

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS EN  
UN YACIMIENTO COLOMBIANO DE CRUDO PESADO**

**MARÍA MARCELA FRAGOZO DÍAZ**

**JOAO ANDRÉS PAZ GIRALDO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

**EVALUACIÓN-TÉCNICO FINANCIERA DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS EN  
UN YACIMIENTO COLOMBIANO DE CRUDO PESADO**

**MARÍA MARCELA FRAGOZO DÍAZ**

**JOAO ANDRÉS PAZ GIRALDO**

*Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de:*  
**INGENIERO DE PETRÓLEOS**

*Director*

**M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro**

*Codirector*

**Ing. Astrid Xiomara Rodríguez Casteblanco**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

## **AGRADECIMIENTOS**

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro, Asesor de proyectos, docente de Métodos de Recobro Mejorado en la Escuela de Ingeniería de Petróleos (Universidad Industrial de Santander) y director de nuestro proyecto de investigación; por el tiempo, dedicación y orientación, por su exigencia y respaldo.

M.Sc. Jorge Mario Palma Bustamante y Astrid Xiomara Rodriguez, Asesores de proyectos, docentes de Métodos de Recobro Mejorado e Introducción a la Ingeniería de Petróleos en la Escuela de Ingeniería de Petróleos (Universidad Industrial de Santander) y co-directores de nuestro proyecto de investigación; por su compromiso y total disposición.

Al Grupo de Investigación de Recobro Mejorado – GRM de la Universidad Industrial de Santander por generar espacios y oportunidades de investigación; en especial al M.Sc. Luis Roberto Oliveros por brindarnos sus conocimientos y orientación. A todos los demás miembros del grupo por sus críticas constructivas, sugerencias e importantes recomendaciones hechas en cada reunión a lo largo de nuestro proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander, la Escuela de Ingeniería de Petróleos y sus docentes por contribuir en la formación ética y profesional de sus estudiantes.

## DEDICATORIA

*A Dios, porque nunca te cansas de mí, me guías, me comprendes y llenas de sabiduría mis pasos. Por añadir valor y fortaleza a mi vida para seguir adelante y por poner en mi camino personas que reflejan tu presencia.*

*A mis padres, hermanos y abuelita, por su incomparable amor y paciencia, porque han infundido en mí la valentía necesaria para dar cada paso, por su esfuerzo constante, sus consejos, sabias palabras y por la formación que aún me siguen brindando. Los amo con todo mi corazón.*

*A mi gran lista de amigos Joao, Yeli, Pao, Wilmer, Carlos, Isma, Miguel Ángel, Juancho, Jose C, Mafe, Lore, Diana, Leo y Jackson, gracias por su completo apoyo durante la carrera y esos inolvidables momentos que compartimos, cada segundo de risas que disfrutamos que ahora son un agradable recuerdo que perdurará por muchos años más.*

*A Xiomy y Moní, por acompañarme en mi paso por el grupo y por todos los agradables ratos de tertulia. A George, Lucho y Silvis por los ratos sociales vividos de los cuales sacamos buen provecho.*

*A Yenifu, Mateo, Chaverra, Camilo L, Marylín, Juan David y José David por ser un gran equipo de trabajo, apoyo y valioso esfuerzo a beneficio de ACEIP, gracias por todos muchachos.*

*Finalmente, a todos los que no alcanzo a mencionar, muchísimas gracias por hacer esto posible!!!*

*María Marcela Frajoza*

## DEDICATORIA

*A Dios que todo lo hace posible, que me lleno de fuerza y sabiduría en los momentos difíciles, que siempre me guió por el buen camino y me mantuvo firme en el sendero de mis sueños para alcanzar esta meta que me ha costado tanto sacrificio, pero que con mucho amor se logró uno de los grandes pasos que estaré dispuesto a dar en mi vida.*

*A mi madre hermosa que tanto la amo, porque sin ella esto no sería esto posible, porque con su verraquera siempre me dio todo para salir adelante y que con su amor me dio fuerza para luchar y alcanzar este logro que es tan importante para mí como para ella.*

*A mi hermanito, ya que para él va dedicado este logro, al igual que a mis abuelos, mis tías, mi padrino que también me dieron su apoyo incondicional.*

*A mis amigos de lucha con los cuales enfrentamos este gran reto y que siempre le sacamos el pecho a los momentos difíciles entre todos y nos apoyábamos en todo; camilo, rochita, tibu, leiyo; entre ellas mi madre, la mona, Lorena, yelí, pao y aquellas demás personas que hicieron parte de este proceso tan importante en mi vida*

*Al GRM grupo de personas con el cual aprendí muchas cosas nuevas y me mostraron un nuevo enfoque profesional para el desarrollo integral académico y social.*

*Finalizando agradezco a cada persona que hace parte de esto y que no he mencionado, ya que todos los días aprendí algo nuevo de ellos y me hicieron mejor persona.*

*Joaquín Andrés Paz*

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	19
<b>1. INYECCIÓN DE POLÍMEROS .....</b>	<b>23</b>
1.1. ANTECEDENTES.....	23
1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO .....	24
1.3. CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LOS POLÍMEROS .....	25
1.3.1. Clasificación de los Polímeros .....	26
1.3.1.1. Polímeros naturales o biopolímeros .....	26
1.3.1.2. Polímeros Semi-sintéticos .....	26
1.3.1.3. Polímeros sintéticos .....	26
1.3.2. Propiedades químicas de los polímeros más usados en los procesos de recuperación mejorada .....	27
1.3.2.1. Poliacrilamidas .....	27
1.3.2.2. Polisacáridos .....	29
1.3.3. Nuevos Polímeros para aplicación en Recobro Mejorado .....	30
1.4. PROPIEDADES DE FLUJO DEL POLÍMERO A TRAVÉS DEL MEDIO POROSO.....	30
1.4.1. Reducción de la Movilidad .....	33
1.4.1.1. Retención de las moléculas de polímero .....	34
1.4.1.2. Adsorción.....	34
1.4.1.3. Entrampamiento .....	35
1.5. FACTORES QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DE LAS SOLUCIONES POLIMÉRICAS EN EL MEDIO POROSO.....	36
1.5.1. Salinidad o contenido de iones divalentes .....	36
1.5.2. Efecto sobre la viscosidad .....	36
1.5.3. Efecto sobre la adsorción del polímero.....	38
1.5.4. Temperatura .....	39
1.5.5. Presencia de acuífero activo y capa de gas .....	39

1.5.6.	Tasa de corte y degradación mecánica .....	39
1.5.7.	Degradación Bacteriana .....	40
1.5.8.	Degradación oxidativa .....	40
1.6.	SCREENING DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLIMEROS.....	40
1.6.1.	Características del yacimiento .....	41
1.6.2.	Características del fluido.....	42
1.6.3.	Selección del yacimiento para aplicación de inyección de polímeros .....	42
1.7.	POTENCIAL DE PRODUCCIÓN QUE SE OBTIENE DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLIMEROS.....	44
<b>2.</b>	<b>PRUEBAS DE LABORATORIO PARA LA EVALUACIÓN DE POLÍMEROS USADOS EN OPERACIONES DE REOCOBRO MEJORADO DE PETRÓLEO.....</b>	<b>45</b>
2.1.	PREPARACIÓN DE LAS SOLUCIONES POLIMÉRICAS .....	46
2.1.1.	Esfuerzo de corte.....	47
2.1.2.	Efecto salino .....	47
2.1.3.	Salmueras sintéticas.....	47
2.1.4.	Unidades de concentración .....	48
2.2.	SOLUCIONES POLIMÉRICAS (EMULSIÓN-DISPERSIÓN) CON POLIACRILAMIDA.....	48
2.2.1.	Soluciones poliméricas con Poliacrilamida seca.....	50
2.2.2.	Soluciones poliméricas con Poliacrilamida concentrada .....	51
2.2.3.	Soluciones poliméricas con Poliacrilamida gelificada .....	51
2.3.	REOLOGÍA DE LAS SOLUCIONES POLIMÉRICAS EN EL MEDIO POROSO .....	51
2.3.1.	Equipos para medición de la viscosidad.....	52
2.3.1.1.	Monitoreo en Campo .....	52
2.4.	MEDICIONES A POLÍMEROS AFECTADOS POR PARÁMETROS DE YACIMIENTO.....	56
2.5.	MODELOS REOLÓGICOS.....	56
2.5.1.	Fluidos Newtonianos.....	57

2.5.2.	Modelo de Ley de Potencia .....	58
2.5.3.	Modelo Multi-parámetro (Aplicabilidad EOR - Polímeros).....	60
2.5.3.1.	Modelo de Ellis .....	60
2.5.3.2.	Modelo de Carreau .....	61
2.5.4.	Modelo Molecular .....	62
2.6.	EVALUACIÓN DEL MEDIO POROSO .....	63
2.6.1.	Reducción de la Movilidad – (Factor de Resistencia, RF) .....	65
2.6.2.	Reducción de la Permeabilidad – (Factor de Resistencia Residual, RRF) 65	
2.7.	EVALUACIÓN DE LA TASA DE FILTRACIÓN EN SOLUCIONES POLIMERICAS .....	66
2.8.	EVALUACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE SOLUCIONES POLIMERICAS .....	68
2.8.1.	Método 1 – Evaluación de la concentración de Poliacrilamida mediante blanqueamiento .....	68
2.8.2.	Método 2 – Evaluación de la concentración de Poliacrilamida mediante Almidón de yoduro .....	68
2.8.3.	Método 3 – Evaluación de la concentración de Polisacáridos mediante ácido fenolsulfúrico .....	69
2.8.4.	Método 4 – Evaluación de la concentración de Polisacáridos mediante Cromatografía de alta resolución .....	69
2.8.5.	Método 5 – Evaluación de la concentración de Poliacrilamida mediante Cromatografía Líquida de alta resolución .....	70
2.9.	EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE SOLUCIONES POLIMERICAS	70
2.10.	EVALUACIÓN DE LA RETENCIÓN DE SOLUCIONES POLIMERICAS..	71
2.10.1.	Método de Bache Largo.....	72
2.10.2.	Método del Bache Múltiple.....	73
2.10.3.	Método del Reciclo o Recirculación .....	74
2.10.4.	Método Estático .....	75
<b>3.</b>	<b>SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS .....</b>	<b>76</b>

3.1.1.	Ecuaciones matemáticas fundamentales de simulación del proceso de inyección de polímeros .....	78
3.2.	APLICACIÓN DEL PROCESO .....	80
3.3.	MODELO DEL SIMULACIÓN DEL CAMPO COLOMBIANO.....	81
3.4.	METODOLOGÍA PARA EL ESTUDIO Y SELECCIÓN DEL SECTOR MODEL.....	82
3.4.1.	Selección de las mejores Zonas .....	82
3.4.1.1.	Saturación de aceite (So) .....	83
3.4.1.2.	Presión .....	83
3.4.1.3.	Porosidad ( $\phi$ ).....	83
3.4.1.4.	Ubicación de la geometría de los pozos .....	83
3.5.	SECTOR MODELS – CORTES.....	84
3.5.1.	Sector Model 1.....	84
3.5.2.	Sector Model 2.....	85
3.5.3.	Sector Model 3.....	86
3.6.	CREACIÓN DE MODELOS CONCEPTUALES .....	87
3.6.1.	Modelo Conceptual 1 .....	87
3.6.2.	Modelo Conceptual 2.....	88
3.7.	RESULTADOS PRELIMINARES .....	88
3.7.1.	Desarrollo del Modelo Conceptual 1 .....	92
3.7.2.	Consideraciones por las cuales se selecciona el modelo 1 .....	95
3.7.3.	Resultados de simulación de Inyección de agua - modelo 1 .....	97
3.7.3.1.	Sensibilidad a la presión de fondo BHP .....	97
3.7.3.2.	Sensibilidad a la tasa de inyección.....	98
3.7.3.3.	Sensibilidad a los Estratos de Inyección .....	101
3.8.	INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	103
3.8.1.	Evaluación del Caso Base .....	104
3.8.1.1.	Sensibilidad a la concentración del polímero $C_p$ y a los volúmenes porosos inyectados .....	104
3.8.2.	Selección del mejor caso .....	112

4.	EVALUACIÓN FINANCIERA.....	116
4.1.	INVERSIÓN INICIAL.....	116
4.5.	RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA .....	121
4.5.1.	Valor Presente Neto (VPN).....	122
4.5.2.	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	122
4.5.3.	Tasa Promedio de Retorno (TPR) .....	123
4.5.4.	Tiempo de recuperación de la inversión o PAYBACK TIME .....	124
5.	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>126</b>
6.	<b>RECOMEDACIONES .....</b>	<b>127</b>
	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>128</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema del proceso de inyección de polímero .....	25
Figura 2. Tipos de polímeros .....	27
Figura 3. Estructura primaria de la poliacrilamida (PAM) .....	28
Figura 4. Estructura de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PAH) .....	28
Figura 5. Estructura primaria de la molécula de Xantano .....	29
Figura 6. Estructura molecular de nuevos polímeros para recobro mejorado.....	30
Figura 7. Proceso de inyección de Polímero .....	33
Figura 8. Efecto de inyección de Polímero .....	34
Figura 9. Efecto de una solución altamente ionizada sobre la poliacrilamida hidrolizada .....	37
Figura 10. Comportamiento del NaCl Vs Adsorción de poliacrilamida.....	38
Figura 11. Diagrama esquemático de Ev causado por la inyección de polímero en un yacimiento heterogéneo.....	43
Figura 12. Gráfico Viscosidad Vs. Tasa de corte. Modelo Ley de Potencia.....	59
Figura 13. Comportamiento de la viscosidad según el Modelo de Ellis .....	61
Figura 14. Comportamiento de la viscosidad según el Modelo de Carreau.....	62
Figura 15. Comportamiento de filterabilidad de la Poliacrilamida .....	67
Figura 16. Elemento finito del medio poroso.....	78
Figura 17. Metodología para la selección de las mejores zonas .....	82
Figura 18. Escenarios seleccionados para la evaluación del proceso de inyección de polímeros .....	84
Figura 19. Sector Model 1 – Corte 1 .....	85
Figura 20. Sector Model 2 – Corte 2.....	85
Figura 21. Sector Model 3 – Corte 3.....	86
Figura 22. Factor de recobro Vs. Tiempo - Modelo conceptual 1 .....	89
Figura 23. Grafico Factor de recobro Vs. Tiempo - Modelo conceptual 2.....	89
Figura 24. Tasa de producción de aceite Vs. Tiempo – comparación modelos.....	90
Figura 25. Grafico Presión promedio Vs. Tiempo - Modelo conceptual 1 .....	90

Figura 26. Grafico Presión promedio Vs. Tiempo - Modelo conceptual 2 .....	91
Figura 27. Grafico Producción acumulada de aceite Vs. Tiempo .....	91
Figura 28. Grid - Modelo conceptual 1 (caso base) .....	92
Figura 29. Modelo conceptual sin anillo.....	91
Figura 30. Visualización del Anillo de presión.....	93
Figura 31. Modificación $\phi$ y VP – Modelo 1.....	91
Figura 32. Modificación K – Modelo 1.....	94
Figura 33. Anillo 1 – pozos en el borde.....	94
Figura 34. Comportamiento de la presión en el modelo conceptual 1 con el anillo	95
Figura 35. Comportamiento de la producción en el modelo conceptual 1 con el anillo .....	95
Figura 36. Comparación Producción de aceite – Modelo1 y Modelo 2.....	96
Figura 37. Presión promedio del yacimiento bajo sensibilidad de BHP .....	97
Figura 38. Tasa de producción de aceite bajo sensibilidad de BHP .....	97
Figura 39. Tasas de inyección de agua .....	99
Figura 40. Presión del yacimiento bajo sensibilidad de la tasa de inyección .....	99
Figura 41. Producción de aceite bajo sensibilidad de la tasa de inyección.....	100
Figura 42. Factor de Recobro bajo sensibilidad de la tasa de inyección .....	100
Figura 43. Presión del yacimiento bajo sensibilidad a los estratos de inyección .	101
Figura 44. Producción de aceite bajo sensibilidad a los estratos de inyección ....	102
Figura 45. Factor de Recobro bajo sensibilidad a los estratos de inyección.....	102
Figura 46. Presión promedio de yacimiento bajo sensibilidad de $C_p$ y 0,1 VP inyectados.....	105
Figura 47. Producción de aceite bajo sensibilidad de $C_p$ y 0,1 VP inyectados ....	105
Figura 48. Factor de recobro bajo sensibilidad de $C_p$ y 0,1 VP inyectados .....	106
Figura 49. Corte de agua bajo sensibilidad de $C_p$ y 0,1 VP inyectados.....	106
Figura 50. Presión promedio de yacimiento bajo sensibilidad de $C_p$ y 0,2 VP inyectados.....	107
Figura 51. Perfil de producción de aceite bajo sensibilidad de $C_p$ y 0,2 VP inyectados.....	108

Figura 52. Factor de recobro bajo sensibilidad de Cp y 0,2 VP inyectados .....	108
Figura 53. Corte de agua bajo sensibilidad de Cp y 0,2 VP inyectados.....	108
Figura 54. Presión bajo sensibilidad de Cp y 0,3 VP inyectados .....	110
Figura 55. Producción de aceite sensibilidad de Cp y 0,3 VP inyectados.....	110
Figura 56. Factor de recobro bajo sensibilidad de Cp y 0,3 VP inyectados .....	110
Figura 57. Corte de agua bajo sensibilidad de Cp y 0,3 VP inyectados.....	111
Figura 58. Adsorción Vs Concentración del polímero .....	114
Figura 59. FR incremental Vs $VP_{iny}$ .....	115
Figura 60. Precio del crudo WTI .....	118
Figura 61. Producción acumulada de aceite – Mejor caso .....	119
Figura 62. Flujo de caja para producción con agua y polímero.....	121
Figura 63. Tasa interna de retorno y comportamiento del VPN .....	123
Figura 64. Payback simple – Mejor caso de inyección de polímero.....	124
Figura 65. Comportamiento del VPN y TIR para producción de inyección de polímero .....	125

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Esquema actualizado para aplicación del proceso de inyección de polímero.....	41
Tabla 2. Propiedades roca-fluido del campo colombiano en estudio .....	81
Tabla 3. Propiedades roca-fluido del modelo conceptual 1 .....	87
Tabla 4. Propiedades roca-fluido del modelo conceptual 2.....	88
Tabla 5. Propiedades geométricas del grid – Modelo 1 .....	93
Tabla 6. Adsorción total de polímero a las diferentes $C_p$ .....	113
Tabla 7. FR incremental de los diferentes $VP_{iny}$ .....	115
Tabla 8. Costos de perforación 5 pozos verticales.....	117
Tabla 9. Inversión inicial .....	117
Tabla 10. Ingresos por producción.....	119
Tabla 11. Indicadores financieros para el desarrollo del proyecto .....	120
Tabla 12. Métodos de evaluación financiera.....	124

## RESUMEN

**TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS EN UN YACIMIENTO COLOMBIANO DE CRUDO PESADO\*.**

**AUTORES: MARIA MARCELA FRAGOZODÍAZ**

**JOAO ANDRÉZ PAZ GIRALDO\*\***

**PALABRAS CLAVES:** Inyección de polímero, Poliácridamidas, Solución Polimérica, Recobro Mejorado, Screening, Factor de Resistencia, Adsorción, Concentración.

**CONTENIDO:** Los diferentes métodos de recobro mejorado de hidrocarburos no han sido de amplia práctica en Colombia; hoy por hoy es posible resaltar principalmente el desarrollo incipiente que ha tenido el recobro terciario.<sup>1</sup>

Hasta el momento han existido diferentes iniciativas de aplicación de recobro químico a escala de laboratorio y campo; pero ninguna de estas actividades ha tenido un diseño y seguimiento adecuado de modo que no existen resultados ni negativos ni positivos de los mismos.

Durante el desarrollo de este trabajo de investigación se evalúa tanto técnica como financieramente la aplicación de la inyección de polímeros en un campo colombiano de crudo pesado.

Por medio de simulación numérica y analogías con pruebas de laboratorio, a través de la creación de un modelo conceptual (caso base), se realiza el desplazamiento de una solución polimérica, con el fin de verificar si existe aumento de la productividad, aumento del factor de recobro (FR). Se realizan sensibilidades a parámetros operacionales como tasa de inyección, presión de inyección, volúmenes porosos inyectados ( $VP_{iny}$ ), presión de fondo fluente (BHP), estratos inyector-productores y concentración del polímero  $C_p$ . Adicionalmente, busca examinar la eficiencia. Por último, se realiza una evaluación financiera, con la cual se justifica el proyecto y afirma si éste es rentable de acuerdo a la producción incremental obtenida; el cual arroja resultados satisfactorios al compararse con inyección de agua, lo cual ratifica que la inyección de polímeros es un proceso eficiente y económico durante el desarrollo de yacimientos de crudo pesado (bajo el screening de aplicación).

---

<sup>1</sup> ESTATUS DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN COLOMBIA Gustavo Maya, Rubén Castro, Adriano Lobo, Aníbal Ordóñez, Jorge Sandoval, Diana Mercado, Marta Trujillo, Claudia Soto, Héctor Hugo Pérez. ECOPEPETROL S.A.

\*Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Ingeniería de Petróleos.  
Director: M. Sc., M. E. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

## ABSTRACT

**TITLE: TECHNICAL AND FINANCIAL EVALUATION OF THE POLYMER INJECTION IN A HEAVY OIL COLOMBIAN RESERVOIR\***

**AUTHORS:** MARIA MARCELA FRAGOZODÍAZ

JOAO ANDRÉZ PAZ GIRALDO\*\*

**KEYWORDS:** Polymer Injection, Polyacrylamides, Polymeric Solution, Enhanced Recovery, Screening, Resistance Factor, Adsorption, Concentration.

**CONTENT:** The different methods of enhanced recovery for hydrocarbons haven't been widely used in Colombia; nowadays it is possible to highlight the incipient development of the tertiary recovery<sup>2</sup>.

Until now several initiatives of chemical recovery have been developed for laboratory and field scale; but none of them have had a design and adequate follow up, so there are neither positive nor negative of them.

During the development of this investigation project, technical and financial evaluation of the application of polymer injection in a heavy oil field is made.

Using numerical simulation and laboratory test analogies, through the creation of a conceptual model (Base Case), the displacement of a polymeric solution is made, with the purpose of verifying an increase of the productivity, an increase of the recovery factor (FR). Sensitivities to operational parameters such as injection rate, injection pressure, pore volumes injected, bottom hole dynamic pressure (BHP), injectors-producers strata and polymer concentration  $C_p$ . Looking for an examination of the efficiency, reservoir volumetric displacement. Finally, a financial evaluation is made, looking the justification of the project and confirm if this one is profitable according to the incremental production obtained; this job gives satisfactory results when compared with water injection, which ratifies that polymer injection is an efficient and economic process during the development of heavy oil reservoirs under the application screening.

---

<sup>2</sup> ESTATUS ENHANCED OIL RECOVERY IN COLOMBIA Gustavo Maya, Ruben Castro, Adriano Lobo, Anibal Ordóñez, Jorge Sandoval, Diana Mercado, Marta Trujillo, Claudia Soto, Hector Hugo Perez. Ecopetrol SA

\* Thesis

\*\* School of Physics and Chemical Engineering. Petroleum Engineering.  
Director: M. Sc, ME Samuel Fernando Muñoz Navarro.

## INTRODUCCIÓN

Desde inicios del siglo XX se ha afirmado que la inyección de agua convencional ha resultado ineficiente en muchos casos. Debido a su alta movilidad, el agua tiende a sobrepasar el petróleo originando un desplazamiento inestable, generando con esto bajas eficiencias de barrido volumétrico. Para que un proceso de agua sea eficiente, se requiere que dicho proceso sea lo más semejante posible al desplazamiento tipo pistón, de tal forma que ayude a incrementar el recobro.

