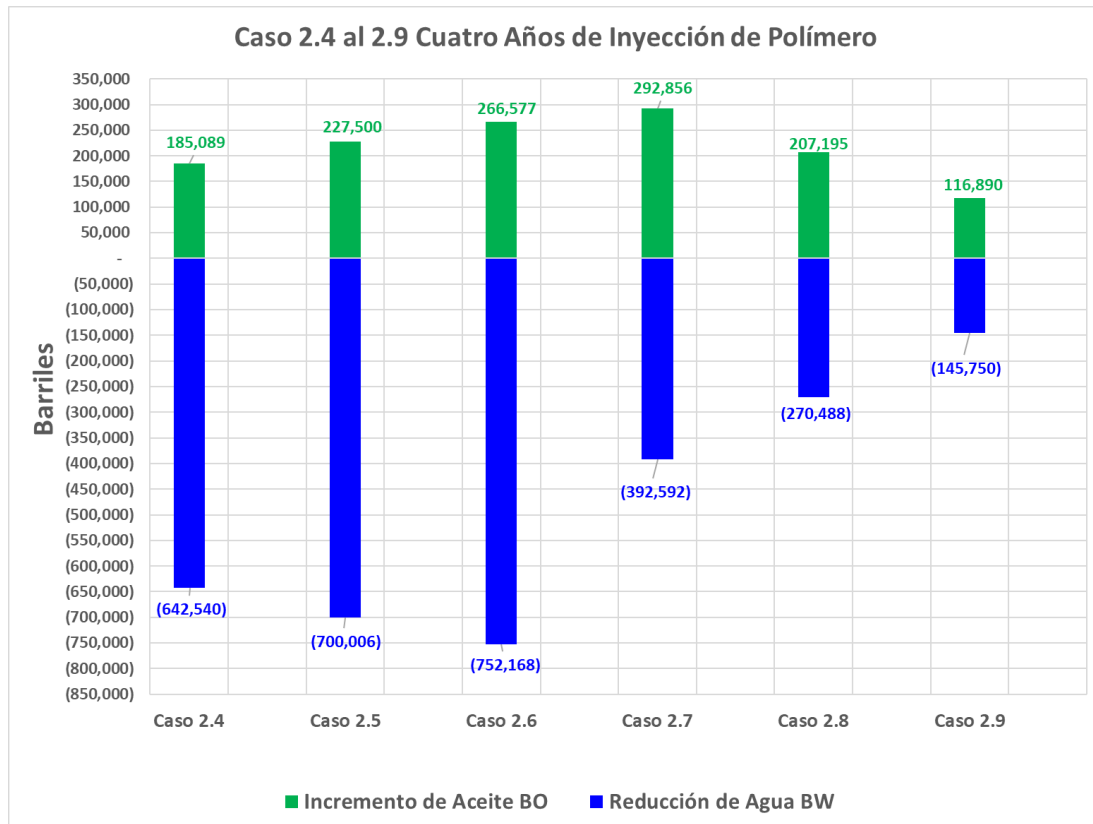


Figura 66. Resultados Caso 2.4 al 2.9 para dos años de inyección de polímero.

En términos de relación volumen incremental de aceite versus lb inyectada, el caso 2.9 fue quien obtuvo la mejor relación. Figura 67.