Para disminuir este efecto, el proceso de inyección de polímeros ha despertado gran interés en la industria petrolera, debido a que estos reducen la movilidad del agua al incrementar su viscosidad y al reducir la permeabilidad del medio poroso después de que ha fluido la solución a través del mismo.

Un volumen inyectado de solución polimérica, al igual que cualquier fluido, tiende a moverse por zonas de flujo preferencial y de mayor permeabilidad, pero este obliga a que el agua inyectada como post-flujo que desplaza a la solución polimérica fluya a través de zonas de baja permeabilidad, permitiendo así un mejor barrido del yacimiento, reflejándose en el incremento del factor de recobro.

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, se hace necesario buscar una herramienta que permita simular dicho proceso para evaluar su efectividad en el medio poroso.

Hace algunos años las compañías que se encargan de diseñar simuladores han introducido nuevas opciones, entre ellos el simulador STARS® de la compañía CMG, el cual dentro de sus opciones, incluye como función simular el proceso de inyección de polímero usando las ecuaciones fundamentales de balance de masa, para determinar el comportamiento de los fluidos en el medio poroso,

considerando términos relacionados al polímero y su efecto en la viscosidad del agua.

El objetivo general que persigue este trabajo de grado, es evaluar técnica y financieramente el proceso de inyección de polímeros por medio de la definición de un modelo conceptual con características semejantes al campo colombiano de crudo pesado en estudio, el cual consiste generalmente en inyectar un volumen de solución polimérica a diferentes valores de concentración en un yacimiento heterogéneo, proponiendo diferentes escenarios del proceso con pre y post inyección de agua hasta el final del proyecto. Finalmente, se compara el factor de recobro de los diferentes escenarios propuestos para evaluar si efectivamente inyectar polímero incrementa el recobro de petróleo.

Dentro de los objetivos específicos, que se persiguen en este estudio está la sensibilidad de parámetros operacionales y de yacimiento que afectan el incremento del factor de recobro. Entre las sensibilidades realizadas están los siguientes parámetros: tasa de inyección, presión de inyección, presión de fondo fluvente (BHP), estratos inyector-productores, concentración de polímero ( $C_p$ ) y variación de los tamaños de volúmenes inyectados ( $VP_{iny}$ ) a la misma concentración de polímero.

Por último, se considera dentro de las características petrofísicas del modelo conceptual, el efecto salino y el efecto de corte debido a los esfuerzos de cizallamiento, con el fin de determinar cómo el simulador toma en cuenta la degradación del polímero, deterioro de la viscosidad y su afectación sobre el factor de recobro.

## **1. INYECCIÓN DE POLÍMEROS**

Actuales investigaciones buscan mejorar el proceso de inyección de polímeros reduciendo el costo de producción y evaluando agentes eficientes que tengan mejores propiedades en comparación con diferentes químicos y los biopolímeros disponibles comercialmente. Sin embargo, se debe aceptar que actualmente existen algunas limitaciones y que, para ciertas aplicaciones, se deben encontrar polímeros sintéticos alternativos.

### **1.1. ANTECEDENTES**

La inyección de agua convencional persiste como el método de recuperación secundaria que con mayores posibilidades de éxito económico puede aplicarse a yacimientos de petróleo de viscosidades moderadas. Su principal desventaja radica en su alta movilidad en relación con el petróleo; por esta razón, resultan de gran interés todos aquellos agentes que mejoran las propiedades de flujo del agua. Considerando lo anteriormente mencionado; en 1.944 se inició el uso de soluciones poliméricas como método de recuperación adicional de petróleo, para mejorar la eficiencia de inyección de agua, aumentado su viscosidad mediante el uso de algunos tipos de polímeros hidrosolubles.

El mayor auge de las aplicaciones de polímeros como recuperación mejorada se ha dado en los Estados Unidos. Una de las recientes investigaciones ha reportado combinaciones de polímeros con otros productos químicos, tales como surfactantes y agentes alcalinos, los cuales han sido simulados obteniendo mayor incremento en el recobro que un proceso de inyección de polímero convencional. Además, estas combinaciones hacen más rentable el proceso de recuperación de petróleo, debido a que los surfactantes y agentes alcalinos son mucho más económicos que los polímeros.

En Colombia, las iniciativas de recobro terciario han llegado a pilotos en dos pozos del Campo Galán a comienzos de los años 80. Aplicaciones en campo de polímeros para taponamientos de zonas y surfactantes para disminución de la tensión interfacial fueron llevados a cabo en el campo Casabe, pero se redujeron a pozos aislados y el monitoreo de los resultados no fue el adecuado para determinar los resultados<sup>3</sup>. Por lo tanto no se cuenta con suficiente experiencia para este proceso.

## **1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO**

La inyección de polímeros, se fundamenta en el aprovechamiento de la viscosidad de una solución acuosa para controlar la movilidad de los fluidos en el yacimiento. Su uso más común es mediante modificaciones a procesos de inyección de agua, aumentando su viscosidad por medio de la adición de polímeros. Estas soluciones formadas por la adición de moléculas químicas, las cuales se crean por la repetición de unidades químicas simples llamadas monómeros, forman un material resistente de alto peso molecular apropiado para el control de la producción de agua y en general, diferentes procesos de recobro mejorado.

Este proceso, consiste en la adicción de un volumen de polímero con concentraciones variables entre 200 – 1200 ppm (2 – 4 MMlb/lbmol) al agua de inyección antes de que esta se enviada al yacimiento; de lo cual se obtiene como producto una solución muy viscosa pese a que es altamente diluida. El gran aumento en la viscosidad produce una reducción en la permeabilidad efectiva del agua, lo cual permite un frente de fluido desplazante más estable, logrando un barrido más completo del yacimiento y por tanto mayor desplazamiento de aceite.

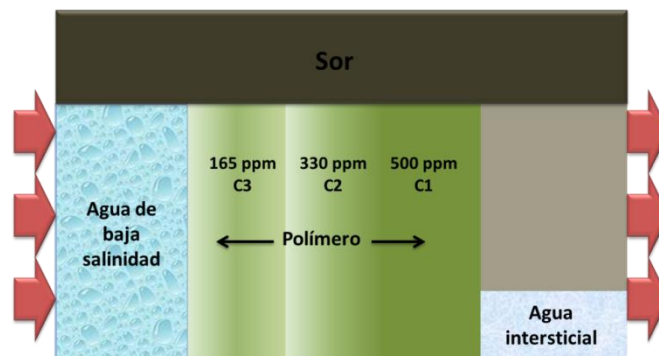
---

<sup>3</sup> ESTATUS DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN COLOMBIA Gustavo Maya, Rubén Castro, Adriano Lobo, Aníbal Ordóñez, Jorge Sandoval, Diana Mercado, Marta Trujillo, Claudia Soto, Héctor Hugo Pérez. ECOPEPETROL S.A.

Además, se produce una mejora (reducción) en la relación de la movilidad agua/petróleo, en comparación con una inyección de agua convencional<sup>4</sup>.

En la mayoría de los casos, el agua de formación afecta críticamente la solución polimérica. Cuando ésta es inyectada, es precedida por una solución de agua de baja salinidad, con el fin de preparar la zona de yacimiento a ser contactada, previniendo así alteraciones en la composición química del polímero (usualmente el polímero se inyecta en forma de “batches”). Posterior a este, también es necesario inyectar un volumen de agua de alta salinidad para disminuir el contraste de movilidad entre la solución polimérica y el agua detrás de esta. La concentración de polímeros es gradualmente reducida hasta el último volumen inyectado. En la siguiente figura (Figura 1), se observa el diagrama del proceso.

**Figura 1.** Esquema del proceso de inyección de polímero



**Fuente:** WILLHITE, Paul & GREEN Don W. Enhanced Oil Recovery. USA: SPE Textbook Series, 2003, p. 101

### 1.3. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS POLÍMEROS

Un polímero es una molécula de cadena larga formada por grupos repetidos llamados monómeros. La reacción por la cual ellos se forman o se combinan recibe el nombre de polimerización. Por ejemplo, la siguiente expresión es una reacción de polimerización donde el monómero de etileno ( $CH_2$ ) se une con otro para formar el polímero:  $CH_2 = CH_2 \rightarrow -[CH_2 - CH_2]_n-$

<sup>4</sup> PARIS DE FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela. 1984; p.313.

Entonces, una poliacrilamida es un polímero resultante de la unión de muchos monómeros amidas. Los polímeros solubles en agua son aquellos capaces de formar soluciones acuosas.

### **1.3.1. Clasificación de los Polímeros<sup>5</sup>**

Los polímeros más utilizados en la industria petrolera con el fin de mejorar los procesos EOR, se clasifican en polímeros naturales o biopolímeros, semi-sintéticos y sintéticos; los cuales se describen a continuación:

#### **1.3.1.1. Polímeros naturales o biopolímeros**

Son aquellos que se encuentran en la naturaleza. Diversos tipos de biopolímeros disponibles en la actualidad, tanto polisacáridos como derivados de la celulosa, han recibido mucha atención en lo que respecta a su aplicación en la recuperación mejorada de petróleo. Son susceptibles a la biodegradación y por tanto, es conveniente agregar productos químicos que permitan proteger la solución contra el ataque de bacterias.

#### **1.3.1.2. Polímeros Semi-sintéticos**

Son los que se obtienen por el manejo químico de los biopolímeros. Por ejemplo: la carboximetilcelulosa (CMC) y la hidroxietilcelulosa (HEC).

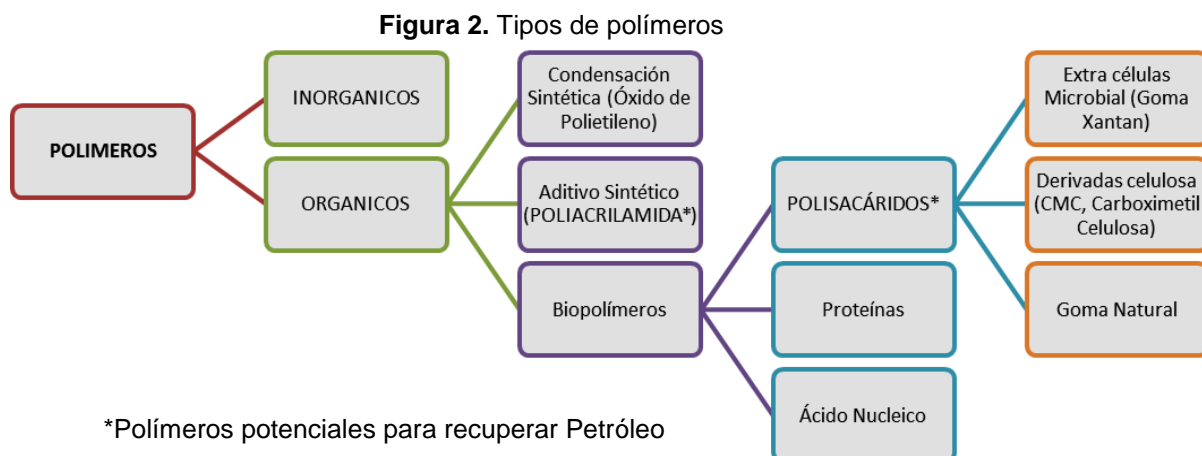
#### **1.3.1.3. Polímeros sintéticos**

Son aquellos sintetizados en el laboratorio. Por ejemplo: la poliacrilamida parcialmente hidrolizada.

Actualmente, los polímeros orgánicos solubles en agua son los que se están usando para la aplicación en recuperación mejorada. En la figura 2 se observa un resumen de los tipos de polímeros.

---

<sup>5</sup> STRIGHT, J. "The use of polymers for enhanced oil recovery a Review". Petroleum Recovery Institute. 2008.



**Fuente:** STRIGHT, J. "The use of polymers for enhanced oil recovery a Review". Petroleum Recovery Institute. 2008.

### 1.3.2. Propiedades químicas de los polímeros más usados en los procesos de recuperación mejorada

El principal uso de las soluciones poliméricas en un proyecto de inyección de agua, como agentes desplazantes del petróleo en los yacimientos, es disminuir la relación de movilidad del agua, con miras a obtener un mayor factor de recobro. Esto es posible ya que la solución polimérica permite aumentar la viscosidad del agua inyectada y consecuentemente disminuye la movilidad de la fase desplazante. El proceso es aparentemente simple y tanto la selección del polímero como la concentración del mismo son pasos cruciales en el diseño.

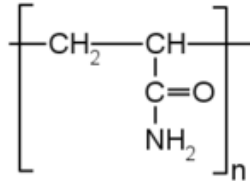
#### 1.3.2.1. Poliacrilamidas<sup>6</sup>

La molécula de poliacrilamidas está compuesta por una cadena muy larga del monómero acrilamida, el cual al combinarse químicamente produce la cadena polimérica como se muestra en la figura 3. El peso molecular promedio de las poliacrilamidas se encuentra en el rango de  $3 \cdot 10^6$  y  $10 \cdot 10^6$  Lb/Lbmol. Estas moléculas son muy flexibles y de un diámetro muy pequeño por lo que son muy sensibles a romperse por esfuerzos cortantes o mecánicos. Estos pesos moleculares deben ser tomados en cuenta ya que deben compararse con el

<sup>6</sup> KLEIN, J. y HEITZMANN, R. "Preparation and characterization of carboxyl groups in hydrolyzed polyacrylamide". Macromolecules.

tamaño de los poros de la formación donde va a ser utilizado para garantizar así un control efectivo de la movilidad.

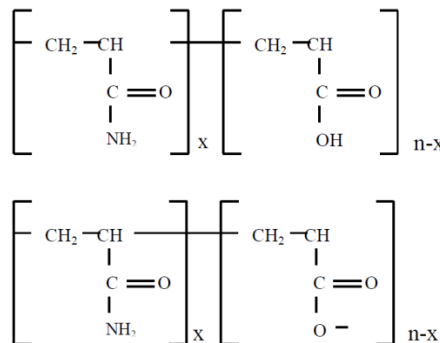
**Figura 3.** Estructura primaria de la poliacrilamida (PAM)



**Fuente:** <http://www.tiptheplanet.com/wiki/Polyacrylamide>

Con el objetivo de modificar las propiedades del polímero, algunas de las amidas se sustituyen químicamente por el grupo carboxyl, tal como se muestra en la figura 4 a continuación:

**Figura 4.** Estructura de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PAH)



**Fuente:** <http://www.tiptheplanet.com/wiki/Polyacrylamide>

A este proceso de sustitución química se lo conoce como “Hidrolisis”, correspondiendo el grado de hidrolisis con el porcentaje de los grupos de amidas que han sido sustituidas por grupos carboxyl. El grado de hidrolisis es una variable química que puede jugar un rol importante en el comportamiento y las propiedades reológicas de las soluciones de poliacrilamidas. El grado de hidrólisis afecta la viscosidad de la solución, la adsorción del polímero sobre la roca y las propiedades de resistencia de flujo. La mayoría de los productos usados para

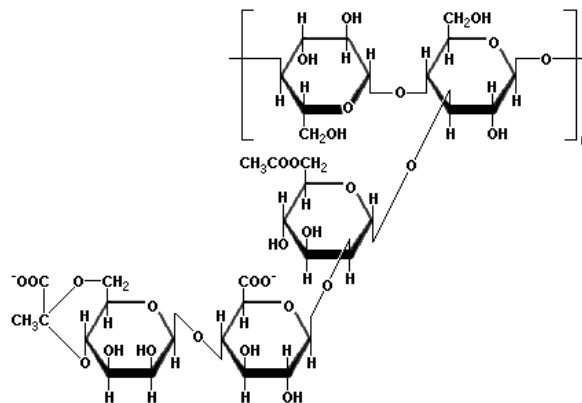
proceso de recuperación mejorada presentan un grado de hidrolización entre 20 a 40%<sup>7</sup>.

Después de diversos estudios, se ha reportado en pruebas de laboratorio que la poliacrilamida es térmicamente estable por largos periodos de tiempo, hasta 120°C de temperatura<sup>8</sup>. Además, es relativamente inmune al ataque bacterial.

### 1.3.2.2. Polisacáridos<sup>9</sup>

Se obtiene por medio de la fermentación de la goma Xantano (figura 5). Los polisacáridos, son polímeros lineales y menos sensibles que la poliacrilamida a la salinidad, concentración de iones divalentes ( $\text{Ca}^{++}$ ,  $\text{Mg}^{++}$ ) y son mucho menos propensos a romperse por los esfuerzos cortantes. Sin embargo, estos polímeros requieren ser filtrados a través de micro-poros para evitar taponamiento del pozo y normalmente requerirá bactericidas debido a que ellos también son susceptibles al ataque bacterial. Los polisacáridos trabajan de distinta forma a los polímeros sintéticos, ya que su efecto principal es aumentar la viscosidad aparente del fluido. Los polisacáridos son capaces de resistir temperaturas cercanas a 200°F.

Figura 5. Estructura primaria de la molécula de Xantano



Fuente: <http://www.tiptheplanet.com/wiki/Polyacrylamide>.

<sup>7</sup> MARTIN, F.D.; SHERWOOD, D. "The effect of Hydrolysis of Polyacrilamide on solution Viscosity, Polymer Retention and Flow Resistance Properties". SPE 53339

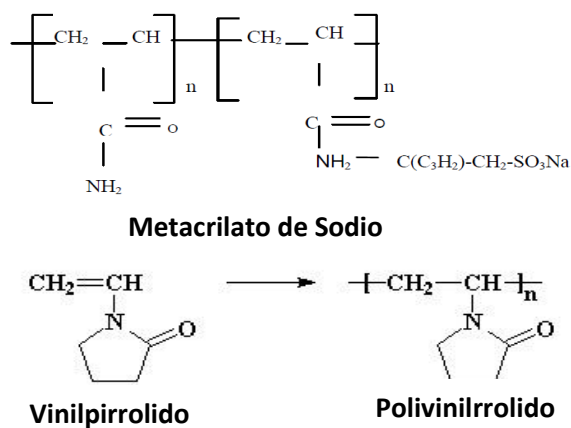
<sup>8</sup> MARTIN, F.D.; SHERWOOD, D. "The effect of Hydrolysis of Polyacrilamide on solution Viscosity, Polymer Retention and Flow Resistance Properties". SPE 53340

<sup>9</sup> CARCOANA, A. "Applied Enhanced Oil Recovery". Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey. 1992.

### 1.3.3. Nuevos Polímeros para aplicación en Recobro Mejorado

A medida que pasan los años, investigadores han dedicado grandes esfuerzos para desarrollar polímeros con mejores propiedades y características a fin de hacerlos cada vez más resistentes a los ambientes severos a los que son sometidos en los yacimientos. Entre ellos están el copolímero de N-vinil-2-pirrolidón (NVP), el copolímero de acrilamida-co-2-metil-propano sulfonato de sodio (AM/NaAMPS), copolímero de acrilamida-co-2-sulfoetil metacrilato de sodio (AM/NaSEM), los polímeros reticulados y los polianfolitos, entre otros. Alguna de sus estructuras moleculares se pueden observar en la figura 6.

Figura 6. Estructura molecular de nuevos polímeros para recobro mejorado



Fuente: <http://www.scientificpsychic.com/fitness/carbohydrates2.html>

### 1.4. PROPIEDADES DE FLUJO DEL POLÍMERO A TRAVÉS DEL MEDIO POROSO.

El proceso de recuperación mejorada trabaja fundamentalmente buscando una mejora tanto de la eficiencia de desplazamiento como de la eficiencia volumétrica. Existen varios procesos que buscan incrementar la recuperación de petróleo disminuyendo la saturación residual del mismo, es decir, trabajan fundamentalmente mejorando la eficiencia de desplazamiento. Otros tratan de alterar los factores que originan bajas eficiencias volumétricas; dentro de estos

procesos se clasifica la inyección de polímeros (soluciones poliméricas), la cuales buscan incrementar tanto la eficiencia de barrido areal como la vertical, mediante la reducción de la movilidad del agua.

El flujo de soluciones poliméricas a través de medios porosos es mucho más complicado que el caso de flujo en capilares, ya que además del efecto de los cambios en la viscosidad del fluido, existe una modificación en la permeabilidad efectiva de la roca al paso de la fase acuosa, producida por la adsorción de las moléculas de polímeros en las paredes de la matriz rocosa y/o entrapamiento de dichas macromoléculas.

Debido a esta compleja situación, es imposible estudiar por separado cada uno de los factores que contribuyen al comportamiento de las soluciones de polímeros en medios porosos. Pye<sup>10</sup> definió una variable que llamó “Factor de Resistencia (RF)”, la cual toma en cuenta todos los factores anteriormente mencionados y los expresa como una sola cantidad que nos permite conocer la efectividad con que una solución polimérica de cierta concentración reduce una relación adversa de movilidades. El Factor de resistencia se define como el cociente de la movilidad del agua y la movilidad de la solución polimérica, ambas medidas a la misma saturación residual de petróleo.

$$RF = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} \quad \text{Ecuación 1.}$$

Donde:

*RF*: factor de resistencia

$\lambda_w$ : movilidad del agua

$\lambda_p$ : movilidad del polímero

El Factor de resistencia aumenta con el incremento de la concentración del polímero. Por encima de este incremento, la reducción de la permeabilidad comienza a independizarse de la concentración.

---

<sup>10</sup> PYE, David J. “Improved Secondary Recovery by Control of Water Mobility”. JPT. 2004.

Esta resistencia residual al paso del agua dejada en el medio poroso por la solución polimérica es de gran importancia económica debido a que no se necesitaría inyectar polímero durante todo el proyecto, ya que su efecto permanecerá por mucho tiempo después de que se haya cerrado la inyección del volumen de polímero<sup>11</sup>. Este efecto se está caracterizado por el “Factor de Resistencia Residual”,  $R_r$ .

$$R_r = \frac{\lambda_w (\text{antes del paso de la sol. de polímero})}{\lambda_w (\text{después del paso de la sol. de polímero})} \quad \text{Ecuación 2}$$

Dónde:

$R_r$ : *factor de resistencia*

$\lambda_w$ : *movilidad del agua*

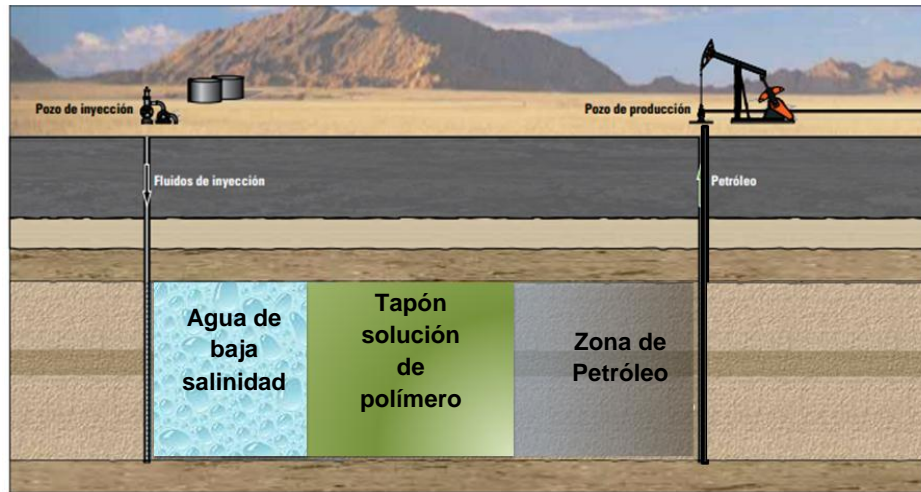
Pese a los altos costos de los polímeros, no es posible mantener una inyección continua de la solución polimérica, por lo que se recurre a inyectar un volumen finito (normalmente variando entre 0.1 a 0.3 VP), con un rango de concentración de polímero entre 200 a 1200 ppm<sup>12</sup>, seguido por inyección de agua la cual ayudará a mantener un frente estable a medida que los fluidos avanzan en el yacimiento (ver figura 7). El volumen inyectado de solución polimérica modifica la permeabilidad efectiva de la formación por donde fluye, tal como queda manifiesto por el valor del factor de resistencia. Sin embargo, debido a las características hidrofílicas de las moléculas de polímero, así como por los mecanismos de adsorción, entrapamiento y reducción de permeabilidad que se describen más adelante, parte de la disminución de la permeabilidad efectiva de la formación permanece aún después de que ha circulado por el medio poroso un volumen considerado de agua que sigue y desplaza el tapón de polímero.

---

<sup>11</sup> PEREZ, Francisco. “Recuperación Mejorada de Petróleo”. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas. 1996. Pag 78-79.

<sup>12</sup> PARÍS, M. “Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos”. Segunda Edición. Ediciones Astro Data. Venezuela. 2001.

**Figura 7.** Proceso de inyección de Polímero



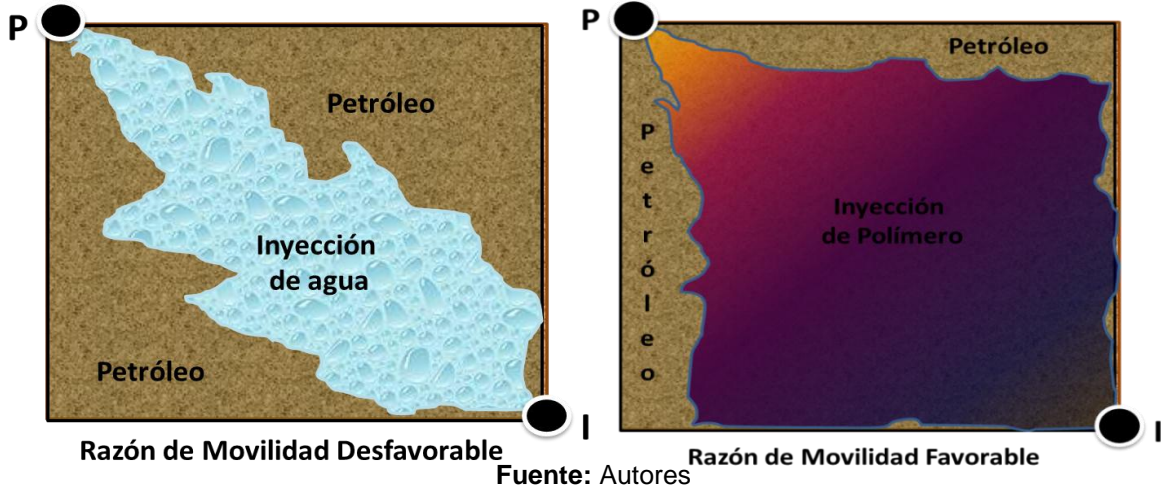
Fuente: Autores

#### 1.4.1. Reducción de la Movilidad

El proceso de inyección de agua presenta por lo general una relación de movilidad mayor a uno, debido a que el agua se mueve más rápido que el petróleo. Esto no es lo que se desea porque el agua fluiría sobrepasando el petróleo y, como consecuencia, producirá un desplazamiento ineficiente, fenómeno conocido como canalización viscosa (adedamamiento). Para que ocurra un desplazamiento óptimo, debe darse una relación de movilidad menor que uno, la cual es definida como favorable. Por esta razón se considera al proceso de inyección de polímero como una alternativa para disminuir la movilidad del agua, ya que el polímero, debido a que tiene una viscosidad superior a la del agua, tiene la capacidad de incrementar la viscosidad de la misma.

En la siguiente figura (Figura 8) se ilustra como mejora el barrido areal causado por la inyección de polímero en un sistema y se compara con el proceso de inyección de agua.

Figura 8. Efecto de inyección de Polímero



Sin embargo, la reducción de la movilidad no se debe solo al hecho del incremento de la viscosidad del agua sino también a mecanismos de retención de las moléculas de polímero en el medio poroso. Estos mecanismos se describen a continuación.

#### 1.4.1.1. Retención de las moléculas de polímero

Se ha demostrado por medio de un gran número de experimentos que, al fluir las soluciones poliméricas a través de medios porosos consolidados y no consolidados, se presenta una reducción apreciable entre las concentraciones a las entrada y salida del medio. Esta reducción en la concentración de polímero es un reflejo de la retención de las moléculas dentro del medio poroso. Estas moléculas se retienen debido a los siguientes mecanismos.

#### 1.4.1.2. Adsorción

Se define como un fenómeno físico-químico que consiste en la fijación de moléculas libres sobre la superficie rocosa, debido a la fuerza de atracción de los átomos o de la molécula sobre la superficie.

Algunos investigadores<sup>13</sup> proponen que la adsorción de moléculas de polímero ocurre en forma de una capa que cubre los granos de la roca incrementando la

<sup>13</sup> ZHENG, C. G. "Effects of Polymer Adsorption and Flow Behavior on Two-Phase Flowing Porous media". SPE. Junio, 2000.

capacidad de la roca de ser mojada por agua. Esta capa tiende a incrementar su volumen, reduciendo así la permeabilidad relativa al agua sin alterar la permeabilidad relativa del petróleo.

Pruebas experimentales bajo condiciones estáticas han demostrado que las moléculas de los polímeros se absorben en la mayoría de los minerales variando en magnitud para diferentes tipos de rocas. Se ha encontrado que el carbonato de calcio presenta una mayor afinidad por el polímero que la sílice. En general la adsorción aumenta al incrementarse la concentración del polímero y la salinidad el solvente. Bajo condiciones dinámicas la adsorción disminuye, no porque los mecanismos de adsorción varíen sino porque existen ciertas restricciones al flujo de la solución polimérica en algunas regiones del medio poroso. A estas regiones del volumen total se le conoce como “volumen poroso inaccesible” y consiste de aquella parte del medio poroso cuyo diámetro medio de poro es menor que el diámetro medio de la molécula de polímero.

#### **1.4.1.3. Entrampamiento**

Este mecanismo se presenta en canales de flujo en el medio poroso cuya entrada es ligeramente mayor al tamaño medio de la molécula de polímero, de tal forma que pueda entrar al poro, pero si la salida del canal posee un diámetro menor al de dicha molécula, entonces esta no podrá salir, quedando atrapada en el canal. Debido a la naturaleza hidrofílica de la molécula y a que aún existe cierto espacio libre dentro del canal para el flujo, existirá una restricción al flujo de agua, pero el petróleo podrá fluir en dicho canal.

Los sitios donde los polímeros son atrapados son aquellos en los cuales los poros son suficientemente pequeños para que una molécula de polímero los penetre; en consecuencia la velocidad de flujo decrece, debido a un cambio en la dirección de flujo causado por la tortuosidad del trayecto o una reducción de la permeabilidad.

## **1.5. FACTORES QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DE LAS SOLUCIONES POLIMÉRICAS EN EL MEDIO POROSO.**

Las soluciones poliméricas deben permanecer estables a condiciones de yacimiento por cierto tiempo para que puedan ser efectivas.

Son muchos los factores que pueden afectar las propiedades de las soluciones poliméricas y algunas de ellas, en casos extremos, pueden llegar a degradarlas.

Entre las más importantes se encuentran:

### **1.5.1. Salinidad o contenido de iones divalentes**

Los yacimientos a menudo poseen agua de formación salubre que contiene altas concentraciones de cationes divalentes, en particular de  $\text{Ca}^{++}$  y  $\text{Mg}^{++}$ , que hacen que la viscosidad de la solución polimérica se vea afectada. Debido a que la salinidad causa degradación química en el polímero, la concentración de sales en la formación preferiblemente debe ser pequeña para evitar el fenómeno de floculación del polímero y las interacciones entre los minerales y el químico inyectado.

La salinidad del agua afecta en gran medida las características de movilidad, adsorción y reducción de permeabilidad de las soluciones poliméricas cuando se utilizan poliacrilamidas, mientras que los biopolímeros son más resistentes a condiciones severas.

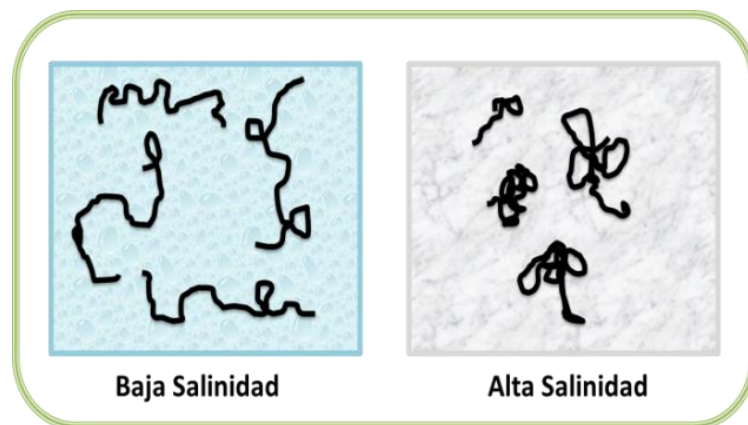
### **1.5.2. Efecto sobre la viscosidad**

Las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas poseen grupos carboxilo que se disocian en solución acuosa y las cargas negativas de los grupos  $\text{COO}^{-}\text{H}^{+}$  disociados interactúan en solución de agua pura y destilada, de tal forma que la repulsión de las cargas que tienen la misma polaridad mantiene a la molécula de una forma más o menos tensa. Esto produce una molécula enrollada con el mayor volumen posible en solución, junto con el solvente que se encuentra confinado dentro de la molécula, lo que se traduce en una solución de alta viscosidad. Esto

conlleva a que se necesiten menores cantidades de poliacrilamida parcialmente hidrolizada para obtener soluciones de alta viscosidad.

Al agregar sal a la solución polimérica, se altera la forma alargada de las moléculas a una forma esférica, como se observa en la figura 9. Por tanto se pierde más del 90% de la viscosidad de la poliacrilamida y la razón de movilidad de la solución crece significativamente con el incremento de la salinidad del agua. Debido a esto, es necesario aislar la solución de polímeros de la sal presente en el agua de formación del yacimiento.

**Figura 9.** Efecto de una solución altamente ionizada sobre la poliacrilamida hidrolizada



**Fuente:** Autores

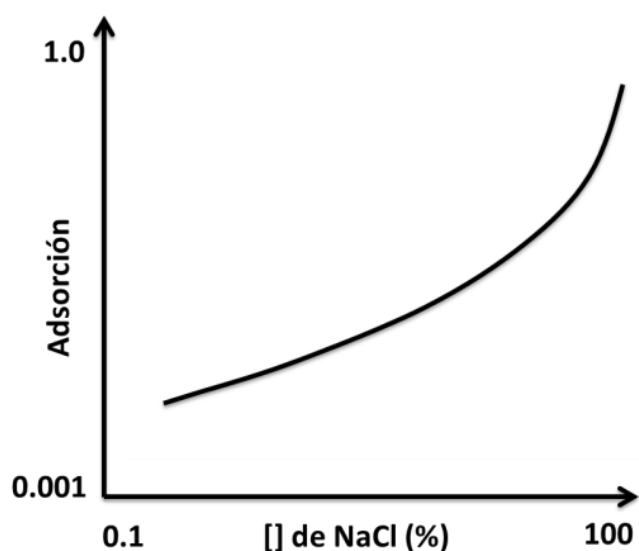
Los cationes divalentes como el calcio ( $\text{Ca}^{++}$ ), tienen un efecto más pronunciado que los monovalentes como el sodio, sobre la reducción de la viscosidad. Al estar presente grandes cantidades de cationes divalentes, las moléculas se pueden entrecruzar, de tal modo que si la concentración del polímero es suficiente forman un gel (floculación) o si no lo es, pueden formar precipitados de agregados moleculares<sup>14</sup>

<sup>14</sup> SZABO, M. T. "Laboratory Investigation of Factors Influencing Polymer Flood Performance". SPE. Agosto, 1975.

### 1.5.3. Efecto sobre la adsorción del polímero

La cantidad de polímero adsorbido depende de la cantidad del mismo y de la superficie de la roca. Se ha observado, entre otras cosas, que la presencia de sales también afecta directamente la extensión de la adsorción. La figura 10, describe el proceso de adsorción dependiendo de la concentración de sal involucrada en la solución de polímero.

**Figura 10.** Comportamiento del NaCl Vs Adsorción de poliácridamida



**Fuente:** HELER, K. "Clay-Salt Interactions Development in Sedimentology". 1982.

Existen ciertas rocas que tienen la superficie cargada negativamente. Los cationes mono o divalentes pueden cambiar esto completamente, por lo que una solución polimérica aniónica puede adsorberse sobre la superficie de la roca a través de un puente formado por el catión de la superficie de la roca-anión polimérico.

En términos generales, el grado de adsorción de moléculas sobre una superficie depende de dos factores básicos: la naturaleza química, tanto de las moléculas como de la superficie de la roca, y la proximidad de las moléculas a la superficie. Si el concepto es aplicado en condiciones de flujo, el grado de adsorción

dependerá de la naturaleza química del polímero. Cuanto más grande es la concentración, mayor es el grado de adsorción.

#### **1.5.4. Temperatura**

Los polímeros exhiben alteración en su composición debido a la degradación causada por altas temperaturas. Hay dos factores que deben ser considerados (1) la temperatura a la que se somete el polímero, y (2) el periodo de tiempo que se mantenga esta condición. En general, las soluciones poliméricas pierden viscosidad con el aumento de la temperatura.

Dado que la temperatura del yacimiento es un factor fundamental y no puede ser manipulada, es necesario que previamente a la implementación de la inyección de polímeros se realicen estudios de laboratorio que puedan predecir situaciones problema en el yacimiento, con el fin de tomar decisiones acertadas.

#### **1.5.5. Presencia de acuífero activo y capa de gas**

Para el caso de yacimientos que poseen acuíferos muy activos, no se recomienda realizar inyección de químicos, debido a que el potencial del pozo es suficiente con esta energía natural, lo cual no justifica que se realice una inversión en implementación de estos procesos.

En yacimientos en presencia de capa de gas, la aplicación de una inyección de químicos traería consigo que el aceite movilizado pueda restaurar la capa de gas, presentándose un efecto de llenado, lo cual no sería favorable y no se justificarían los costos de inversión.

#### **1.5.6. Tasa de corte y degradación mecánica**

Las soluciones poliméricas utilizadas en la recuperación mejorada de petróleo están expuestas a deformaciones severas debido a la tasa de corte a la que están sometidas durante su preparación (agitación), transporte (tuberías, bombas, válvulas), inyección (a través de perforaciones de las tuberías de pozo) y flujo a través del medio poroso. Cuando estas deformaciones son lo suficientemente

grandes como para romper las cadenas de polímeros ocurre la degradación mecánica de las mismas. Estos rompimientos causan una disminución de la viscosidad, la cual resulta incontrolable y se debe evitar.

La degradación mecánica se hace severa a altas tasas de flujo, en formaciones de baja permeabilidad y zonas de alta salinidad.

#### **1.5.7. Degradación Bacteriana**

Este problema se caracteriza por la rápida destrucción de la cadena de carbohidratos, trayendo consigo una disminución de la viscosidad de la solución. Es ocasionado usualmente en los biopolímeros, por tal motivo, estos son inyectados junto a un bactericida como es el formaldehído para controlar el crecimiento bacterial, y de esta forma reducir la precipitación del polímero en la roca.

#### **1.5.8. Degradación oxidativa**

El ataque oxidativo se manifiesta como el ataque del oxígeno disuelto en el agua inyectada, causando la pérdida de la viscosidad de la solución con el tiempo, y se ocasiona tanto en las poliacrilamidas como en los biopolímeros. Esta degradación es catalizada por iones de  $Fe^+$  disueltos en el agua de formación y puede prevenirse o minimizarse mediante la reducción del contenido de oxígeno del agua o salmueras diluidas que contengan unas pocas partes por millón.

### **1.6. SCREENING DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLIMEROS**

El screening o criterio de selección para inyección de polímeros ha sido propuesto a lo largo de los años por diferentes autores basándose en la experiencia y análisis de resultados de campos donde se han implementado. La tabla 1 muestra los principales parámetros y rangos de aplicación.

**Tabla 1.** Esquema actualizado para aplicación del proceso de inyección de polímero

<b>Parámetros Fluido</b>	
Gravedad °API	13 - 42.5 // Avg.26.5
Viscosidad (cP)	0.4 - 4000 // Avg. 123.2
Composición	No crítica
<b>Parámetros del Yacimiento.</b>	
Saturación del petróleo (%)	34 - 82 // Avg. 64
Porosidad (%)	10.4 - 33 // Avg. 22.5
Espesor neto (ft)	No crítico
Profundidad (ft)	700 - 9460 // Avg. 4221.9
Razón de movilidad	2 – 10
Permeabilidad (mD)	1.8 - 5500 // Avg. 834.1
Factor de heterogeneidad	0,5 – 0,85
Temperatura (°F)	74 - 237.2 // Avg. 167
<b>Agua</b>	Salinidad preferiblemente baja.
<b>Litología</b>	Preferiblemente areniscas

**Fuente:** Recent Developments and Updated Screening Criteria of Enhanced Oil Recovery Techniques. Ahmad Aladasani (Taber Sheright 1997) SPE 1.Kuwait Oil Company, 2. Missouri University of Science and Technology. Copyright 2010.

### 1.6.1. Características del yacimiento

La profundidad del yacimiento es un factor crítico solamente cuando se encuentra relacionado a la temperatura del yacimiento. Temperaturas menores a 200°F aseguran una solución estable.

La presión del yacimiento no es crítica si esta permite que la presión de inyección sea menor que la presión de fractura. La litología del yacimiento debe ser

preferiblemente arenisca con bajo contenido de calcio y bajo contenido de arcillas, debido a que la inyectividad en estas formaciones se reduce por expansión y/o dispersión de las arcillas. Se deben evitar las calizas con alta porosidad y yacimientos con extensas fracturas, ya que en éstos los polímeros se perderían sin lograr su objetivo de reducir la movilidad en el medio poroso. El espesor neto del yacimiento debe ser aproximadamente constante. La porosidad debe ser mayor al 18% para asegurar una buena capacidad de almacenamiento.

La permeabilidad absoluta de la roca del yacimiento se considera buena entre 50 y 250 mD. Valores de permeabilidad moderados (15 – 50 mD) causan altas presiones de inyección. Valores de permeabilidad considerados muy buenos (250 – 1000 mD) y excelentes (>1000 mD) aseguran recuperaciones mayores con inyecciones convencionales y dejan la inyección de polímeros como un proyecto difícil de justificar.

### **1.6.2. Características del fluido**

La viscosidad del crudo es la variable que controla directamente la movilidad del agua-crudo, no debe ser superior a 150 cP (preferiblemente menor a 100 cP) y la gravedad no menor a 20 °API. Haciendo una breve comparación, los métodos de recuperación térmica son competitivos cuando la viscosidad del crudo en el yacimiento es alta. Cuando esta es muy baja, la inyección de agua convencional y otros métodos de recuperación mejorada suelen ser más rentables. La relación agua/petróleo debe ser baja. Esto significará mayor movilidad en la saturación de aceite. La inyección de polímeros, aplicada desde el principio como proceso de recuperación secundaria, en lugar de la inyección de agua, tendrá mejores y exitosos resultados que la inyección de agua convencional.

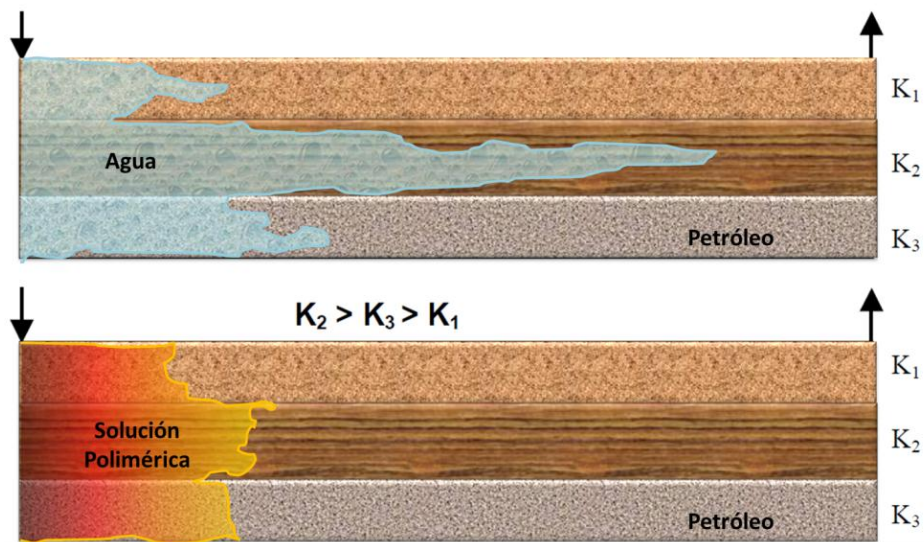
### **1.6.3. Selección del yacimiento para aplicación de inyección de polímeros**

De acuerdo con lo anteriormente mencionado, la inyección de polímero es aplicada exitosamente como un proceso de recuperación secundario cuando la movilidad en la saturación de aceite es aun alta. El resultado de la inyección de

polímero es mejorar la eficiencia de barrido áreal y vertical, reduciendo la relación de movilidad del agua-petróleo y desviando el fluido inyectado hacia grandes áreas del yacimiento.

El concepto de variación de permeabilidad conectado con la heterogeneidad del yacimiento es mejor que la permeabilidad por sí misma para determinar áreas de aplicabilidad de la inyección de polímeros. Los yacimientos heterogéneos con factor de heterogeneidad entre 0,5 - 0,85 son buenos candidatos, porque se reduce la permeabilidad de la roca y la solución tiende a desviarse hacia áreas del yacimiento que no han sido barridas por una inyección de agua convencional. (Ver figura 11).

**Figura 11.** Diagrama esquemático de Ev causado por la inyección de polímero en un yacimiento heterogéneo



**Fuente:** Autores

Los yacimientos con mecanismos de empuje de agua con baja salinidad, que tuvieron inicialmente poca o nula producción de agua, son buenos candidatos para la inyección de polímeros.

### **1.7. POTENCIAL DE PRODUCCIÓN QUE SE OBTIENE DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLIMEROS**

A través de la inyección de agua mejorada (solución polimérica) se obtiene un gran potencial para la recuperación de petróleo. Considerando la inyección de aditivos de polímeros al inicio del proyecto, la tasa de recobro de petróleo en los primeros años de operación no se incrementa más de lo que se recuperaría mediante una inyección de agua convencional. Sin embargo, el petróleo adicional aparece más adelante en la vida del proyecto.

Estudios basados en una revisión de proyectos de inyección de agua mejorada con polímero, concluyeron que el uso de esta sustancia como un método de recuperación mejorada incrementa en definitiva un 8 - 20% sobre la producción acumulada de aceite.

## 2. PRUEBAS DE LABORATORIO PARA LA EVALUACIÓN DE POLÍMEROS USADOS EN OPERACIONES DE REOCOBRO MEJORADO DE PETRÓLEO.

Bajo la administración del Instituto Americano del Petróleo (API – American Petroleum Institute), la correcta elección del polímero a inyectar y desplazar en el yacimiento es establecida por el subcomité evaluador de polímeros usados en operaciones de recobro mejorado, el cual recomienda ciertas pruebas de laboratorio que se describirán más adelante.