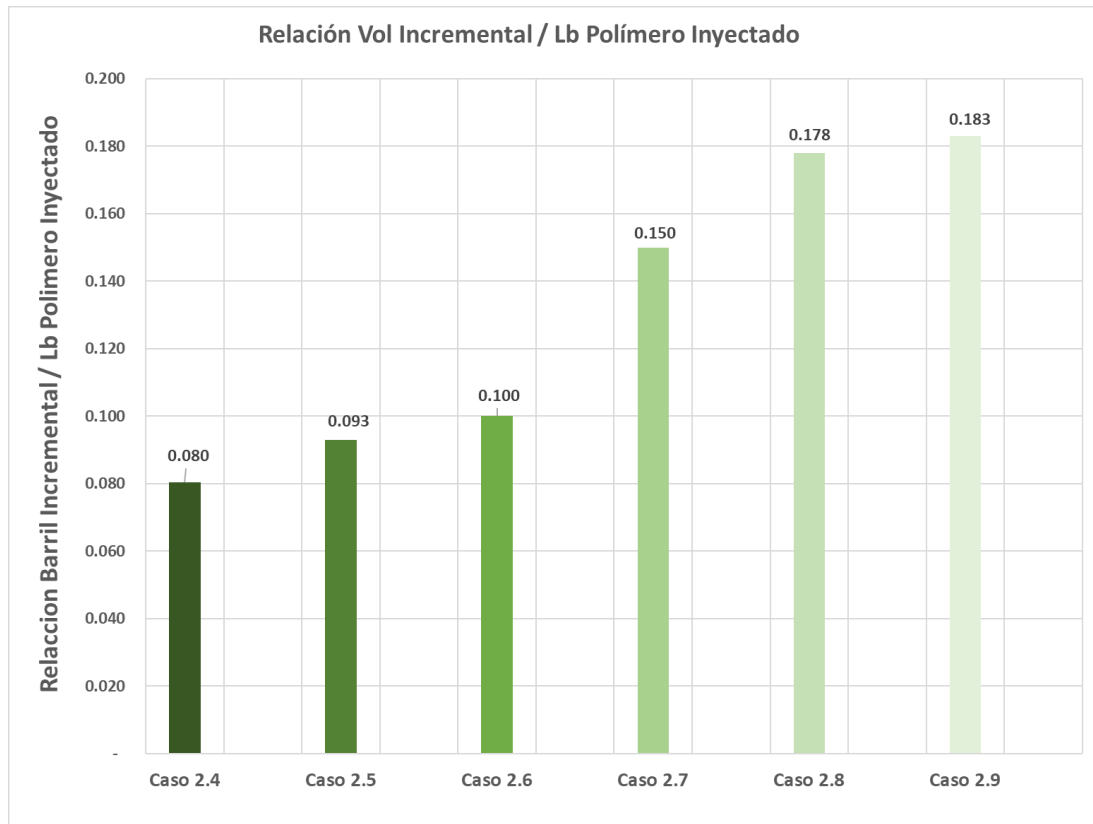


Figura 67. Relación volumen de aceite incremental por libre de polímero inyectado

De acuerdo con los resultados obtenidos, vemos que técnicamente es factible la inyección de polímero en el campo de estudio para arenas que presentan un alto contraste de permeabilidades como son las Arenas 3 y 4. Una vez realizados los análisis de sensibilidad, se pudo determinar los parámetros que se deben tener en cuenta para optimizar la inyección y los resultados esperados. Los tiempos de inyección de polímero evaluados fueron de uno, dos y cuatro años, y se utilizaron dos metodologías descritas al inicio de este capítulo. Para la primera, el mayor incremental de producción de aceite se dio para un periodo de inyección de 4 años en el caso 2.2 con una producción incremental de aceite de 307,970 barriles de aceite. Sin embargo, también existen datos similares en términos de producción de aceite en los casos 3.1 y 2.3, cuyos valores fueron 303.265 y 297,320 barriles de aceite respectivamente. Para lograr obtenerlos se tuvo que inyectar los

siguientes volúmenes de polímero: **Caso 2.2** 2.350.858 libras, **Caso 2.3** 2.938.572 libras y **Caso 3.1** 2.203.929 libras de polímero. La relación de barril incremental más alto fue la de caso 3.1 de 0.138 barril incremental por libra inyectada de polímero. Con estos parámetros podríamos tomar el caso 3.1 como el mejor de todos ya que requiere una menor cantidad de polímero. Otro factor adicional que se debe tener en cuenta para la evaluación es la reducción de producción de agua, o retraso de esta. En la **Error! Reference source not found.** se pudo observar que, entre los tres casos mencionados, el 2.3 es el que presenta la mayor reducción de producción de agua de 791,718 barriles. Al relacionar estos dos factores se vuelve difícil poder seleccionar el mejor caso que combine, producción incremental de aceite, cantidad de polímero inyectado y reducción de agua. Para darle solución, se llevó a cabo un análisis económico para los escenarios de 4 años de inyección utilizando los siguientes datos de entrada, Tabla 26:

Tabla 26.

Datos Entrada Modelo Económico.

Datos De entrada Modelo Económico		
Factor Regalías	Escalonadas	>= 8%
Impuestos	%	38%
Tasa de Descuento	%	10%
CAPEX Costo Polímero	US/lb	1.0
Precio Petróleo	US/bbl	40
Opex	US/bbl	15

En el modelo económico se tuvo en cuenta, la producción incremental de aceite, la reducción de OPEX por tratamiento de agua de producción de 0.7 USD\$/bbl de agua trata, el volumen de polímero inyectado y su costo por año. No se incluyeron costos de facilidades de superficie, ya que en la isla se cuenta con toda la infraestructura para pozos inyectoros, por lo que se asumió

como no indispensable para este ejercicio de aplicabilidad técnica. Sin embargo, es de aclarar que para poder llevar un estudio más completo es necesario incluir todos los costos, así como llevar a cabo sensibilidades en precios del crudo, del polímero, impuestos, variación del OPEX, entre otros factores.

La variable objetivo para elegir el mejor resultado fue el valor presente neto (VPN). En la tabla 27 se presenta el resumen de los resultados económicos.

Tabla 27.

Resultados económicos para los escenarios de inyección de 4 años.

Indicadores Económicos	VPN \$	TIR %	Pay Back Years
Caso 1.1	\$773,066	21.6%	4.08
Caso 1.2	\$797,401	19.3%	4.26
Caso 1.3	\$834,348	18.0%	4.38
Caso 2.1	\$1,045,717	22.8%	3.78
Caso 2.2	\$1,076,765	20.3%	3.94
Caso 2.3	\$479,232	13.6%	5.03
Caso 3.1	\$1,227,609	22.8%	3.62
Caso 3.2	\$364,391	12.8%	5.07
Caso 3.3	(\$894,251)	4.9%	7.81

De acuerdo con los resultados de la tabla 27, el escenario que presentó el mayor VPN fue el 3.1.

Para la segunda metodología, nuevamente los mejores resultados se presentaron para un tiempo de inyección de 4 años. El escenario 2.7 fue el que mayor volumen de aceite generó, con un valor de 292,856 barriles de aceite y una reducción de producción de agua de 392,592 barriles.

Con el fin de poder comparar cuál de las dos metodologías ofrece la mejor rentabilidad, se llevó a cabo un análisis económico con los mismos datos de estrada descritos en la tabla 27 y se compararon con los resultados del escenario 2 de la primera metodología.

En la tabla 28 se resumen los indicadores económicos resultantes:

Tabla 28.

Resultados económicos para los escenarios de inyección de 4 años para la metodología dos.

Indicadores Económicos	VPN \$	TIR %	Pay Back Years
Caso 2.4	(\$81,404)	9.2%	6.05
Caso 2.5	\$205,128	11.8%	5.44
Caso 2.6	\$400,657	13.3%	5.14
Caso 2.7	\$1,229,283	23.5%	3.73
Caso 2.8	\$1,034,825	28.0%	3.47
Caso 2.9	\$582,807	28.2%	3.43

El VPN de la estrategia dos de inyección presenta un valor máximo de \$1.229.283, valor que se encuentra por encima del presentado en el caso 2 de la metodología uno, en este sentido, la recomendación sería la de llevar a cabo una implementación de inyección de polímero con concentraciones diferentes por cada arena. En este caso específico las concentraciones serían de 0.875 lb/bbl en la arena 3 y de 0.5 lb/bbl en la arena 4.