Las pruebas recomendadas han sido desarrolladas para mejorar la calidad del polímero durante su aplicación en yacimiento. Los procesos y escenarios recomendados han sido preparados para comparar diferentes tipos de polímeros bajo condiciones estáticas, donde se pueda seleccionar el material apropiado para ser usado en el reservorio. Sin embargo, estas prácticas no deben ser tomadas bajo un solo criterio de determinación de los beneficios del polímero durante la recuperación de petróleo; es importante tener en cuenta las características del yacimiento y ambiente sedimentario en fondo de pozo.

Los polímeros solubles en agua, creados como agentes controladores de movilidad durante las operaciones de recobro mejorado, se encuentran disponibles en cantidades comerciales, principalmente en dos tipos: poliacrilamida hidrolizada y polisacáridos.

- **Las poliacrilamidas** son polímeros sintéticos de alto peso molecular, disponibles en diversas formas: polímero seco, emulsión líquida o dispersa, soluciones concentradas y geles.
- **Los polisacáridos** producidos por procesos de fermentación (por ejemplo el Xantano, biopolímero scleroglucan, etc.) están disponibles en forma de polvo seco y solución líquida, ambos con un contenido de aproximadamente 15% de polímero activo.

Las practicas recomendadas por el API, han sido generadas para procesos estandarizados en la industria, a ciertos ambientes donde se pueda evaluar y comparar el beneficio que ofrece dicho químico bajo condiciones estáticas específicas. Como primera medida, es de gran importancia conocer la calidad y mejoras a diferentes técnicas de recobro que puede ofrecer el polímero y en general lograr establecer un screening o criterio de aplicación del proceso.

Para lograr los propósitos en cada prueba de laboratorio, las diferentes soluciones usadas en los ensayos durante la evaluación del polímero, pueden ser salmueras o agua de formación de diferentes yacimientos, lo cual permitiría una comparación más amplia con los resultados generalizados que se obtienen cuando se utilizan salmuera convencional. De igual forma, es válido aclarar que para el API la recomendación de dichas pruebas de laboratorio, no inhibe el uso de otras aplicaciones o practicas necesarias para la modificación de las mismas.

## **2.1. PREPARACIÓN DE LAS SOLUCIONES POLIMÉRICAS**

Durante el desarrollo de cualquier proceso de recobro mejorado que involucre la inyección de polímeros, es esencial centrar la atención en la preparación o mezcla de la solución poliméricas para obtener sus propiedades con el alto peso molecular deseado. Las tasas de disolución del polímero pueden variar dependiendo del tipo y presentación del producto. Los principales factores directamente relacionados con la preparación de la mezcla, que deben ser considerados son el esfuerzo de corte, efecto salino, concentración inicial y factor de hidratación

A continuación, se describirá el efecto de cada uno de estos factores mencionados anteriormente:

### **2.1.1. Esfuerzo de corte**

La preparación de algunas soluciones poliméricas requiere un periodo corto a altas tasas de mezcla y posteriormente un periodo más largo de mezcla a una tasa más baja. Los tiempos de hidratación pueden variar desde unos pocos minutos hasta largas horas.

La técnica para homogenizar soluciones con polisacáridos requiere de altas tasas durante un periodo prolongado de tiempo, esto suele muy diferente a la homogenización con poliacrilamida, debido a que estas son propensas a la degradación a moderadas tasas de corte.

### **2.1.2. Efecto salino**

A medida que la salinidad aumenta, tanto los polisacáridos como la poliacrilamida presentan dificultad para alcanzar su grado deseado de hidratación. Los polisacáridos sólidos que suelen disolverse en soluciones de alta salinidad, presentan cierta ventaja sobre su dilución en agua fresca; además pueden ser más compatibles con yacimientos cuya agua de formación presente un alto grado de salinidad. La alta concentración de salinidad y contenido de iones divalentes, se convierten en la principal desventaja sobre el uso de soluciones con poliacrilamidas. Sin embargo, algunas poliacrilamidas secas, contienen significativas cantidades de carbonato de sodio, lo cual no permite que se precipiten evitando así floculaciones y aumento del pH de la solución.

### **2.1.3. Salmueras sintéticas**

Una salmuera sintética estable para comparación y evaluación de soluciones entre polímeros, debe ser preparada solamente con cloruro de sodio (NaCl) o cloruro de sodio y cloruro de calcio (CaCl<sub>2</sub>). Normalmente, los solventes de referencia son agua fresca (con contenido máximo de 1000 ppm de NaCl y 100 ppm de CaCl<sub>2</sub>) y agua destilada (con contenido máximo de 3% NaCl y 0.3% CaCl<sub>2</sub>).

#### **2.1.4. Unidades de concentración**

La concentración de polímeros es comúnmente expresada en partes por millón (ppm), unidad que expresa una relación peso/peso; es decir, peso del polímero por peso total de la solución.

Teniendo en cuenta estos efectos, el API establece procesos estandarizados para la preparación de diversas soluciones poliméricas, las cuales varían según el objetivo para el cual son inyectados. A continuación se describirán los procedimientos para la preparación de soluciones donde solamente se involucre la poliacrilamida, estudio en el que se centra este trabajo de grado.

## **2.2. SOLUCIONES POLIMÉRICAS (EMULSIÓN-DISPERSIÓN) CON POLIACRILAMIDA**

El término “poliacrilamida líquida” abarca los productos comercializados como soluciones acuosas y en forma de emulsiones dispersas en la fase de petróleo.

Comúnmente, las emulsiones dispersas en fase aceite, están disponibles comercialmente en concentraciones entre 25 – 50 %peso de polímero activo, ya sea como emulsiones de agua en aceite o una dispersión en la que existe el polímero finamente diluido en el aceite como fase continua. Las características generales y procesos de manipulación de emulsiones/dispersas son muy similares al caso donde se tiene una emulsión afectada por un tensoactivo, el cual permite la inversión y posterior dilución del polímero al entrar en contacto con el agua. La agregación de tensoactivos o activadores, permiten la rápida y eficiente inversión de la emulsión cuando la solución se prepara con agua de alta salinidad. Las soluciones con poliacrilamida, están disponibles comercialmente en concentraciones variantes entre 3 – 20 %peso de polímero activo. Antes de la preparación de la solución es recomendable seleccionar algún activador adicional.

Soluciones con poliacrilamida, donde se ha añadido un activador durante la preparación, se conocen como sistemas de un solo componente. También existen soluciones de dos componentes, las cuales implican el suministro de una alta concentración del polímero y el activador por separado. A este tipo de soluciones, se le debe agregar el activador al agua de preparación antes de añadir la cantidad de polímero a la concentración deseada.

Después de la preparación de la emulsión/dispersa, se requiere que la solución sea sometida a un breve periodo de alto cizallamiento e inmediato contacto con la salmuera. La preparación de acuerdo a esto, permite la distribución eficiente de las partículas de polímero, promueve la rápida hidratación y reduce al mínimo posible la degradación por esfuerzos de cizallamiento de la poliacrilamida hidratada.

La cantidad de emulsión/dispersa de poliacrilamida necesaria para la preparación de la solución puede ser calculada mediante la siguiente expresión:

$$W_{pr} = \frac{W_s * C_s * 10^{-4}}{A_{pr}} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

$W_{pr}$ : peso del polímero, g

$W_s$ : peso de la solución principal (volumen total) a preparar, g

$C_s$ : Concentración del polímero, ppm

$A_{pr}$ : %peso de la cantidad de polímero activo

La cantidad de agua necesaria para la preparación de la solución, puede ser calculada así:

$$W_{bs} = W_s - W_{pr} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

$W_{bs}$ : Peso del agua necesaria para la solución, g

### 2.2.1. Soluciones poliméricas con Poliacrilamida seca

Las soluciones preparadas con poliacrilamida seca, normalmente mantienen una concentración de aproximadamente 500 ppm y a partir de esta son levemente diluidas para probar las diferentes concentraciones según se requiera. La constante agitación durante la preparación es necesaria para lograr una dispersión inicial del polvo seco. Si la dispersión del polímero demora un lapso más largo, la viscosidad resultante evita que el polímero logre hidratarse adecuadamente. Estas soluciones pueden ser almacenadas en recipientes de vidrio y su duración supera los tres días, sin perder eficacia; sin embargo deben ser preparadas el mismo día en que serán utilizadas.

La cantidad de solución polimérica preparada con poliacrilamida seca puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$W_{pr} = \frac{W_s * C_s * 10^{-4}}{A_{pr}} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

$W_{pr}$ : Peso del polímero, g

$W_s$ : Peso de la solución (volumen total) principal a preparar, g

$C_s$ : Concentración del polímero, ppm

$A_{pr}$ : % peso de la cantidad de polímero activo

La cantidad de agua necesaria para la preparación de la solución, puede ser calculada así:

$$W_{bs} = W_s - W_{pr} \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

$W_{bs}$ : Peso del agua necesaria para la solución, g

### **2.2.2. Soluciones poliméricas con Poliacrilamida concentrada**

Las soluciones de poliacrilamida concentradas son altamente viscosas, con un contenido aproximado de 2 – 30 %peso de polímero. La preparación de esta solución en el laboratorio requiere del cálculo exacto de la cantidad de químico que se añadirá al agua (soluto).

Para calcular la cantidad de poliacrilamida y agua a utilizar, se emplean las mismas expresiones descritas por las ecuaciones 5 y 6.

### **2.2.3. Soluciones poliméricas con Poliacrilamida gelificada**

Las soluciones preparadas con poliacrilamida gelificada son un poco difíciles de manejar, su comportamiento es similar al caucho (líquido). Por lo general el contenido de químico supera el 30% peso.

Para preparar estas soluciones en el laboratorio, muestras de gel a granel deben ser trituradas a tamaño de partículas muy pequeñas ( $10^{-6}$ cm) antes de ser añadidas al agua o salmuera a utilizar para preparar la solución.

Algunos de los fabricantes de este tipo de polímeros lo proporcionan en tamaños pequeños de grano, para ayudar a que se puedan obtener soluciones de calidad aceptable. Comúnmente estas soluciones se preparan en salmueras altamente concentradas, lo cual se traduce en una corta durabilidad desde el momento en que son preparadas.

## **2.3. REOLOGÍA DE LAS SOLUCIONES POLIMÉRICAS EN EL MEDIO POROSO**

Las pruebas de laboratorio diseñadas para estudio del comportamiento reológico de las soluciones poliméricas consideran su reometría y flujo a través del medio poroso, para permitir la comparación de diferentes tipos de polímeros. Las prácticas recomendadas por la norma API RP-63, incluyen pruebas diseñadas para evaluar los efectos de corte por esfuerzos de cizallamiento, temperatura, pH,

salinidad y concentración. A continuación se describen algunas de estas pruebas y los equipos utilizados en las mismas para estudio de dichos efectos sobre la poliacrilamida:

### **2.3.1. Equipos para medición de la viscosidad**

Los equipos utilizados para medición de la viscosidad, varían dependiendo del propósito sobre el cual se destinan los resultados que se obtienen. Para monitorear los proyectos de polímeros en campo, existen equipos relativamente baratos y en realidad muy necesarios; mientras que en el laboratorio, se hace necesario el uso de equipos más sofisticados que son más precisos. A continuación se presenta una breve descripción de algunos procedimientos y equipos usados tanto en campo como en laboratorio para determinar la viscosidad de la solución polimérica.

#### **2.3.1.1. Monitoreo en Campo**

La viscosidad de las soluciones poliméricas preparadas para la inyección en yacimiento, son monitoreadas como una medida de control. La solución es muestreada usando un viscosímetro de 4 u 8 velocidades que contiene un adaptador UL (Ultra Low) capaz de conservar la muestra a una temperatura 2°F por encima de la temperatura de yacimiento.

Si al realizar la primera medición, la lectura del dial que genera el fluido a inyectar excede el valor máximo (100 rpm), es necesario diluir la solución añadiendo más cantidad de agua o salmuera. Si el dial leído es inferior a 10 rpm, significa que la exactitud de la medición es pobre. Si la dilución es necesaria, el peso de la solución polimérica final puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$\text{Factor de dilución} * \text{Peso de la muestra} = \text{Peso final de la muestra} \quad \text{Ecuación 7}$$

Las cantidades deseadas de químico y agua para la solución se mezclan suavemente con un agitador magnético. La viscosidad de la solución de la

muestra de campo o la muestra diluida se mide a 6 rpm y a otra velocidad, preferiblemente a una velocidad donde se mantenga la lectura de la escala entre 10 y 90 rpm.

Algunos de los equipos utilizados en campo para medir la viscosidad de la solución polimérica son:

- ✓ BrookfieldQ Synchro-Lectric Modelo LVF (4 velocidades).
- ✓ BrookfieldQ Synchro-Lectric Modelo LVT (8 velocidades).
- ✓ BrookfieldQ Synchro-Lectric Modelo LVTDV-I o LVTDV-II (Digital).
- ✓ BrookfieldQ Synchro-Lectric Modelo HATD (8 velocidades),

Todos los anteriores con adaptador UL y pequeños adaptadores de muestra. Adicionalmente tienen la ventaja de que son cómodos de usar, mantienen una construcción robusta pero de fácil instalación y son completamente portables.

Los viscosímetros utilizados para fluidos de perforación, no deberían ser ajustados para pruebas de laboratorio sobre polímeros empleados en recobro mejorado; sin embargo existen ciertos equipos que funcionan correctamente cuando se realizan las mediciones. Algunos de estos, son los que se describen a continuación:

✓ **Contraves @ LS-30**

**Ventajas:**

- Gran precisión en sus mediciones
- Manejo de rango razonable para tasas de corte, especialmente bajo cizallamiento incluso para fluidos de baja viscosidad.
- Relativamente fácil de usar.

✓ **Haake RV-20**

**Ventajas:**

- Precisión

- Manejo de bajas velocidades de cizallamiento en comparación con otros equipos con precio equivalente.
- Amplio control de temperatura.
- Controlado por computadora.
- Capacidad de medir otras propiedades reológicas como tensiones normales o dinámicas y propiedades viscoelásticas.
- Fácil de usar.

✓ **Haake RV-100/CV-100**

**Ventajas:**

- Precisión.
- Alto rango de tasas de corte.
- Buen control de temperatura.

✓ **RHEOTECH Internacional VER**

**Ventajas:**

- Buena precisión
- Amplia gama de tipos y frecuencia de corte.
- Buen control de la temperatura.
- Controlado por ordenador.
- Cómodo de usar.

✓ **Rheometrics Fluids Rheometer Model RFR-7800**

**Ventajas:**

- Precisión.
- Amplia gama de velocidades de corte.
- Elección de capacidades volumétricas de ensayo y transductores.
- Compatibilidad para analizar datos de otros instrumentos.
- Opciones para proporcionar amplio rango de temperaturas.

- Sistema basado en microprocesador para el control operacional y análisis de datos.

✓ **Rheometrics Mechanical Spectrometer RMS-705F**

**Ventajas:**

- Precisión.
- Más apropiado para rango reológico de velocidades bajas de cizallamiento.
- Amplia gama de tasas de cizallamiento y frecuencias.
- Bueno y amplio control de temperatura.
- Sistema basado en microprocesador.

✓ **Weissenberg Rheogoniometer**

**Ventajas:**

- Precisión.
- Amplia gama de tasas de cizallamiento y frecuencias.
- Muy buen control de la temperatura.

Como se había mencionado en los párrafos anteriores, con el fin de evaluar un polímero como candidato potencial para procesos de inyección, el comportamiento reológico del polímero en la solución debe ser medido bajo una variedad de condiciones.

Las medidas de viscosidad se deben hacer con un viscosímetro que contenga 8 velocidades incluyendo un adaptador UL, o que contenga un mínimo de 4 velocidades de corte, si es posible. Las mediciones se deben iniciar a la más bajas rpm (revoluciones por minuto – velocidades de corte) e ir aumentando. Dichas mediciones ofrecerán información acerca de la dependencia de cizallamiento de la viscosidad del polímero bajo un conjunto dado de condiciones recomendadas para medir la viscosidad de la misma.

El trabajo realizado en el laboratorio, a menudo requiere de mayor exactitud, la cual es muy necesaria para la realización de otras pruebas análogas y posterior evaluación de la solución polimérica en campo. Por esa razón, dependiendo de las necesidades primarias de esta investigación, el equipo de medición de viscosidad debe ser cuidadosamente seleccionado para cada prueba.

#### **2.4. MEDICIONES A POLÍMEROS AFECTADOS POR PARÁMETROS DE YACIMIENTO**

Debido a que polímeros con diferentes pesos moleculares, carga iónica y estructura molecular están disponibles comercialmente, es necesario utilizar pruebas de laboratorio preliminares para comparar dichos productos bajo ciertas condiciones estandarizadas. Por otro lado, se hace importante realizar proceso recomendados para las pruebas que consideren el efecto de la velocidad de corte, temperatura, salinidad, dureza, pH y concentración activa del polímero.

A partir de este tipo de datos, las comparaciones entre los diferentes tipos de polímeros existentes comercialmente permiten seleccionar la prueba específica que se debe realizar y en última instancia proporcionar información confiable para pruebas posteriores. Como medida de precaución, cuando se tienen temperaturas elevadas sumadas a ciertas condiciones de pH, la posibilidad de degradación del polímero a corto plazo debe ser considerada.

#### **2.5. MODELOS REOLÓGICOS**

Numerosos modelos matemáticos han sido propuestos en la literatura para describir las características de velocidad de deformación de fluidos debido a fuerzas externas.

Los modelos pueden clasificarse en:

1. Independientes del tiempo
2. Dependientes del tiempo

Ejemplos de materiales dependientes del tiempo son las sustancias tixotrópicas las cuales muestran disminución de la viscosidad con el tiempo y las sustancias reopécticas que muestran un aumento de la viscosidad con el tiempo, tras la aplicación de una tensión o esfuerzo de cizallamiento constante. Los modelos que describen el comportamiento reológico complejo de estas sustancias son limitadas al alcance y aplicación en yacimiento y no se consideran otros contextos. A continuación se explicará el comportamiento de la solución polimérica independientemente del tiempo.

### 2.5.1. Fluidos Newtonianos

Los fluidos newtonianos son puramente fluidos viscosos para los cuales la tensión de cizallamiento varía directamente con la tasa de cizallamiento, de conformidad con la ley de Newton de la viscosidad:

$$\tau = \mu \dot{\gamma} \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

$\tau$ : *esfuerzo de corte*

$\mu$ : *Viscosidad Newtoniana*

$\dot{\gamma}$ : *Tasa de corte*

Ejemplos de fluidos newtonianos son los aceites y la mayoría de los crudos. Cualquier fluido que no obedezca a la ley de la viscosidad de Newton puede considerarse como no-newtoniano.

Fluidos como las soluciones de polímeros se caracterizan por una función dependiente de la viscosidad de cizallamiento; algunos fluidos no-newtonianos como los fluidos de perforación también pueden exhibir una tensión de fluencia de tipo sólido. Para tales fluidos, la viscosidad aparente a una velocidad de cizallamiento dada es:

$$\eta = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde:

$\Upsilon$ : *esfuerzo de corte*

$\gamma$ : *Tasa de corte*

El término “aparente” es usado para la viscosidad debido a que solo se puede dar a una velocidad de cizallamiento especificado. Varios modelos simples, puramente viscosos no-newtonianos son descritos brevemente a continuación.

### 2.5.2. Modelo de Ley de Potencia

La Ley de energía o modelo de Ostwald de Waele se utiliza para describir muchas soluciones pseudoplásticas (reofluidificante) o dilatante (por cizalladura):

$$\Upsilon = K\gamma^n \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

$\Upsilon$ : *Esfuerzo cortante, mPa*

$K$ : *Indice de consistencia. mPa \* s<sup>n</sup>*

$\gamma$ : *Tasa de corte, s<sup>-1</sup>*

$n$ : *Indice de flujo, adim.*

En este caso puede considerarse la viscosidad como la tensión de cizallamiento dividida por la velocidad de cizallamiento, entonces la viscosidad aparente del fluido de la ley de potencia está dada por:

$$\eta = K\gamma^{n-1} \quad \text{Ecuación 11}$$

Donde:

$\eta$ : *Viscosidad aparente, mPa \* s o cP*

Para determinar los parámetros de ley de potencia  $K$  y  $n$ , el logaritmo de la ecuación anterior se toma:

$$\log n = \log K + (n - 1) \log \gamma \quad \text{Ecuación 12}$$

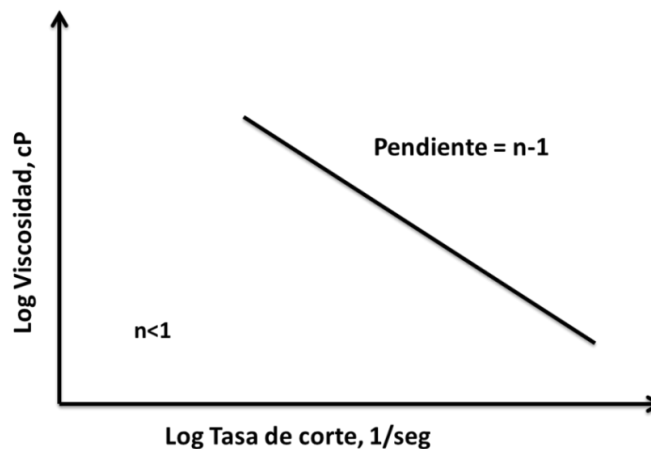
Por tanto en un gráfico log-log de la viscosidad aparente contra la tasa de corte,  $(n-1)$  será la pendiente de la línea recta y  $k$  será la intersección a una velocidad de cizallamiento de  $\text{sec}^{-1}$ .

Entonces, para fluidos pseudoplásticos,  $n$  es  $<1$ ; para fluidos dilatantes,  $n > 1$  y para fluidos newtonianos  $n=1$ . Para fluidos con alto adelgazamiento pseudoplástico o alto cizallamiento,  $n$  es considerablemente  $<1$ .

Debido a que muchos líquidos poliméricos experimentan un comportamiento pseudoplástico o un amplio intervalo de velocidades de cizallamiento de interés en este estudio, se considera entonces que la ley de potencia tiene un amplio uso de aplicación pues dicho modelo refleja con precisión el comportamiento de soluciones poliméricas en un rango de velocidades de corte, para varias formulaciones partiendo de su utilidad general.

La mayoría de las soluciones de polímero muestran un comportamiento newtoniano a muy bajas velocidades de corte o a muy altas velocidades de corte, sin embargo, el modelo de ley de potencia no predice este comportamiento. De hecho, el modelo predice viscosidades que tienden a infinito cuando la velocidad de cizalla tiende a cero (figura 12). Por tanto, es determinante no extrapolar el modelo de ley de potencia más allá de su rango de aplicabilidad (dentro de la gama de mediciones experimentales).

**Figura 12.** Gráfico Viscosidad Vs. Tasa de corte. Modelo Ley de Potencia



**Fuente:** Norma API RP 63. Sección 3 - Reología de soluciones poliméricas.

### 2.5.3. Modelo Multi-parámetro (Aplicabilidad EOR - Polímeros)

El comportamiento reológico que presentan las soluciones poliméricas durante los procesos de recobro mejorado, suelen ser un poco complejos. A bajas tasas de corte, las soluciones acuosas poliméricas tienden a comportarse como fluidos newtonianos; es decir que, la viscosidad de la solución es independiente del esfuerzo aplicado.

Como se mencionó anteriormente, esta limitante de viscosidad newtoniana se conoce como la viscosidad de cizallamiento cero,  $\eta_0$ . Cuando existen altas tasas de corte, la solución presenta un comportamiento pseudoplástico, el cual va en aumento directamente relacionado con la tasa de corte provocando una disminución en la viscosidad. Por otro lado, a velocidades de cizallamiento mucho más altas, la mayoría de soluciones poliméricas experimentan un segundo comportamiento, muy semejante al newtoniano, donde su viscosidad tiende al infinito,  $\eta_\infty$ . Mediante el uso de modelos que admitan tres parámetros o más, es posible representar con mayor precisión el comportamiento de la viscosidad de las soluciones poliméricas teniendo en cuenta varios órdenes de magnitud en la velocidad de cizallamiento. A continuación, se exponen brevemente dos de los modelos más aplicables conocidos como la ecuación de Ellis y la Ecuación de Carreau.

#### 2.5.3.1. Modelo de Ellis

La ecuación de Ellis para 3 parámetros, está dada por:

$$\frac{\eta_0}{\eta} = 1 + \left( \frac{r}{r_{0,5}} \right)^{\alpha-1} \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde:

$r_{0,5}$ : Tasa de corte a la que semide la viscosidad

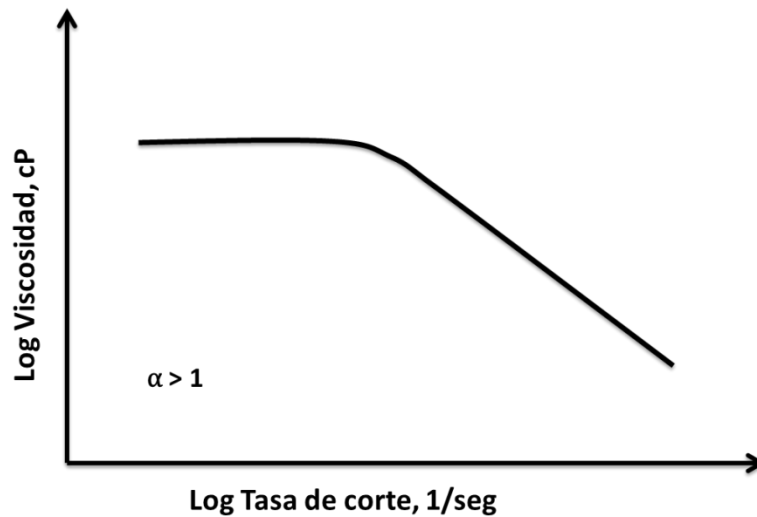
$\eta$ : Fracción del valor de la viscosidad cuando  $\eta_0$

$\alpha - 1$ : Pendiente del gráfico  $\frac{\eta_0}{\eta} - 1$  Vs.  $\frac{r}{r_{0,5}}$

$\alpha$ : Recíproco del parámetro  $n$  de la ley de Potencia

Este modelo es muy flexible ya que incluye la Ley de Newton y la Ley de potencia como casos especiales. La principal ventaja que tiene el modelo de Ellis sobre la Ley de potencia es que se puede calcular una viscosidad finita limitante a muy bajas velocidades de cizallamiento (para  $\alpha > 1$ ) como lo muestra la figura 13, sin embargo, no es posible determinar valores de viscosidad a altas velocidades de cizalla.

**Figura 13.** Comportamiento de la viscosidad según el Modelo de Ellis



**Fuente:** Norma API RP 63. Sección 3 - Reología de soluciones poliméricas.

### 2.5.3.2. Modelo de Carreau

Con la ecuación de Carreau, es posible modelar cuatro parámetros, es un modelo que se considera muy útil para descripción del comportamiento de la viscosidad de soluciones poliméricas diluidas de alto peso molecular. Dicho modelo, está descrito por la siguiente ecuación:

$$\frac{\eta - \eta_{\alpha}}{\eta_0 - \eta_{\alpha}} = [1 + (\lambda * \dot{\gamma})^2]^{(n-1)/2} \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde:

$\eta$ : Viscosidad a la tasa de corte  $\dot{\gamma}$

$\eta_0$ : Viscosidad Newtoniana cuando el cizallamiento tiende a cero

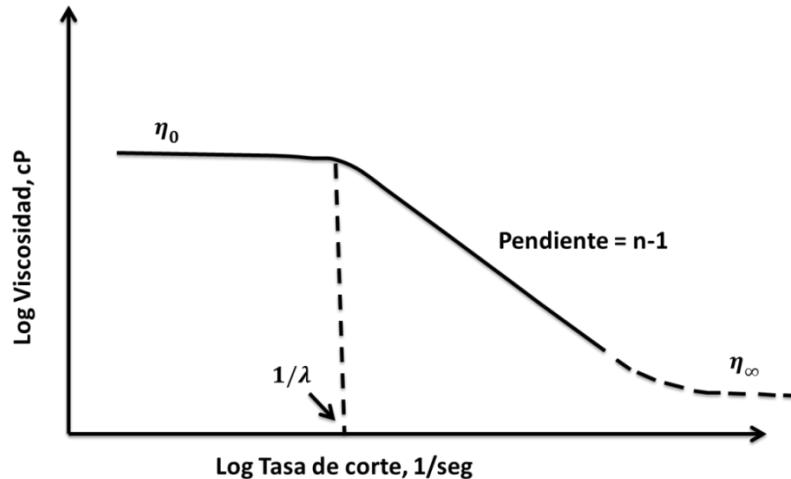
$\eta_{\alpha}$ : Viscosidad Newtoniana cuando el cizallamiento tiende a infinito

$(n - 1)$ : Pendiente a partir de los datos de la Ley de Potencia

$\lambda$ : Constante de tiempo que indica la desviación del cizallamiento

La figura 14, describe el comportamiento de la viscosidad modelado bajo la ecuación de Carreau.

**Figura 14.** Comportamiento de la viscosidad según el Modelo de Carreau



**Fuente:** Norma API RP 63. Sección 3 - Reología de soluciones poliméricas.

#### 2.5.4. Modelo Molecular

El modelo molecular, basado principalmente en métodos empíricos, describe el comportamiento de la viscosidad de las soluciones poliméricas sin considerar ningún aspecto de la estructura molecular del polímero. Dicha consideración ha sido adoptada por los expertos en el tema, los cuales afirman que la estructura y estadísticas configuraciones de las moléculas de polímero llevan una dependencia de las propiedades reológicas de parámetros moleculares. Notables contribuciones en el desarrollo de modelos moleculares reológicos se deben a autores como Debye, Pao, Rouse, Kirkwood y Riseman, Zimm, Williams, Bueche y Graessley.

## 2.6. EVALUACIÓN DEL MEDIO POROSO

Los procedimientos de prueba recomendados para la evaluación del medio poroso son utilizados para determinar el **Factor de Resistencia Residual** (RRF, por sus siglas en inglés) de las soluciones poliméricas en el medio poroso, mediante el cual se explica por qué existe una pequeña reducción de la movilidad cuando la solución polimérica avanza en el yacimiento.

El factor de resistencia residual (RRF), describe la reducción de la permeabilidad del medio poroso. Esta nueva permeabilidad, de cierta forma permite estimar la viscosidad (de la ecuación de Darcy) de la solución polimérica que fluye por el yacimiento. Las pruebas de laboratorio para determinar este tipo de variables, requieren de la presión y mediciones de flujo a lo largo de la dirección de flujo en una muestra de núcleo radial, donde es necesario considerar que la velocidad de flujo varía inversamente con la distancia radial.

Tanto para pruebas lineales como radiales, la tasa de flujo se puede variar con el fin de determinar el carácter no-newtoniano de la solución de polímero. Se recomienda que la saturación del núcleo se realice a distintas tasas de inyección y preferiblemente con el uso de soluciones de polímeros que han sido pre-filtrados o “pre-cortados” a través de medios porosos similares. Para simular las condiciones de campo, durante las pruebas de control de movilidad se deben utilizar polímeros que ya se han inyectado previamente a través de otras muestras de núcleo a altas tasas, con el fin de que sean representativos de las condiciones específicas del pozo.

Para aplicación de inyección de polímeros en el yacimiento, es necesario conocer claramente, qué es lo más importante en la comparación de varios polímeros: diferenciar degradación mecánica, reducción de la movilidad, reducción de la permeabilidad o viscosidad con la que fluye la solución.

La mejor forma de describir el flujo de las soluciones poliméricas a través del medio poroso, es empleando la ecuación de Darcy, la cual considera el flujo de

fluidos en estado estable para un fluido incompresible a través del medio poroso horizontal:

$$q = \frac{KA}{\mu} \frac{\Delta P}{L} \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde:

$q$ : Tasa de flujo,  $\text{Cm}^3/\text{s}$

$K$ : Permeabilidad, Darcy

$A$ : Área transversal del medio poroso,  $\text{Cm}^2$

$\mu$ : Viscosidad,  $\text{cP}$

$L$ : Longitud de la muestra,  $\text{cm}$

$\Delta P$ : Diferencial de presión,  $\text{atm}$

El área,  $A$  y la longitud,  $L$ , entre las sucesivas tomas de presión se miden independientemente del flujo. Las velocidades de flujo,  $q$  y las caídas de presión,  $\Delta P$ , se pueden controlar y registrar durante la prueba de flujo. Para un fluido newtoniano, la viscosidad,  $\mu$ , también podría medirse por separado; pero en el caso de fluidos no-newtonianos como el polímero, la **movilidad** del fluido,  $\frac{K}{\mu}$  en el medio poroso se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{K}{\mu}\right)_p = q_p \left(\frac{L}{A * (\Delta P)_p}\right) \quad \text{Ecuación 16}$$

Donde:

$p$ : denota el polímero

La naturaleza de la solución de polímeros, determina el mecanismo por el cual  $\frac{K}{\mu}$ , se altera. Por ejemplo para el polímero Xanthan, los agentes de control de movilidad, principalmente varían aumentando su viscosidad; mientras que para la poliacrilamida logra una gran reducción de la movilidad por medio de la reducción de la permeabilidad del medio poroso y mediante el aumento de la viscosidad del fluido desplazante.

Otros parámetros determinantes durante la evaluación del medio poroso, que permiten garantizar el flujo estable del polímero durante su avance en el yacimiento son el **factor de resistencia (RF)** y el **factor de resistencia residual (RRF)**.

### 2.6.1. Reducción de la Movilidad – (Factor de Resistencia, RF)

Para procesos de recobro químico como lo es la inyección de polímeros, el factor de resistencia residual se define como la relación de la movilidad del agua sobre la movilidad del polímero dentro de la misma relación polimérica.

$$RF = \frac{(K/\mu)_b}{(K/\mu)_p} \text{ Ecuación 17}$$

### 2.6.2. Reducción de la Permeabilidad – (Factor de Resistencia Residual, RRF)

Está definida como la relación entre la permeabilidad del yacimiento antes de que se inyecte la solución polimérica sobre la permeabilidad del mismo luego de realizarse la inyección.

$$RRF = \frac{(K/\mu)_b}{(K_f/\mu_p)} \text{ Ecuación 18}$$

Donde:

*p*: denota el polímero

*b*: Denota la salmuera o agua

*K<sub>f</sub>*: Permeabilidad después del flujo de polímero

Las pruebas de análisis de núcleos para evaluación del medio poroso, permiten la comparación de diferentes polímeros durante el flujo. Para una adecuada evaluación, es necesario mantener flujo en estado estable (factor de resistencia y factor de resistencia residual) como una función de la temperatura, salinidad, dureza y concentración del polímero.

Si se considera un polímero en particular para su aplicación en un yacimiento específico, como en el caso de esta investigación, la evaluación del medio poroso debe simular las condiciones de dicho yacimiento; se debe tener en cuenta el uso de muestras de rocas reales del yacimiento que contengan aceite remanente.

El factor de resistencia (RF) y el factor de resistencia residual (RRF), son parámetros que dependen en gran medida de la litología y tamaño de distribución de poro. Además, ambos factores pueden ser altamente sensibles a la tasa de inyección del polímero.

## **2.7. EVALUACIÓN DE LA TASA DE FILTRACIÓN EN SOLUCIONES POLIMERICAS**

Para la realización de pruebas de filterabilidad se usa una membrana que mide las variaciones de la capacidad de filtrarse de la solución polimérica debido a los sólidos que aún quedan en suspensión. Los factores que afectan la calidad de la solución polimérica son:

- Calidad en la mezcla del agua
- Calidad del polímero
- Contaminación de bacteria
- Compatibilidad con surfactantes u otros químicos
- Condiciones de mezcla y esfuerzos de corte

Estas pruebas son fiables para indicar los cambios en la calidad de la solución de polímero, pero no son usadas como pruebas de rutina para hacer comparaciones entre la efectividad de diferentes polímeros o para predecir la inyectividad del yacimiento.

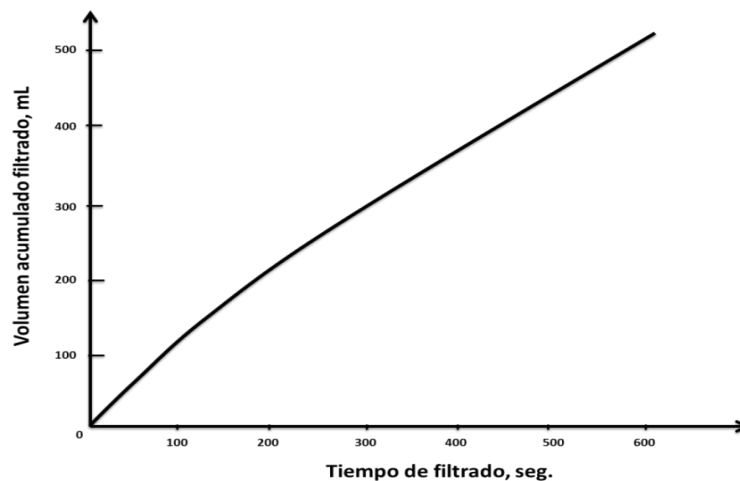
Algunos laboratorios cuentan con una amplia red de filtros que varían su nivel de permeabilidad; especialmente son filtros preparados a partir de la celulosa mixta derivada de los ésteres, muy delgados (aproximadamente 10 micras) cuyos poros

son fabricados por medio de irradiación y grabado, lo cual les permite ser más uniformes, un ejemplo de éstos son las membranas de co-polímeros acrílico.

Cuando se realiza la prueba de filterabilidad al polímero, los resultados se pueden ver afectados cuando se reduce el área de superficie de contacto debido a la acumulación de sólidos en el filtro o membrana. La deformación de dicho filtro o membrana se traduce en tasas de filtración alteradas y con esto errores en la estimación de la calidad del polímero.

La filterabilidad puede variar ampliamente según el tipo de polímero que se use para preparar la solución, filtros de diferentes tamaños de poro pueden ser necesarios, dependiendo de la calidad del fluido. Debido a estas variaciones, no se tiene una ecuación que permita evaluar y seleccionar el tipo de filtro, pero se ofrecen varias opciones alternativas de tamaños (diferentes tipos de filtros o membranas disponibles comercialmente). Sin embargo cuando se filtra un volumen acumulado de fluido en función del tiempo, es posible estimar la tasas de filtración del polímero en estudio; este comportamiento solo es válido para comparaciones de polímeros con la misma viscosidad o viscosidades muy parecidas. El siguiente gráfico (Figura 15) muestra el comportamiento estándar para determinar la tasa de filterabilidad cuando se ha filtrado cierto volumen acumulado de poliacrilamida.

**Figura 15.** Comportamiento de filterabilidad de la Poliacrilamida



**Fuente:** Norma API RP 63. Sección 3 - Reología de soluciones poliméricas.

## **2.8. EVALUACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE SOLUCIONES POLIMERICAS**

Para la evaluación de la concentración de polímero en soluciones acuosas con poliacrilamidas y polisacáridos se presentan seis métodos cuantitativos: cuatro para poliacrilamida y dos para polisacáridos. También se presenta un método cualitativo para poliacrilamidas, de los cuales se describen los primeros cinco a continuación:

### **2.8.1. Método 1 – Evaluación de la concentración de Poliacrilamida mediante blanqueamiento**

Este método se basa en la reacción de la poliacrilamida con  $\text{NaClO}$ , de lo cual se obtiene un producto de reacción insoluble en cloramida.

Durante pruebas de rutina del laboratorio, se mide la turbidez de la muestra resultante y la concentración se determina por comparación entre los rangos de valores presentados por el método (revisar norma API RP - 63).

Las muestras para este análisis deben estar libres de aceite y contaminantes químicos. Las mediciones deben llevarse a cabo en soluciones que contienen entre 10 y 500 ppm de polímero y la concentración de sal de agua de preparación debe ser conocida. Si se conoce que las muestras de polímero tienen una concentración mayor a 500 ppm se debe diluir hasta 250 ppm usando la misma agua o salmuera de preparación para poder seguir los pasos que dicta la norma API RP-63.

### **2.8.2. Método 2 – Evaluación de la concentración de Poliacrilamida mediante Almidón de yoduro**

Este método tiene como objetivo determinar las concentraciones de polímero solubles en agua que contienen grupos de amida primarios, como las poliacrilamidas. El almidón de yoduro ayuda a medir los grupos amidas libres sensibles al nivel de hidrólisis de la poliacrilamida. Principalmente, este método es usado con polímeros inyectados en yacimientos con formaciones de agua salada

(3000 ppm). La muestra de poliacrilamida se acidifica a un pH de 3,5 permitiendo que esta se oxide añadiendo bromo. El exceso de bromo se reduce con solución de formiato de sodio y el producto de la oxidación de la amida permite igualmente la oxidación de iones de yoduro en presencia de almidones libres para dar paso a la formación del almidón azul característico complejo del yoduro que se mide espectrofotométricamente a una longitud de onda de 610  $\mu\text{m}$ . Las concentraciones de polímero entre 10 y 300 ppm se pueden determinar directamente a través de una muestra de 1 g para luego comparar las absorbancias con determinada curva estándar que ofrece el fabricante del polímero.

### **2.8.3. Método 3 – Evaluación de la concentración de Polisacáridos mediante ácido fenolsulfúrico**

Este método es usado para la determinación de la concentración de polisacáridos en solución acuosa. El método es adecuado para uso de salmueras sintéticas y naturales contenidas en el agua de formación del yacimiento. Las muestras sintéticas se pueden analizar siempre y cuando estén libres de aceite y otros químicos impregnados.

La base del método se enfoca en la combinación de fenol e hidratos de carbono para formar los productos de reacción, por esta razón el método no diferencia entre polisacáridos como la goma de Xantano, mono-, di-, tri-, y oligo- sacáridos tales como glucosa, manosa, sacrosa y otros productos de degradación del polímero.

### **2.8.4. Método 4 – Evaluación de la concentración de Polisacáridos mediante Cromatografía de alta resolución**

Este procedimiento mide concentraciones de polisacáridos de alto peso molecular (~1 MMlb/lbmol), el rango de concentraciones medibles varía entre 50 – 1500 ppm. El procedimiento emplea una cromatografía de alta resolución para separar las moléculas a partir de la separación de componentes más pequeños. La distinción de los componentes separados se detecta mediante un diferencial de

fracción. Posteriormente, se determina la concentración total de polímero por integración de los picos que se obtienen como respuesta del detector, es decir, comparando el área bajo cada pico generado por cada componente del polímero analizado.

#### **2.8.5. Método 5 – Evaluación de la concentración de Poliacrilamida mediante Cromatografía Líquida de alta resolución**

Este método determina la concentración de polímeros aniónicos de alto peso molecular, incluyendo poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas. El procedimiento es aplicable en el intervalo de concentraciones de 50 a 800 ppm, con un límite mínimo detectable de aproximadamente 10 ppm. La columna cromatográfica de exclusión por tamaño se utiliza para separar el polímero a partir de componentes de menor peso molecular. Un detector de índice de refracción de alta sensibilidad es utilizado para detectar la cantidad de polímero presente en la solución.

Las concentraciones de polímero se determinan mediante la integración de los picos generados por cada componente, es decir, comparando el área bajo cada pico.

### **2.9. EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE SOLUCIONES POLIMERICAS**

Como se ha mencionado anteriormente, los polímeros utilizados para la recuperación mejorada de petróleo están diseñados para mejorar la relación de movilidad y eficiencia de barrido en el yacimiento. Los polímeros ideales, mantendrán la viscosidad deseada hasta el final del desplazamiento. Durante el proyecto EOR la solución polimérica se somete a diversas condiciones físicas y químicas que pueden degradar el polímero disminuyendo su viscosidad y estabilidad.

La estabilidad del polímero definida como la resistencia a la degradación, es una propiedad que debe tenerse en cuenta a la hora de seleccionar y evaluar las características del polímero; en este orden de importancia, se describe brevemente los procedimientos estandarizados por la Norma API RP-63 para la evaluación de dicha estabilidad.

Para evaluar la estabilidad de las soluciones poliméricas bajo diversas condiciones, deben reducirse al mínimo las reacciones químicas que degraden el polímero. Una de las reacciones más devastadora es la oxidación (disolución del oxígeno con la temperatura y contacto con el aire). Además de oxígeno disuelto, transición de catalizadores de óxidos metales, tales como hierro o cobalto, degradarán rápidamente el polímero incluso a temperatura ambiente. Tales cationes metálicos deben ser retirados de la muestra analizada; en la mayoría de los casos y aplicaciones de campo se han utilizado químicos limpiadores como surfactantes y solventes para quitar con eficacia el oxígeno disuelto.

Otra forma de reducir al máximo los niveles de oxígeno es mediante métodos físicos anaeróbicos, tales procesos se utilizan para pruebas de evaluación de estabilidad del polímero a largo plazo y su mayor ventaja es que tienen en cuenta la presencia de bactericidas, inhibidores de corrosión, etc., presentes en el agua, aditivos o polímero a inyectar el yacimiento.

## **2.10. EVALUACIÓN DE LA RETENCIÓN DE SOLUCIONES POLIMERICAS**

Para evaluar la cantidad de polímero perdido o adsorbido durante el flujo de la solución en el medio poroso, existen cuatro métodos: método de bache largo, método de bache o volumen retenido, método de recirculación y método estático.

En cualquiera de los métodos mencionados anteriormente, se utilizan muestras de yacimiento, que dependiendo de las condiciones de las mismas, determinarán qué tan bueno son los resultados. Bien se sabe que la mayor cantidad de flujo del

polímero se produce en zonas de alta permeabilidad por esta razón, los núcleos seleccionados deben cumplir esta condición.

Generalmente, las pruebas de retención son en gran medida una función de la humectabilidad y contaminación de la superficie de la roca. Muestras de roca que se utilicen para evaluar esta propiedad deben guardar la saturación original de fluidos con un pH neutro, evitando el contenido de surfactantes o tensoactivos solubles en agua y salmueras que contengan captadores de oxígeno o bactericidas que puedan ocupar un espacio poroso que debe ser ocupado por el polímero. El mejor material en muestras núcleo para evitar resultados no deseados en las pruebas, es el estado nativo; sin embargo, si estas muestras nativas no están disponibles, se pueden utilizar muestras sintéticas teniendo en cuenta que la limpieza y secado de los núcleos antes de realizar la prueba puede cambiar la mojabilidad y por tanto alterar la afinidad de la superficie de la roca con el polímero.

La retención del polímero no es una función directa del peso molecular, sin embargo, un polímero de muy alto peso molecular puede ser demasiado grande para propagarse a través de una zona de baja permeabilidad, lo cual conduce a alta pérdida por retención. Para evitar lo anterior, sin alterar la validez de la prueba, es necesario realizar un proceso de pre-filtrado del polímero a través de medios microporosos con el fin de eliminar partículas que puedan causar taponamiento.

A continuación, se describen brevemente los métodos más utilizados durante la evaluación de retención del polímero:

#### **2.10.1. Método de Bache Largo**

Este método utiliza una gran cantidad de polímero que contiene un trazador (no adsorbedor). La cantidad de polímero retenido se determina mediante diferenciación entre el perfil del trazador y el perfil de concentración del polímero.

Aunque este método suele ser un poco riguroso en la determinación de la pérdida de polímero, es probable que también sea uno de los que más tiempo y análisis requiera. Una de las ventajas de este método, es que proporciona cuantitativamente bajo determinadas condiciones el volumen poroso accesible en la zona del yacimiento estudiada.