3.1.7 Estrategia de Implementación. La estrategia de implementación se plantea para el mismo bloque norte al ser este el bloque del campo con menor explotación cuyo factor recobro actual de tan solo el 8.3% por lo que lo hace un candidato perfecto para desarrollar una estrategia de expansión. Buitrago Torres, R. A. (2017), llevo a cabo un estudio de factibilidad técnico

financiero de un piloto de inyección de agua en este bloque, según Buitrago la perforación in-fill de un pozo inyector de agua, Figura 67, completaría un patrón irregular de siete puntos invertidos y cuyos resultados son económicamente viables. Utilizando este pozo se podrían evaluar un periodo de inyección de agua seguida por inyección de polímero, así como la conversión del pozo BN-80, con el cual se logra subir la línea de inyección.

Con esta estrategia, se tiene un barrido por inyección agua y polímero desde la parte baja de la estructura, un empuje in-fill y adicionalmente un empuje desde la parte alta de la estructura desde el pozo BN-87 (Pozo evaluado), así que se haría un barrido desde tres frentes de inyección mejorando tanto el barrido areal como vertical.

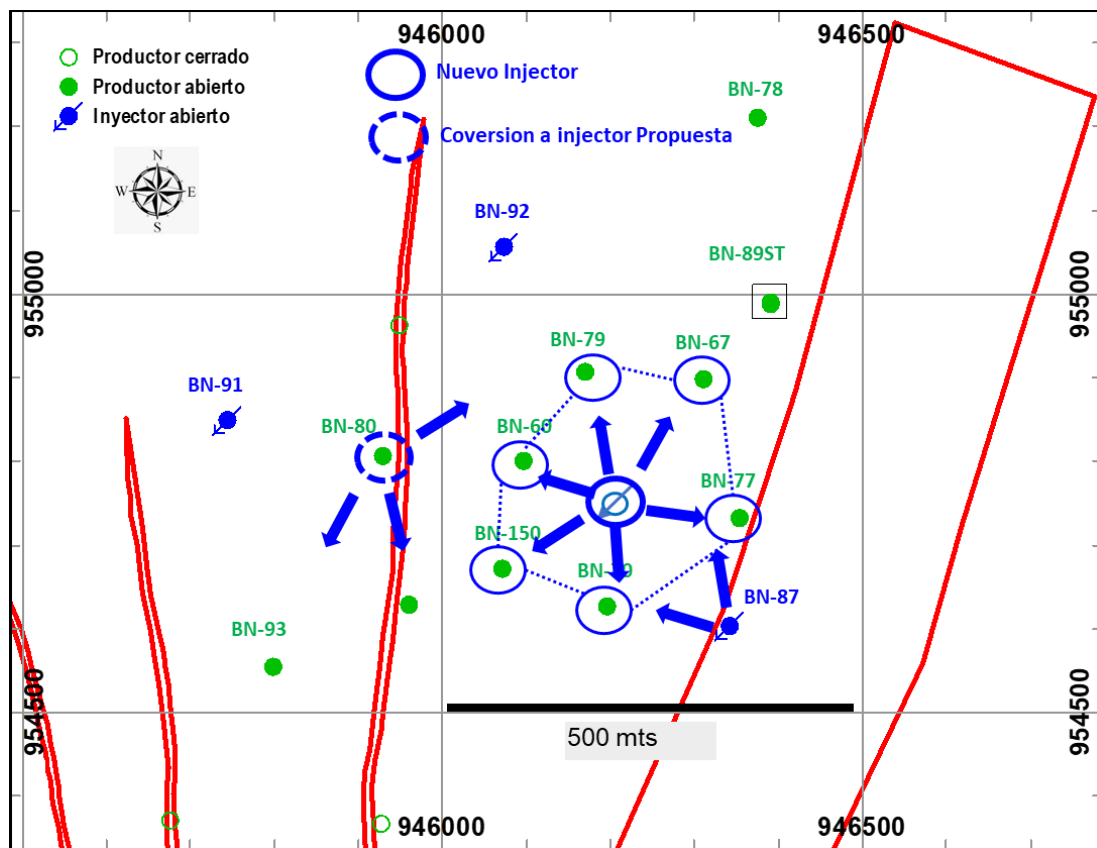


Figura 68. Propuesta Perforación pozo inyector para completar un patrón de siete puntos invertidos.