Consiste en la inyección de un gran volumen de polímero que contiene un trazador soluble en agua y desplazado por un post-flujo que puede ser salmuera o agua. El gran volumen de polímero inyectado debe ser tal que la concentración al final del desplazamiento debe ser igual a la concentración inyectada. Para este caso, la cantidad de polímero que se produce no se toma en cuenta.

### **2.10.2. Método del Bache Múltiple**

Este método emplea una técnica simple basada en un balance de masa para calcular la retención del polímero. En esta prueba, un volumen “bache” de polímero de concentración conocida es pasado a través de la muestra. La diferencia en concentración antes y después del desplazamiento es usada para determinar la retención. Un segundo volumen de la solución de polímero original es inyectado a través de la muestra de roca y la concentración es determinada al final de dicho desplazamiento. Finalmente, se repite el procedimiento hasta que la concentración del polímero al final del desplazamiento, sea igual a la inyectada al inicio, indicando que ninguna cantidad de polímero ha quedado retenida en el medio poroso.

Para calcular la cantidad de polímero retenido por cada volumen de polímero inyectado, se emplea la siguiente expresión matemática:

$$R = 2,72 \frac{W * C_i - Y * C_f}{V} \quad \text{Ecuación 19}$$

Donde:

*R*: Retención del polímero, lbs/acre ft

*W*: Peso del polímero inyectado, g

*C<sub>i</sub>*: Concentración del polímero inyectado, ppm

*Y: Peso del fluido producido, g*

*C<sub>f</sub>: Concentración del polímero producido, ppm*

*V: Volumen de la muestra de roca, cm<sup>3</sup>*

### **2.10.3. Método del Reciclo o Recirculación**

El método de recirculación mide de forma dinámica la retención del polímero. Un volumen de polímero de concentración conocida, se hace circular a través del “plug” o muestra de roca en un sistema cerrado. Este método requiere que la S<sub>wi</sub> y el agua presente en las líneas del equipo de desplazamiento sean conocidas, pues al tratarse de un desplazamiento cerrado, dicho volumen de agua puede ser tenido en cuenta, lo cual permitirá mediciones erróneas durante el análisis de los resultados obtenidos.

Para calcular la cantidad de polímero retenido mediante este método, se emplea la siguiente expresión:

$$R = \left[ (M * C_i) - (M_w + M)C_f - (M_{fl} * C_{fl}) \frac{2.72}{V} \right] \quad \text{Ecuación 20}$$

Donde:

*R: Retención del polímero, lbs/acre ft*

*M: Peso de la solución inicial de polímero, g*

*C<sub>i</sub>: Concentración del polímero inyectado, ppm*

*M<sub>w</sub>: Peso del agua presente en la muestra, g*

*C<sub>f</sub>: Concentración del polímero producido, ppm*

*M<sub>w</sub> + M: Peso del fluido a la salida de la muestra de roca, g*

*M<sub>fl</sub>: Peso de líquido flusheado en la muestra de roca, g*

*C<sub>fl</sub>: Concentración del polímero flusheado en la muestra, ppm*

*V: Volumen de la muestra de roca, cm<sup>3</sup>*

#### 2.10.4. Método Estático

Este método suele ser más simple y barato en comparación con los métodos que implican desplazamiento en muestras de roca. Mediante los análisis es posible determinar una constante adsorbente para cada serie de evaluaciones teniendo en cuenta los cambios en las propiedades del polímero en cuestión. Los resultados de este método no suelen ser muy representativos por dos principales razones:

1. Disgregación en rocas no consolidadas, debido a que la superficie expuesta puede comportarse diferente a una superficie de roca consolidada.
2. No es posible medir ni estimar la cantidad de polímero retenido por atrapamiento mecánico, debido a que se trata de una prueba estática.

Sin embargo, este método acompañado de una prueba de retención tipo flujo permite diferenciar la cantidad polímero retenido por atrapamiento mecánico del polímero adsorbido por la superficie rocosa.

Para calcular la cantidad de polímero adsorbido mediante este método, se emplea la siguiente expresión:

$$A = 2,72 \rho_g (1 - \Phi_f) \quad \text{Ecuación 21}$$

Donde:

*A*: Adsorción del polímero, lbs/acreft

$\rho_g$ : Densidad de grano de la roca reservorio, g/cm<sup>3</sup>

$\Phi_f$ : Porosidad promedio del yacimiento

### 3. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

La simulación de yacimientos es una técnica de ingeniería que se basa en el uso de modelos matemáticos que predicen el flujo de fluidos multifásico (agua petróleo y gas) que tiene lugar en el medio poroso durante la producción del yacimiento, resolviendo las ecuaciones mediante método numéricos.

El valor de esta herramienta, está en crear un modelo de yacimiento con características semejantes a la realidad, de modo que se puedan evaluar diferentes escenarios de producción, con el fin de establecer condiciones y tomar decisiones a la hora de optimizar la producción del campo.

Es importante destacar que la simulación genera resultados aproximados y que a su vez, dichos resultados dependen de los datos de entrada, por lo cual es necesario hacer una validación antes de introducirlos al simulador. Sin embargo, pese al grado de incertidumbre que lleva asociado, esta herramienta es de gran utilidad para evaluar el comportamiento aproximado de producción de un campo, yacimiento o pozo y a su vez analizar económicamente un proyecto.

Actualmente existe gran variedad de simuladores que permiten realizar predicciones y que se pueden usar dependiendo del tipo de proceso de recuperación de petróleo que se desea estudiar (incluyendo la cantidad de fases), tales como simuladores de petróleo negro, composicionales, térmicos, químicos y simuladores acoplados con modelo de flujo en tuberías. Los simuladores de petróleo negro son unos de los más usados en la industria petrolera. Estos usan tres ecuaciones fundamentales para expresar la conservación de masa de los tres componentes (agua, petróleo y gas). Adicionalmente, no consideran la solubilidad del gas y petróleo en el agua ni la existencia de petróleo en la fase gaseosa. Son útiles en simulaciones de procesos de inyección de fluidos inmiscibles donde no se esperan cambios en la composición.

Los simuladores dividen el volumen total del yacimiento en suficientes celdas o bloques que representan el comportamiento dinámico del reservorio. El simulador resuelve, en cada una de las celdas, las ecuaciones numéricas en tiempos discretizados, representando el comportamiento dinámico de los fluidos. También en cada una de ellas debe existir un valor de saturación de las fases presentes en el sistema, así como también los valores de presión capilar y permeabilidades relativas. También se debe fijar el tiempo de la corrida o duración del proyecto, así como los parámetros de completamiento del pozo.

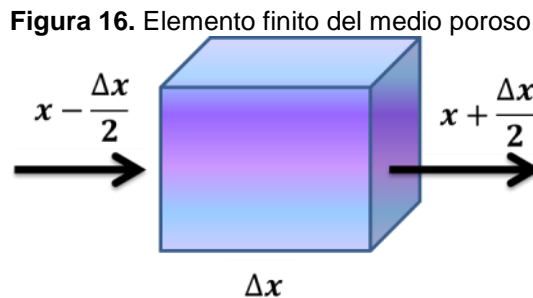
Los simuladores actuales permiten realizar, gran número de tareas que un ingeniero de petróleo requiere para mayor comprensión y predicción de aquellos procesos difíciles de predecir su comportamiento futuro. Actualmente muchos simuladores cuentan con paquetes de modelos complejos que se pueden evaluar como alternativas posibles a ser implementadas en el yacimiento con el fin de obtener mejores recobros. Estos paquetes de simulación contienen opciones que resuelven las ecuaciones fundamentales de conservación de masa de los tres componentes presentes (agua, gas y aceite) involucrando propiedades físicas inherentes a la opción en particular, como en el caso de un proceso de inyección de polímeros, dado como una de las opciones del simulador STARS® de la compañía CMG. En esta opción el modelo sigue los mismos lineamientos generales de la inyección de agua, excepto que la complejidad asociada al flujo de polímero agrega términos adicionales a las ecuaciones de balance de masa, tales como adsorción, reducción de la permeabilidad relativa, etc. También considera el comportamiento no-newtoniano de los polímeros.

### **3.1. SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS**

Fundamentalmente, basado en las ecuaciones de balance de masa similar a la inyección de agua, las ecuaciones para modelar el proceso de inyección de polímeros, son modificadas para considerar la adición de términos relacionados con el polímero y su efecto en la viscosidad efectiva de la solución.

### 3.1.1. Ecuaciones matemáticas fundamentales de simulación del proceso de inyección de polímeros

Para el planteamiento del flujo de la solución polimérica en un medio poroso debe considerarse la concentración del polímero, la adsorción y el factor de resistencia residual; en cuanto al rendimiento del volumen inyectado, debe considerarse también la concentración de sal del agua de formación y el efecto de la reducción de la viscosidad debido al esfuerzo de cizallamiento. A continuación se procede a deducir la ecuación fundamental, partiendo de un balance de masa en un elemento diferencial finito del medio poroso por el cual fluye la solución de polímero:



Fuente: Autores

Considerando la solución de los siguientes términos, se tiene:

$$\vartheta = q * \Delta t \text{ (tasa * tiempo)} \quad \text{Ecuación 22}$$

$$q = \vartheta * A \text{ (velocidad * àrea)} \quad \text{Ecuación 23}$$

Dividiendo en  $\frac{\Delta x}{\Delta t}$ , entonces

$$-\frac{\partial}{\partial x}(\rho\vartheta A) = \frac{\partial}{\partial t}(\rho V) \quad \text{Ecuación 24}$$

De la ley de Darcy cuando fluyen dos fases y considerando el agua como la fase desplazante, se tiene:

$$v_w = -\frac{KK_{rw}}{\mu_w} \frac{\partial P}{\partial x} \quad \text{Ecuación 25}$$

Sustituyendo en la anterior ecuación 25:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{\rho_w A k k_{rw}}{\mu_w} * \frac{\partial P}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\rho_w V S_w) \quad \text{Ecuación 26}$$

Considerando la densidad del agua constante y tomando en cuenta la profundidad y los términos fuentes (pozos inyectoros y productores) se tiene:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{A k k_{rw}}{\mu_w} * \frac{\partial}{\partial x} (P_w - \rho_w g h) \right) + Q_w = \frac{\partial}{\partial t} (V S_w) \quad \text{Ecuación 27}$$

Considerando el elemento diferencial como una celda y agrupando todas las celdas cercanas se tiene:

$$\sum \left[ \frac{A k k_{rw}}{\Delta x \mu_w} * \frac{\partial}{\partial x} (P_w - \rho_w g h) \right] + Q_w = \frac{\partial}{\partial t} (V S_w) \quad \text{Ecuación 28}$$

Teniendo en cuenta que ciertas celdas ya han estado en contacto con la solución polimérica, y sabiendo que esta reduce la permeabilidad relativa del agua en el medio poroso, se debe dividir entre el factor de reducción de permeabilidad en esas celdas. Respecto a la viscosidad del agua, el simulador utiliza un factor multiplicador, el cual está en función de la concentración del polímero y un parámetro de mezcla entre el agua y el polímero, por lo cual se emplea la viscosidad efectiva del agua ( $\mu_{\text{eff}}$ )

$$\sum \left[ \frac{T k_{rw}}{\beta_w \mu_{w,eff} R_k} * \frac{\partial}{\partial x} (P_w - \rho_w g h) \right] + Q_w = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{V S_w}{\beta_w} \right) \quad \text{Ecuación 29}$$

En el balance, para considerar solamente el polímero, se procede de igual manera que para el agua. La ecuación establece que la entrada menos la salida de soluto en un elemento diferencial definido es igual a la acumulación de soluto más la ganancia de soluto debido a la adsorción de polímero a la roca.

$$\begin{aligned} \sum \left[ \frac{T k_{rw} C_p}{\beta_w \mu_{w,eff} R_k} * \frac{\partial}{\partial x} (P_w - \rho_w g h) \right] + Q_w C_p \\ = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{V (S_w - S_{dpv})}{\beta_w} \right) + \frac{\partial}{\partial t} \left( V \rho_r C_a \frac{1 - \varphi}{\varphi} \right) \quad \text{Ecuación 30} \end{aligned}$$

Donde:

$(S_w - S_{dvp})$ : Representa el volumen poroso efectivo para el polímero donde  $S_{dvp}$ : es el espacio de poro inaccesible.

$V_{pr} \frac{1-\varphi}{\varphi}$ , representa la masa de roca que adsorbe polímero.

$C_p$ : es la concentración de polímero en la fase acuosa.

$C_a$ : es la adsorción isotérmica como función de la concentración de la solución de polímero local.

$\rho_r$ : es la densidad de masa de la roca de formación.

$\mu_{w, eff}$ ;  $\mu_{p, eff}$ ;  $\mu_{s, eff}$  viscosidad efectiva de los componentes: agua, polímero y sal respectivamente.

### 3.2. APLICACIÓN DEL PROCESO

Al igual que en la inyección de agua, la solución polimérica tiende a desplazarse por zonas de flujo preferencial y de mayor permeabilidad, pero el agua inyectada que desplaza dicha solución pueda que no alcance las zonas de baja permeabilidad, avanza con un frente más estable, lo cual permite lograr un mejor barrido del yacimiento generando así un aumento en el factor de recobro.

Lo anteriormente expuesto, viste la necesidad de encontrar una herramienta que permita simular un modelo de inyección de polímeros basado en las ecuaciones de balance de materia, involucrando el comportamiento de los fluidos para que este pueda ser analizado y evaluado, comprobando su efectividad en el medio poroso.

Mediante la definición de modelos conceptuales donde cada uno fue creado considerando las propiedades petrofísicas de yacimiento similares a las de cada Sector Model seleccionado y extraído del modelo guía de simulación del campo en estudio, se inyecta el volumen de solución a desplazar, obteniendo como resultados preliminares el comportamiento de propiedades como la presión

promedio del yacimiento, factor de recobro, tasa de producción de aceite, producción acumulada de aceite y corte de agua. Se muestran los resultados de diferentes sensibilidades que simultáneamente se efectúan sobre algunos parámetros de entrada al simulador los cuales son necesarios para garantizar un mejor comportamiento de los fluidos y apropiada generación del grid de simulación del caso base sobre el que se efectuarán los diferentes desplazamientos.

### 3.3. MODELO DEL SIMULACIÓN DEL CAMPO COLOMBIANO

El modelo de simulación del campo colombiano en estudio, es el marco de referencia para la construcción de los modelos conceptuales en los cuales se evaluará el proceso. Este, mencionado anteriormente como modelo guía, presenta las siguientes propiedades de roca-fluido:

**Tabla 2.** Propiedades roca-fluido del campo colombiano en estudio

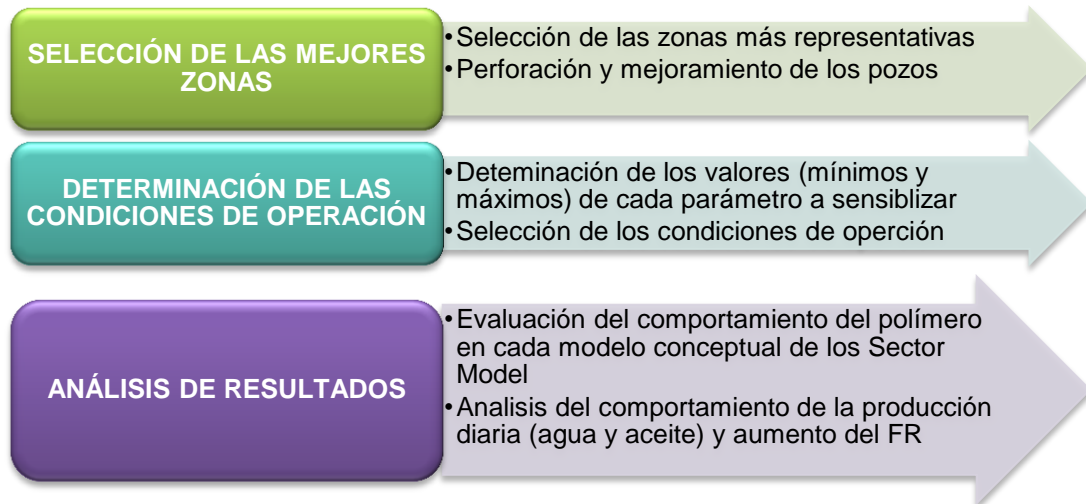
Propiedad	Valor
Viscosidad @ 146 °F	91
Gravedad API	25
Saturación inicial de aceite (%)	60
Peso molecular aceite (lb/lb mol)	436.63
Densidad (lb/ft <sup>3</sup> )	56.58
Presión de burbuja (psi)	500
Temperatura (°F)	146
Presión @ 8000 ft (psi)	3642
Tope – Base (ft)	4406-9510
Espesor neto (ft)	510
Porosidad (%)	20
Permeabilidad (mD)	500

**Fuente:** autores. Referenciado Paper SPE: “Integrated reservoir Management Enhances the Recovery in a Mature field”. 107885. PEREZ, L.E, GONZALEZ, J.G, GOMEZ, V, LOZANO, M.

### 3.4. METODOLOGÍA PARA EL ESTUDIO Y SELECCIÓN DEL SECTOR MODEL

El proceso de selección de las mejores zonas para posterior evaluación de inyección de polímeros, se llevó a cabo mediante una metodología planteada por los autores, la cual consistió primeramente en reconocer las condiciones iniciales del modelo de simulación; identificar las propiedades de la roca y del fluido, ubicación de los acuíferos y fallas existentes, número de pozos perforados, comportamiento de la presión, características del grid y fecha de inicio de la simulación, entre otros. Es importante tener en cuenta que algunos datos son tomados como valores promedios dentro del amplio rango de las propiedades que muestra el modelo guía, por tanto, cada Sector Model puede considerarse una pequeña zona heterogénea del campo de estudio.

**Figura 17.** Metodología para la selección de las mejores zonas



**Fuente:** Autores

#### 3.4.1. Selección de las mejores Zonas

Para la selección de las mejores zonas se examinaron las siguientes propiedades, logrando así obtener un valor promedio y significativo de cada una de ellas:

#### **3.4.1.1. Saturación de aceite ( $S_o$ )**

Se observa un aumento significativo en la zona superior derecha de la vista y-z (límites falla superior e inferior). Notoriamente, se observa que el aceite migra por la parte transversal y trasera de una de las fallas ubicadas en el modelo guía.

#### **3.4.1.2. Presión**

Se mantiene un valor de presión promedio. En la parte inferior de la falla esta disminuye debido a la gran cantidad de pozos que se encuentran produciendo a una alta tasa. Es fácil notar un aumento en la presión a medida que aumenta la profundidad del bloque.

#### **3.4.1.3. Porosidad ( $\phi$ )**

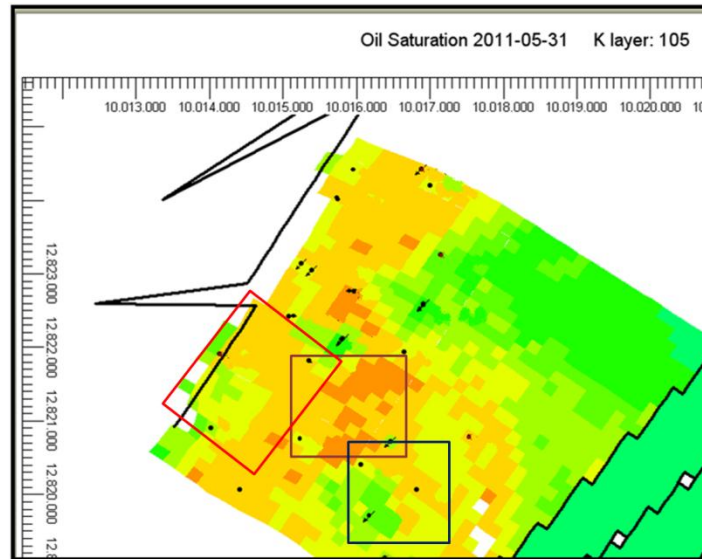
La distribución de la porosidad se mantiene uniforme entre valores de 0,14 a 0,2.

#### **3.4.1.4. Ubicación de la geometría de los pozos**

Las zonas seleccionadas para el corte se ubicaron en el modelo teniendo en cuenta valores promedios de porosidad, permeabilidad, alta saturación de aceite y gran cantidad de pozos perforados (para mejor ubicación del patrón de cinco puntos).

Inicialmente, teniendo en cuenta la descripción de las propiedades anteriormente mencionadas, se consideraron tres áreas representativas del campo en estudio (figura 18), las cuales serán los patrones de referencia para la creación de los modelos conceptuales respectivos, es decir, un modelo conceptual por cada Sector Model seleccionado; logrando de esta forma obtener una mayor representación de la variación de las propiedades del yacimiento y con ello establecer la viabilidad técnica de la inyección de polímeros dentro de cada escenario escogido.

**Figura 18.** Escenarios seleccionados para la evaluación del proceso de inyección de polímeros



Fuente: Computer Modeling Group (CMG – STARS)

### 3.5. SECTOR MODELS – CORTES

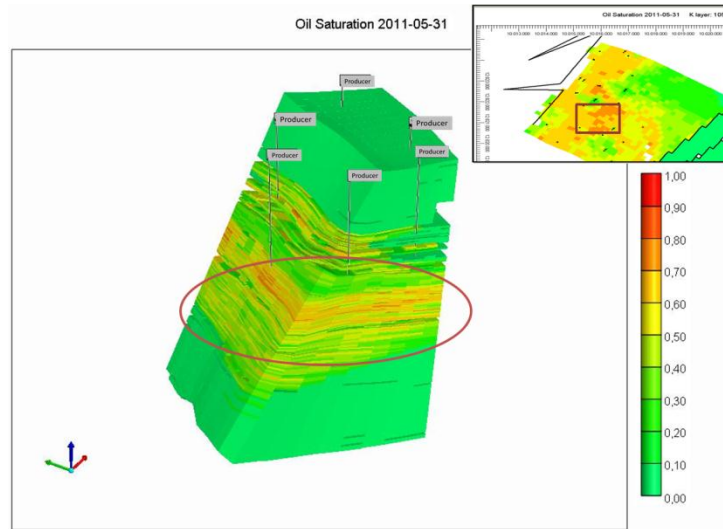
De cada una de las zonas obtenidas y mencionadas anteriormente, se obtuvo un Sector Model. A continuación se muestran las características principales de cada uno de ellos:

#### 3.5.1. Sector Model 1

El área superficial de este Sector Model es de aproximadamente 15 acres, conformado por cuatro pozos productores sin influencia de acuíferos ni presencia de fallas; se observan claramente las arenas productoras con espesor de aproximadamente 500 ft y  $S_o$  de 0,7.

Se propone perforar el pozo inyector para efecto de completar el patrón (5 puntos).

**Figura 19.** Sector Model 1 – Corte 1

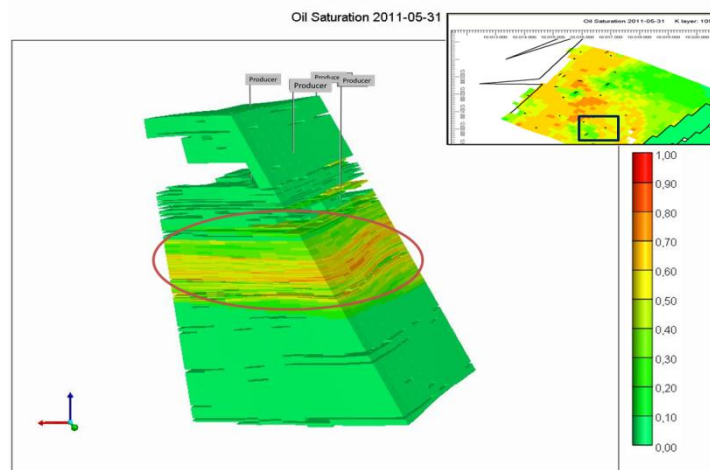


**Fuente:** Simulador Stars - CMG

### 3.5.2. Sector Model 2

El área superficial de este Sector Model es de aproximadamente 40 acres, conformado por cuatro pozos (2 inyectores – 2 productores) sin influencia de acuíferos ni presencia de fallas; se observan claramente las arenas productoras con espesor de aproximadamente 450 ft y  $S_o = 0,6$ . Se propone convertir los dos pozos inyectores en productores y perforar el pozo inyector para efecto de completar el patrón (5 puntos).