4. Conclusiones

Se determinó la factibilidad de implementar un método de recobro mejorado en un campo maduro sometido a inyección de agua que permita producir aceite que con la implementación del método secundario utilizado no se podía, esto se dio al poder cambiar la razón de movilidad entre el agua inyectada y el aceite producido mejorando el perfil de producción de aceite de los pozos evaluados.

Se evidenció a partir de las estrategias utilizadas en este trabajo y mediante la simulación numérica de yacimientos que la inyección de un polímero es factible técnicamente en un yacimiento sometido a inyección de agua que presenta un contraste de permeabilidades entre dos arenas.

Se determinó que la inyección selectiva de un polímero a diferentes concentraciones por arena presenta mejores incrementales que inyectarlo a una misma concentración en ambas arenas, esto debido al contraste de permeabilidades que se encuentran entre las mismas, además permite controlar tanto los volúmenes de inyección como la presión por arena.

5. Recomendaciones

Con el fin de poder llevar a cabo una evaluación más detallada de simulación para la inyección del polímero, se recomienda realizar una caracterización de varios polímeros mediante análisis de laboratorio empleando corazones o plugs de diferentes permeabilidades y con diferentes tipos de polímeros a diferentes concentraciones para determinar la compatibilidad con la roca.

Referencias Bibliográficas

- Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Enhanced oil recovery: an update review. *Energies*, 3(9), 1529-1575.
- Bondor, P. L., Hirasaki, G. J., & Tham, M. J. (1972). Mathematical simulation of polymer flooding in complex reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 12(05), 369-382.
- Buitrago Torres, R. A. (2017). Estudio de factibilidad técnico-financiero para un piloto de inyección de agua in-fill, en Campo Maduro de la cuenca del Valle Superior del Magdalena mediante simulación de yacimientos (Bachelor's thesis, Fundación Universidad de América).
- Cheng, J., Sui, X., Yan, W., Luo, J., Lei, W., & Qing, X. (2007, January). Cases studies on polymer flooding for poor reservoirs in Daqing Oilfield. In *Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Cobb, W., & James, S. (2001). *Waterflooding*.
- De Ferrer, M. P. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones astro data SA.
- Dominguez, J. G., & Willhite, G. P. (1977). Retention and flow characteristics of polymer solutions in porous media. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 17(02), 111-121.
- Gaona, J. A. S., & Macualo, F. H. E. *Simulación de yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas*.
- Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). Enhanced oil recovery (Vol. 6, pp. 143-154). Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.

Lake, L. W. (1989). Enhanced oil recovery.

Mojica, J., & Franco, R. (1990). Estructura y evolución tectónica del valle medio y superior del Magdalena, Colombia. *Geología Colombiana*, 17, 41-64.

Pérez, G., & Salazar, A. (1978). Estratigrafía y facies del Grupo Guadalupe. *Geología Colombiana*, 10, 6-85.

Salager, J. L. (2005). Recuperación mejorada del petróleo. ULA [S357-C].

Satter, A., Iqbal, G. M., & Buchwalter, J. L. (2008). Practical enhanced reservoir engineering: assisted with simulation software. Pennwell Books.

Sheng, J. (2010). Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice. Gulf Professional Publishing.

Sheng, J. (Ed.). (2013). *Enhanced oil recovery field case studies*. Gulf Professional Publishing.

Silva, I. G., de Melo, M. A., Luvizotto, J. M., & Lucas, E. F. (2007, January). Polymer flooding: a sustainable enhanced oil recovery in the current scenario. In Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers.

Silva, I. G., de Melo, M. A., Luvizotto, J. M., & Lucas, E. F. (2007, January). Polymer flooding: a sustainable enhanced oil recovery in the current scenario. In Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers.

Stosur, G. J., Hite, J. R., Carnahan, N. F., & Miller, K. (2003, January). The alphabet soup of IOR, EOR and AOR: effective communication requires a definition of terms. In SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific. Society of Petroleum Engineers.