**Figura 20.** Sector Model 2 – Corte 2



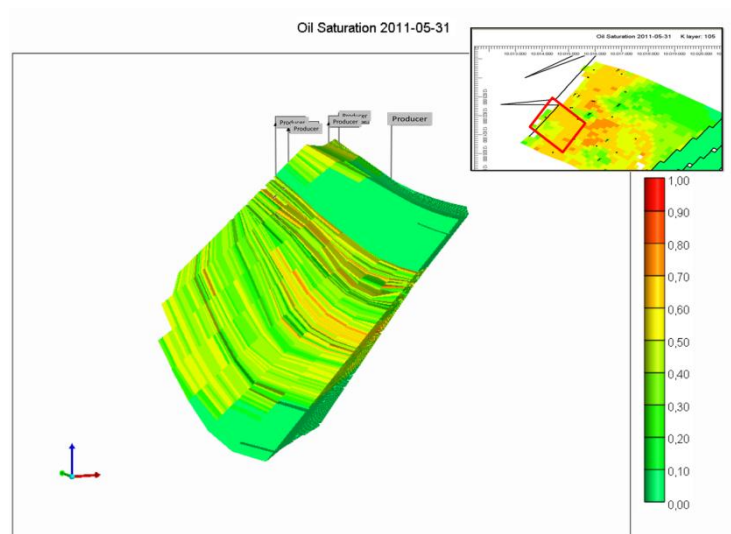
**Fuente:** Simulador Stars – CMG

### 3.5.3. Sector Model 3

El área superficial de este Sector Model es de aproximadamente 20 acres, conformado por cuatro pozos productores sin influencia de acuíferos pero con presencia de una falla monoclinal; se observan claramente las arenas productoras con espesor de aproximadamente 510 ft y  $S_o= 0,55$ .

Se propone perforar el pozo inyector para efecto de completar el patrón (5 puntos).

**Figura 21.** Sector Model 3 – Corte 3



**Fuente:** Simulador Stars – CMG

Debido a la presencia de fallas dentro del Sector Model 3, se determina que este no será apto para la creación del respectivo modelo conceptual y posterior evaluación del proceso, pues se observa que el petróleo migra hacia la parte inferior de la falla, dificultando tanto la inyección como el efecto de desplazamiento de los fluidos; es decir, no se garantiza un proceso eficiente y representativo si se selecciona dicho Sector.

### 3.6. CREACIÓN DE MODELOS CONCEPTUALES

Para llevar a cabo la creación de cada modelo conceptual fue necesario de revisar y promediar valores de propiedades como porosidad, permeabilidad, saturación de aceite y espesores (tomados del bloque total y arenas productoras), los cuales fueron extraídos de cada Sector Model considerando que se mantuvieran valores similares a los del modelo guía.

Tal como se justificó anteriormente, algunos de los criterios para seleccionar las mejores zonas fueron la visualización y fácil ubicación de los pozos de modo que se contactara la zona de alta saturación de aceite y se lograra formar una geometría de cinco puntos. Consecuentemente, para definir el espesor neto de cada modelo conceptual, se consideraron aquellas capas donde se localizaban las perforaciones abiertas dentro de las arenas productoras, las cuales fueron seleccionadas asegurando que dichas capas perforadas coincidieran para cada uno de los pozos del Sector Model en cuestión.

#### 3.6.1. Modelo Conceptual 1

El primer modelo conceptual obtenido a partir de las propiedades del Sector Model 1, consiste en un patrón de cinco puntos invertido (4 productores – 1 inyector), heterogéneo, ubicado a una profundidad de 7276 ft y presenta las características que muestra la tabla 3:

**Tabla 3.** Propiedades roca-fluido del modelo conceptual 1

Propiedad	Valor	Propiedad	Valor
Temperatura (°F)	146	Viscosidad @ 146 °F	91
Profundidad (ft)	7267	Gravedad API	25
Presión @ 7267 ft (psi)	2000	Saturación inicial de aceite(%)	0,66
Espesor neto productor (ft)	108	Peso molecular aceite (lb/lb mol)	436,627
Porosidad (%)	20	Peso molecular polímero (lb/lb mol)	8000
Permeabilidad i-j (mD)	133	Densidad del aceite (lb/ft3)	56, 5776
Permeabilidad k (mD)	115	Densidad del polímero (lb/ft3)	63,1621

**Fuente:** autores.

### 3.6.2. Modelo Conceptual 2

El segundo modelo conceptual obtenido a partir de las propiedades del Sector Model 2, consiste en un patrón de cinco puntos invertido (4 productores – 1 inyector), heterogéneo, ubicado a una profundidad de 7659 ft y presenta las siguientes características mostradas en la tabla 4:

**Tabla 4.** Propiedades roca-fluido del modelo conceptual 2

Propiedad	Valor	Propiedad	Valor
Temperatura (°F)	146	Viscosidad @ 146 °F	91
Profundidad (ft)	7659	Gravedad API	25
Presión @ 7659 ft (psi)	2200	Saturación inicial de aceite (%)	0,65
Espesor neto productor (ft)	120	Peso molecular aceite (lb/lb mol)	436,627
Porosidad (%)	17	Peso molecular polímero (lb/lb mol)	8000
Permeabilidad i-j (mD)	82	Densidad del aceite (lb/ft3)	56, 5776
Permeabilidad k (mD)	50	Densidad del polímero (lb/ft3)	63,1621

**Fuente:** autores.

Los modelos conceptuales generados, representan el inicio de la simulación de inyección de polímeros, sobre éstos se realizarán modificaciones directamente relacionadas con el desplazamiento de los fluidos. Dichos bloques son de gran relevancia para lograr los resultados que se tienen predestinados, involucrando así permanentemente la evaluación del proceso<sup>15</sup>.

### 3.7. RESULTADOS PRELIMINARES

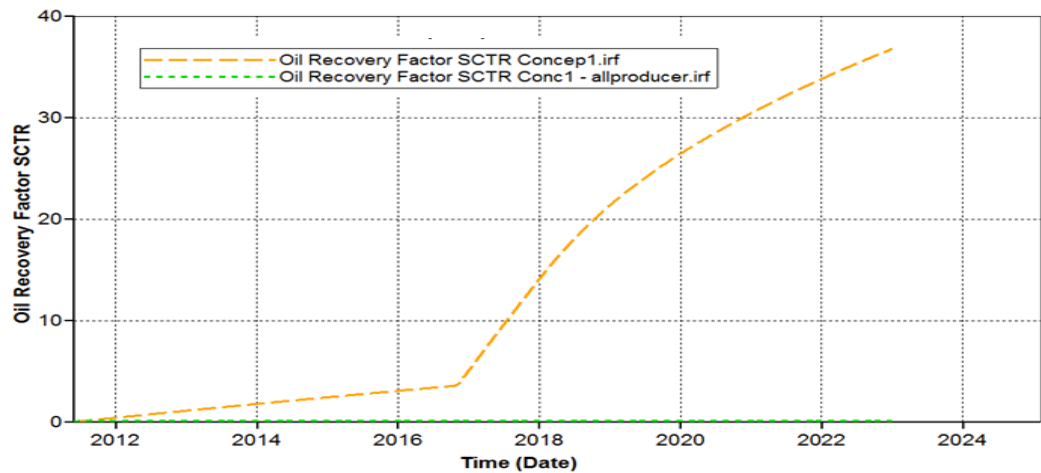
Los resultados que se obtuvieron al realizar las primeras corridas de simulación durante la validación y desarrollo del proceso con inyección de agua fueron los siguientes:

---

<sup>15</sup> Los modelos de estudio se construyeron en la plataforma Builder de la compañía CMG, a los cuales se le adaptaron las propiedades de cada Sector Model respectivamente seleccionado para lograr predecir los resultados más próximos a la realidad.

**Nota:** Cabe destacar que las figuras 22 a la 26 son resultados preliminares del proceso de inyección de agua para el ajuste del modelo final, pero que igualmente permiten observar el comportamiento de los modelo evaluados 1 y 2.

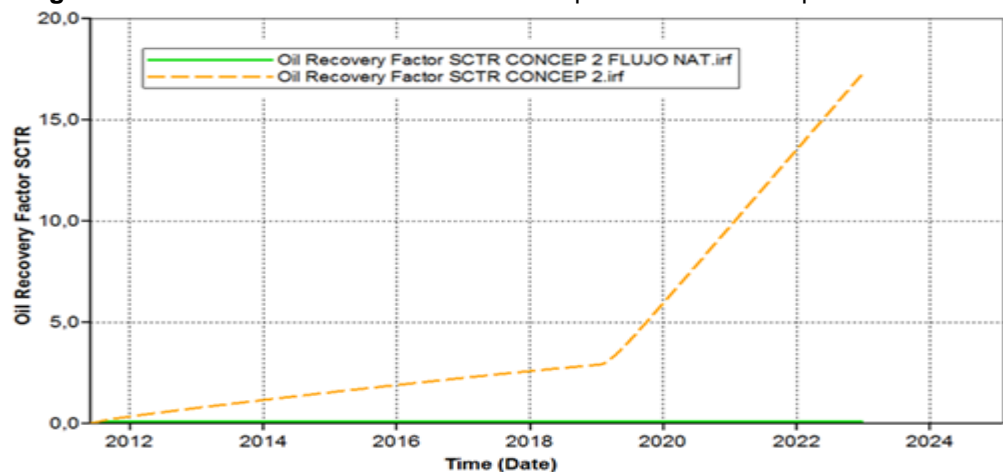
**Figura 22.** Factor de recobro Vs. Tiempo - Modelo conceptual 1



**Fuente:** Simulador Stars – CMG

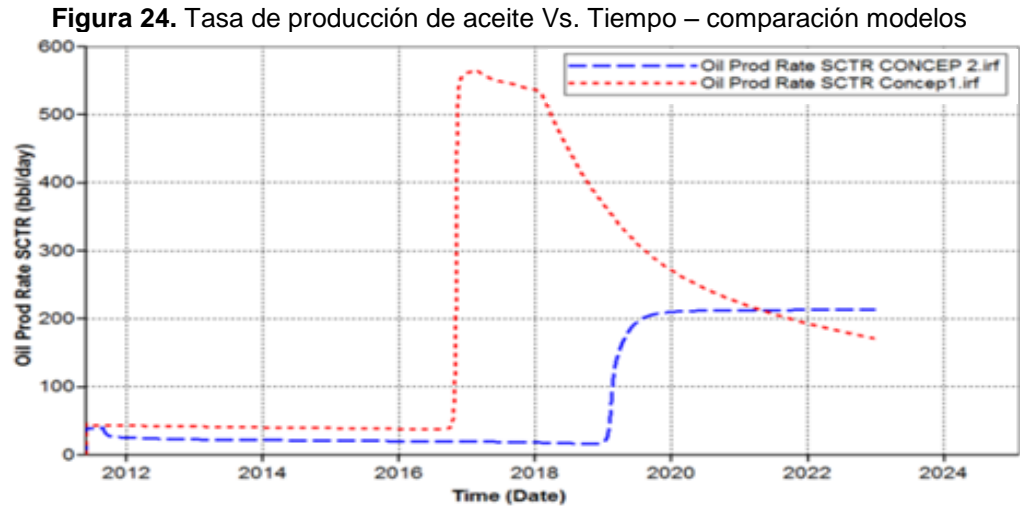
En la figura 22, se observa un aumento significativo aproximadamente de 30% en el factor de recobro, lo que demuestra que el proceso implementado responde a lo que se pueda predeterminar bajo inyección de agua en un modelo con los 5 pozos produciendo y en el mismo escenario con un pozo inyector y 4 productores.

**Figura 23.** Grafico Factor de recobro Vs. Tiempo - Modelo conceptual 2



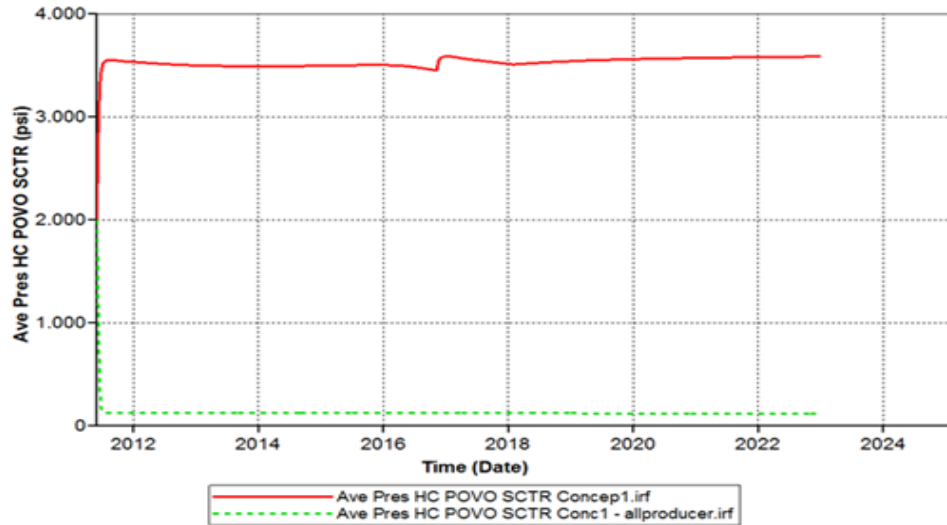
**Fuente:** Simulador Stars – CMG

En la figura 23 se observa un aumento en el factor de recobro pero no tan significativo como en el modelo 1, lo cual muestra un indicio de cual sector del campo podría ser el más adecuado para la implementación de la técnica terciaria de recobro mejorado.



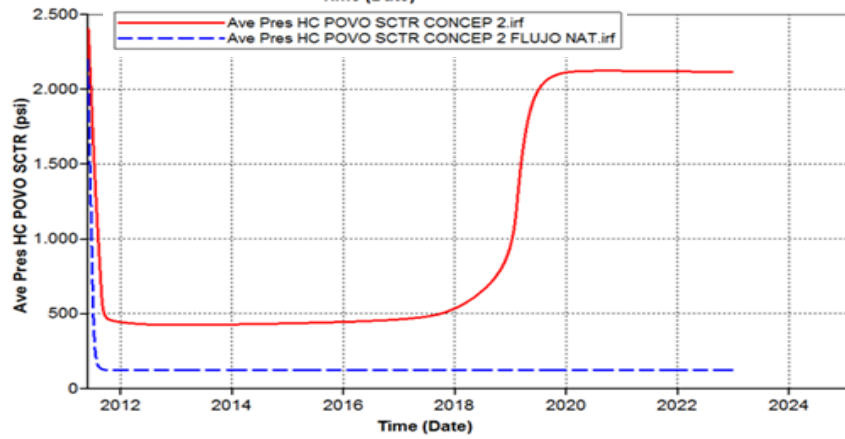
En la figura 24 se observa que el sector modelo 1 es un potencial activo mayor en comparación con el modelo 2 del campo en estudio, lo cual indica mayores ventajas sobre la implementación de la técnica en este sector del yacimiento.

**Figura 25.** Grafico Presión promedio Vs. Tiempo - Modelo conceptual 1



Fuente: Simulador Stars – CMG

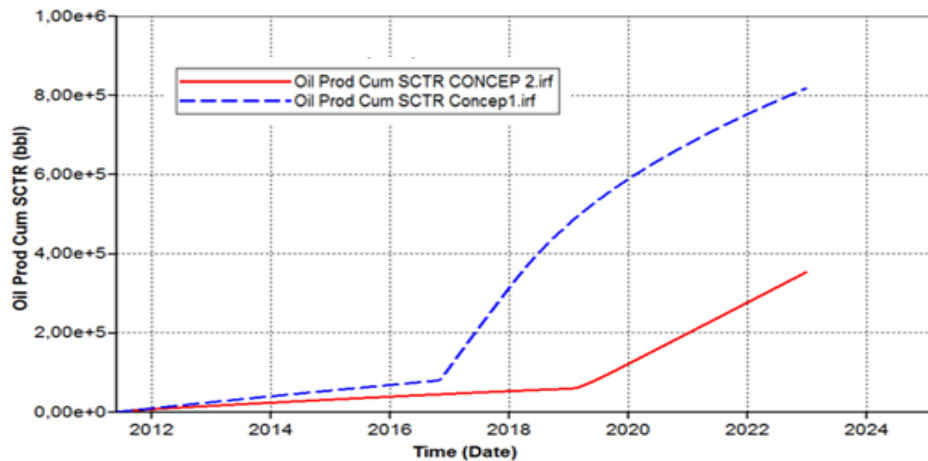
**Figura 26.** Grafico Presión promedio Vs. Tiempo - Modelo conceptual 2



**Fuente:** Simulador Stars – CMG

En las figuras 25 y 26, se muestra el comportamiento de la presión para los modelos (1 y 2 respectivamente), donde se puede observar que el modelo 1 presenta una tendencia constante en el tiempo, lo cual podría generar mayor soporte durante la inyección del fluido desplazante y en consecuencia mayor recobro al permitir un fuerte empuje de hidrocarburos desde el yacimiento hasta superficie. El modelo 2 por el contrario muestra una gran caída de presión al inicio del proceso, la cual se va restaurando después de 6 años a medida que aumenta el tiempo de inyección.

**Figura 27.** Grafico Producción acumulada de aceite Vs. Tiempo



**Fuente:** Simulador Stars – CMG

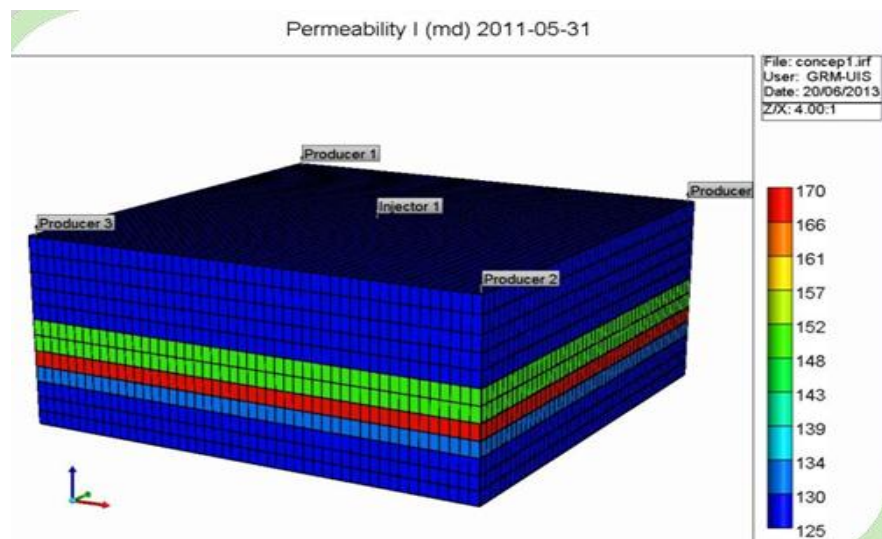
En la figura 27 se observa un gran diferencial en la producción del modelo 1 comparado con la producción del sector 2, lo cual complementa y aclara un poco más la decisión (con ayuda de los demás resultados) de seleccionar un único modelo conceptual, que será mejorado, sensibilizado y refinado para pronosticar buenos resultados durante la evaluación de viabilidad técnica de la inyección del polímero.

### 3.7.1. Desarrollo del Modelo Conceptual 1

El modelo de simulación generado para representar el campo en estudio se considera como el punto de partida para la construcción y posterior selección del modelo conceptual con mejor respuesta (modelo 1) sobre el cual se continuará evaluando el proceso.

A continuación, la figura 28 y tabla 5 muestran las características geométricas del grid, las cuales fueron transformadas mediante modificadores de volumen para lograr tener un mejor control sobre la producción de líquidos del sector sin notar una abrupta caída de presión.

**Figura 28.** Grid - Modelo conceptual 1 (caso base)



**Fuente:** Simulador Stars - CMG

**Tabla 5.** Propiedades geométricas del grid – Modelo 1

PARÁMETRO	VALOR
Dimensiones	Ni=61;Nj=61; Nk=12
Total número de bloques	44652
Bloques nulos	0
N° celdas modelo	44652
N° celdas del SCTR YR CP 1	28812
Volumen total del bloque	4.7538 e 8 ft <sup>3</sup>
Vol total del SCTR YR CP 1	9.8050 e 7 ft <sup>3</sup>
Volumen poroso total	5.730812 e 7 Bbl
Vol poroso total del SCTR YR CP 1	3.54283 e 6 Bbl

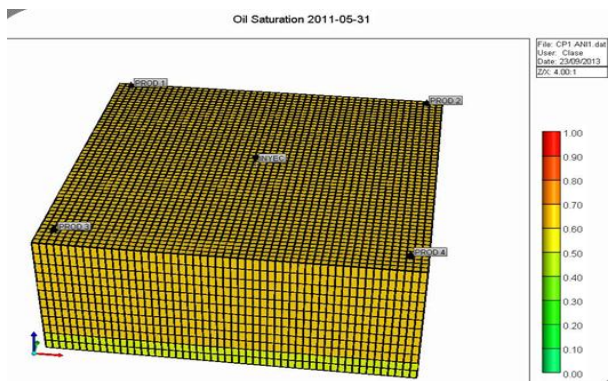
Fuente: autores.

Para el desarrollo del modelo 1 se creó un anillo de confinamiento con el fin de generar un mantenimiento de la presión en el modelo, debido a que si ésta cae rápidamente no se garantiza la obtención de resultados acordes y el proceso no tendría sentido.

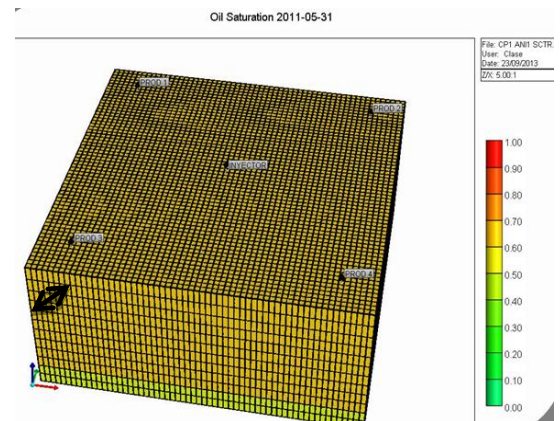
Como primera medida se aumentaron las celdas del modelo conservando el área original del mismo, creando un sector en el modelo base con el fin de evaluar únicamente su comportamiento sin alterar las demás condiciones de yacimiento.

Como lo muestran las figuras 29, 30, 31 y 32, se modificaron propiedades en el anillo como permeabilidad (2 mD), porosidad (0.8) y otro parámetro de entrada al simulador denominada VOLMOD, el cual se cambió a un valor de 7; esto hizo que se obtuvieran resultados más ajustados y acertados respecto con lo que se esperaba.

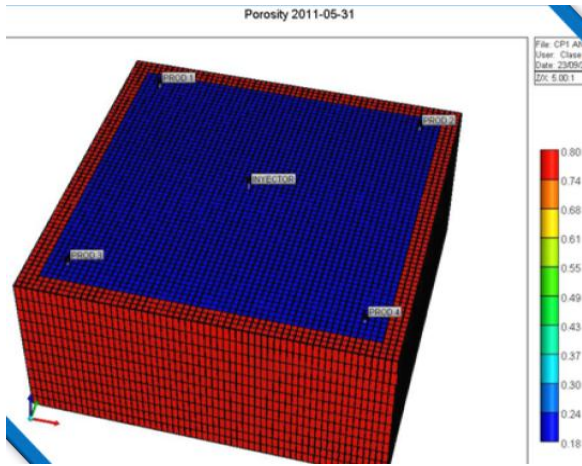
**Figura 29.** Modelo conceptual sin anillo



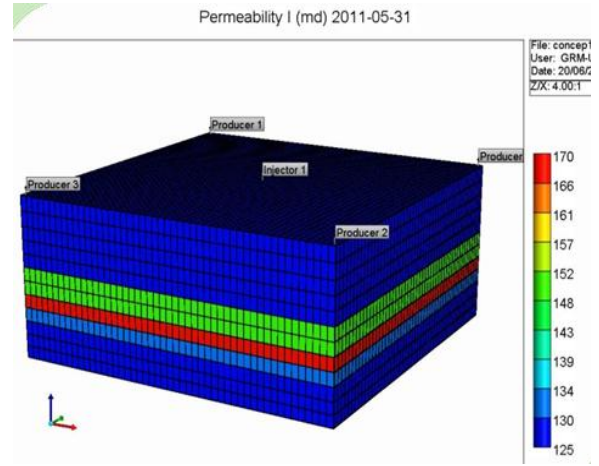
**Figura 30.** Anillo de presión



**Figura 31.** Modificación  $\phi$  y VP – Modelo 1



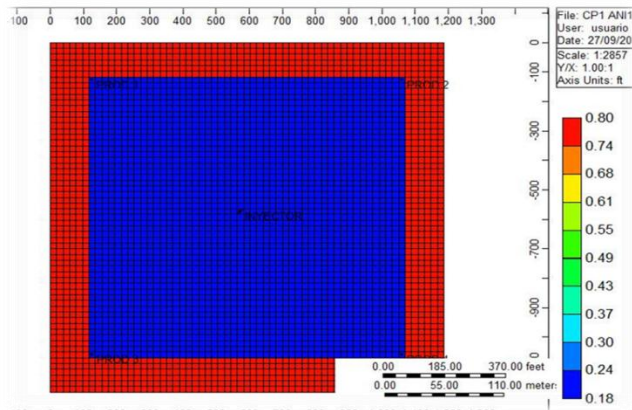
**Figura 32.** Modificación K – Modelo 1



**Fuente:** Simulador Stars - CMG

En la figura 33 se muestra una vista superior del modelo, donde se puede observar el anillo de confinamiento y se nota que cada pozo productor (1 pozo en cada esquina) queda justamente en el borde del anillo, estos intencionalmente ubicados así para procurar mayor confinamiento alrededor del área de drenaje de cada pozo.

**Figura 33.** Anillo 1 – pozos en el borde

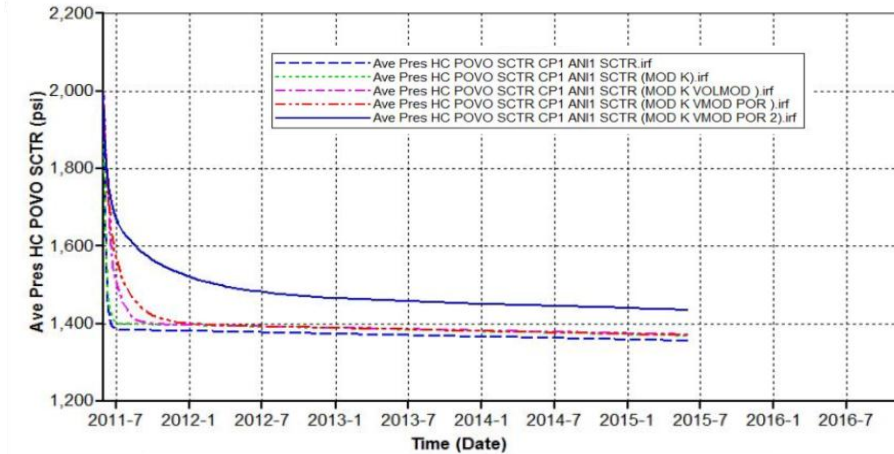


**Fuente:** Simulador Stars – CMG

En cuanto a las sensibilidades realizadas anteriormente al modelo para definir el valor de modificador de volumen y el tamaño/ubicación del anillo, se observa que el anillo que encierra o toca los pozos justamente en el borde proporciona una

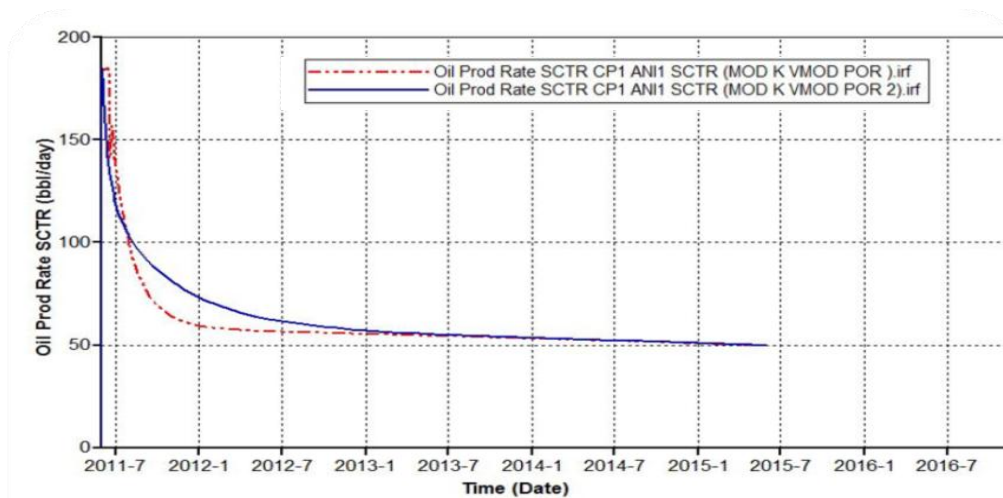
mejor postura en cuanto a mantenimiento de presión y por tanto un depletamiento menos pronunciado en el yacimiento, como lo muestra la figura 33.

**Figura 34.** Comportamiento de la presión en el modelo conceptual 1 con el anillo



**Fuente:** Simulador Stars – CMG

**Figura 35.** Comportamiento de la producción en el modelo conceptual 1 con el anillo



**Fuente:** Simulador Stars – CMG

En las figuras 34 y 35, podemos observar que el anillo no permite que la presión caiga drásticamente manteniendo mejor comportamiento en la producción.

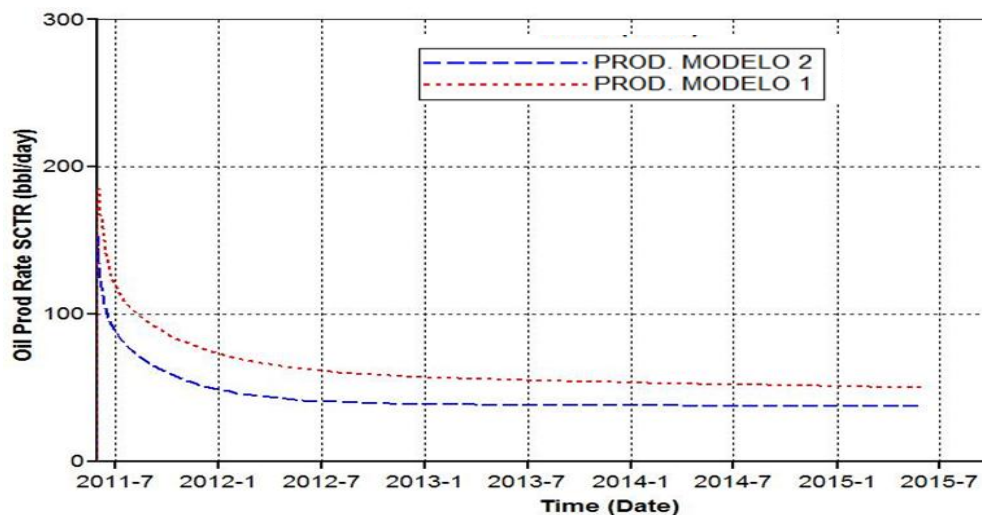
### 3.7.2. Consideraciones por las cuales se selecciona el modelo 1

Después de observar detalladamente la ubicación de cada uno de los cortes seleccionados en el modelo guía y a partir de los cuales se crearon los modelos

conceptuales, se determinaron las siguientes razones por las cuales se selecciona el modelo 1 (creado a partir del corte 1) para continuar con el estudio del proceso de inyección de polímero:

- ✓ Se encuentra ubicado en la zona de mayor saturación de aceite. Esto permitirá justificar de mejor manera el proyecto y del mismo modo facilitar la efectividad del proceso.
- ✓ **Costos operacionales:** Para efecto de completar el patrón de cinco puntos, el modelo 1 solo requiere la perforación del pozo inyector (cuenta con 4 productores), mientras que en el modelo 2 (cuenta con 2 prod. – 2 iny.) es necesario convertir los 2 pozos inyectores a productores y además perforar el pozo inyector, lo cual genera un aumento en los costos durante la evaluación económica del proceso.
- ✓ Al analizar y estudiar algunos resultados preliminares como lo muestra la figura 36, se puede observar que el modelo conceptual 1 presenta mejor comportamiento de productividad respecto al modelo 2, esto garantiza una mayor recuperación de aceite y posiblemente mayor beneficio en el proceso durante la inyección del polímero.

**Figura 36.** Comparación Producción de aceite – Modelo1 y Modelo 2



Fuente: Simulador Stars – CMG

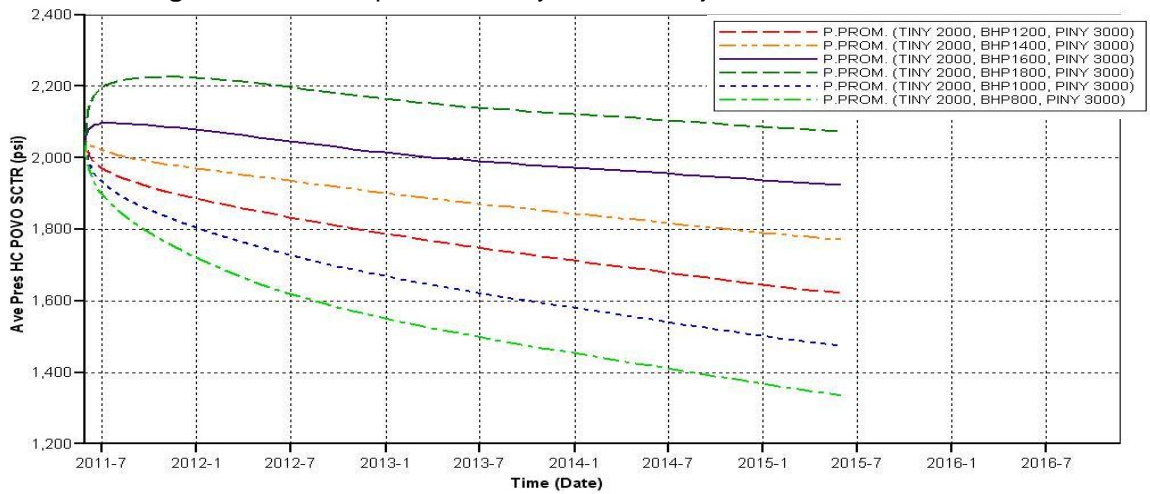
### 3.7.3. Resultados de simulación de Inyección de agua - modelo 1

Durante la validación del modelo conceptual seleccionado como caso base para la inyección del polímero, se realizaron diferentes sensibilidades a parámetros como BHP, tasa de inyección y estratos de inyección. Los resultados obtenidos en cada corrida se muestran a continuación:

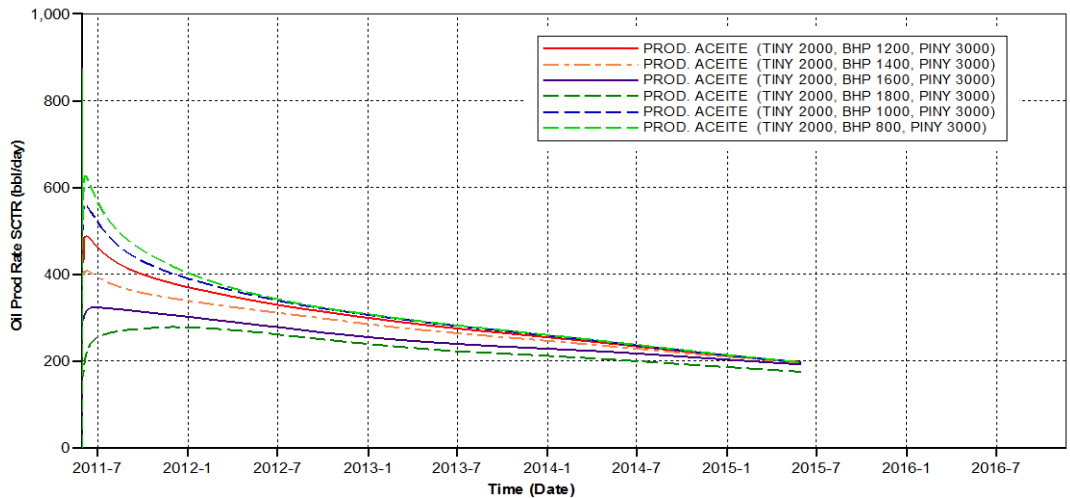
#### 3.7.3.1. Sensibilidad a la presión de fondo BHP

Para realizar la sensibilidad a la presión de fondo con la que deben fluir los pozos productores, se tomó una tasa de inyección constante de 2000 bbl. Los valores seleccionados para el ajuste fueron 800, 1000, 1200, 1400, 1600 y 1800 psi.

**Figura 37.** Presión promedio del yacimiento bajo sensibilidad de BHP



**Figura 38.** Tasa de producción de aceite bajo sensibilidad de BHP



Como se observa en las figuras 37 y 38, existe una drástica caída de la presión de yacimiento cuando se tiene una BHP de 800 psi, lo que es de esperarse, pues si se tiene menor restricción en el fondo, los pozos logran levantar más fácil y rápidamente el fluido generando un menor diferencial de presión con esto una mayor tasa de aceite producido pero disminuyendo la longevidad del yacimiento.

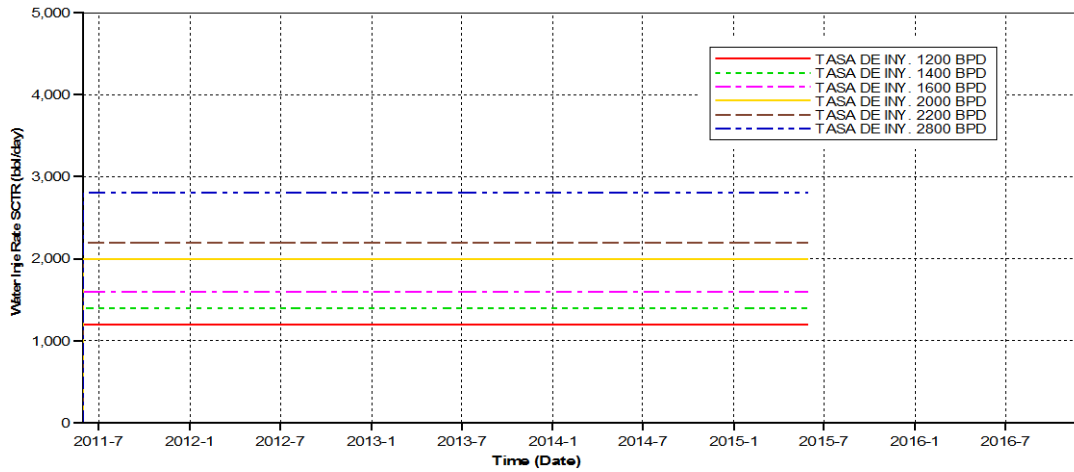
Por otro lado, si se tiene una restricción muy alta en el fondo de los pozos productores, como el caso de BHP de 1800 psi, se genera un aumento en la presión de yacimiento lo cual podría crear problemas de fracturamiento, es decir, se realiza la inyección a una presión por debajo de la presión de fractura, pero cualquier incremento repentino como respuesta del yacimiento puede hacer que esta se sobrepase.

Finalmente, es necesario tener en cuenta que el valor de la BHP para cada uno de los pozos productores debe estar en un rango promedio (de acuerdo a los valores propuestos para la sensibilidad) para lograr una justificable tasa de producción de aceite, un gradual deceso de presión y garantizar una vida productiva/prolongada del yacimiento.

### **3.7.3.2. Sensibilidad a la tasa de inyección**

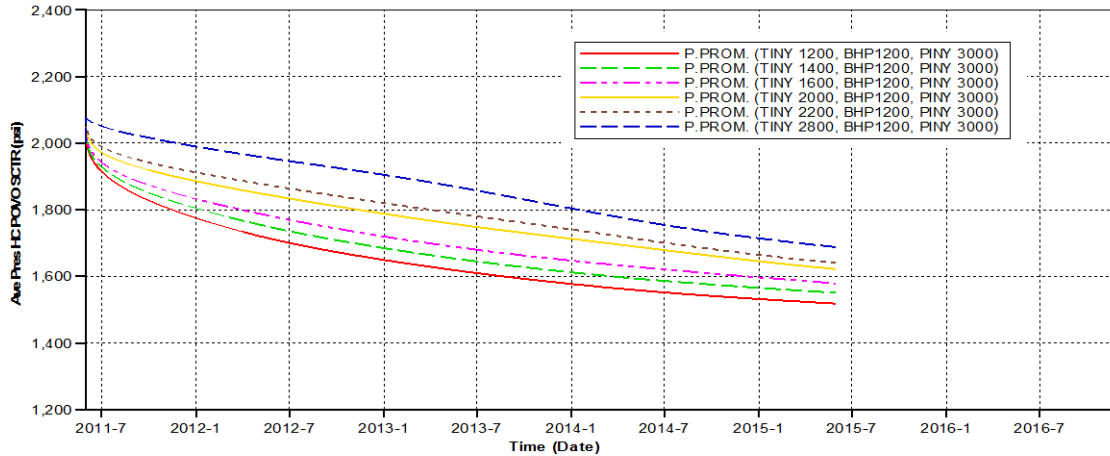
Los valores seleccionados para realizar la sensibilidad a la tasa de inyección fueron 1400, 1600, 1800, 2000, 2200 y 2600 bbl/d como lo muestra la figura 39, todos estos volúmenes enviados a desplazar el yacimiento a una presión de inyección de 3000 psi y presión de fondo de 1200 psi (considerando la sensibilidad realizada a este parámetro) para el pozo productor.

**Figura 39.** Tasas de inyección de agua



**Fuente:** Simulador Stars – CMG

**Figura 40.** Presión del yacimiento bajo sensibilidad de la tasa de inyección



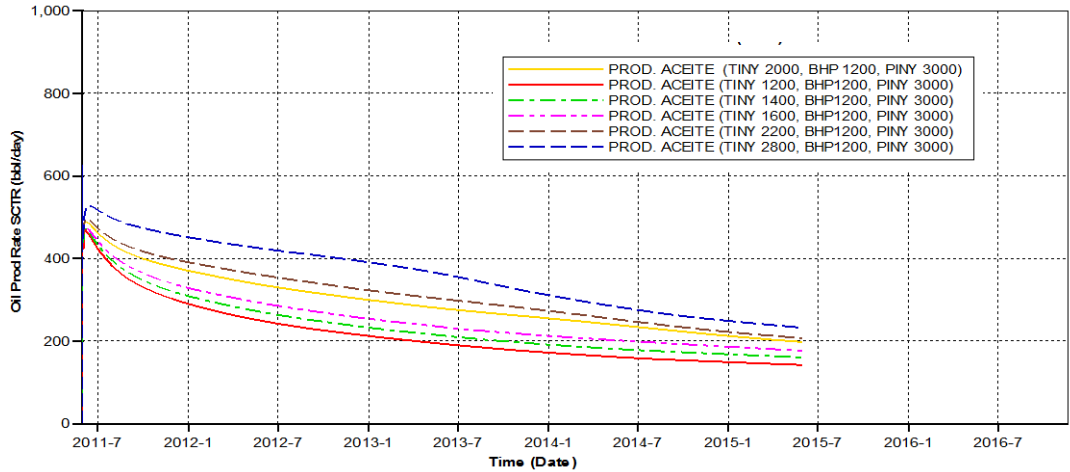
**Fuente:** Simulador Stars – CMG

Los perfiles de presión que se observan en la figura 40 obtenidos para cada una de las tasas de inyección de agua, muestran un comportamiento acertado y predeterminado durante el desplazamiento, es decir, mientras mayor es la tasa de inyección el grado de depletamiento del yacimiento es menor.

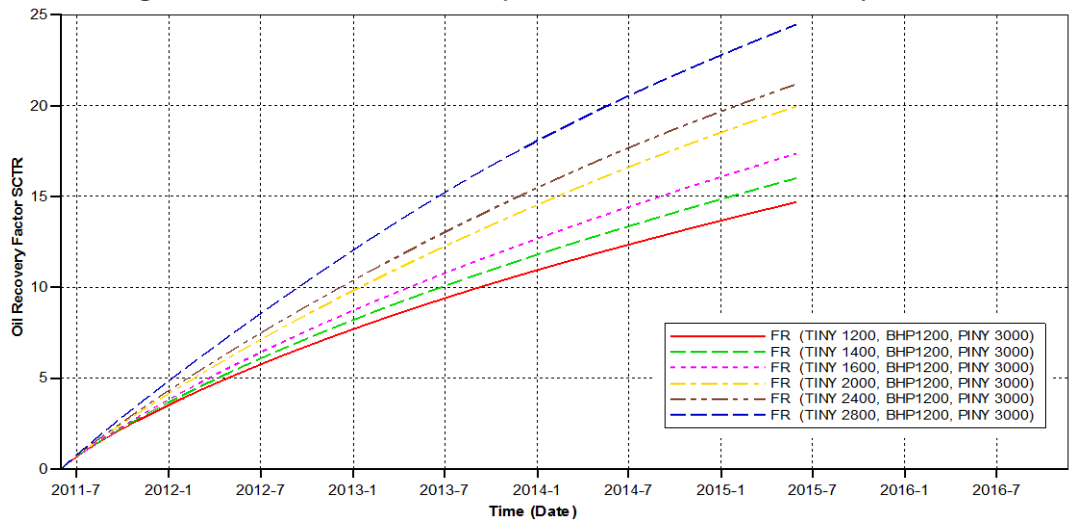
De acuerdo a los resultados obtenidos y anteriormente mostrados en los gráficos, se afirma entonces que el yacimiento está tomando todos los volúmenes propuestos para la sensibilidad de la tasa de inyección, los cuales servirán como patrones de referencia para realizar la inyección del polímero. Adicionalmente, es

posible notar que hasta el momento no se presenta ningún inconveniente en cuanto a la respuesta de presión del yacimiento frente a la inyección.

**Figura 41.** Producción de aceite bajo sensibilidad de la tasa de inyección



**Figura 42.** Factor de Recobro bajo sensibilidad de la tasa de inyección



**Fuente:** Simulador Stars – CMG

En las figuras 41 y 42, se observa que tanto el aceite producido como el Factor de Recobro (FR) obtenidos para cada una de las tasas de inyección muestran un buen comportamiento y considerable valor durante todo el tiempo de inyección (respuesta de producción inmediata). Al final de la inyección de agua se obtiene un FR~ 22%. Claramente se puede afirmar que a medida que se inyecta un mayor volumen de agua, el FR y la producción de aceite aumentan.

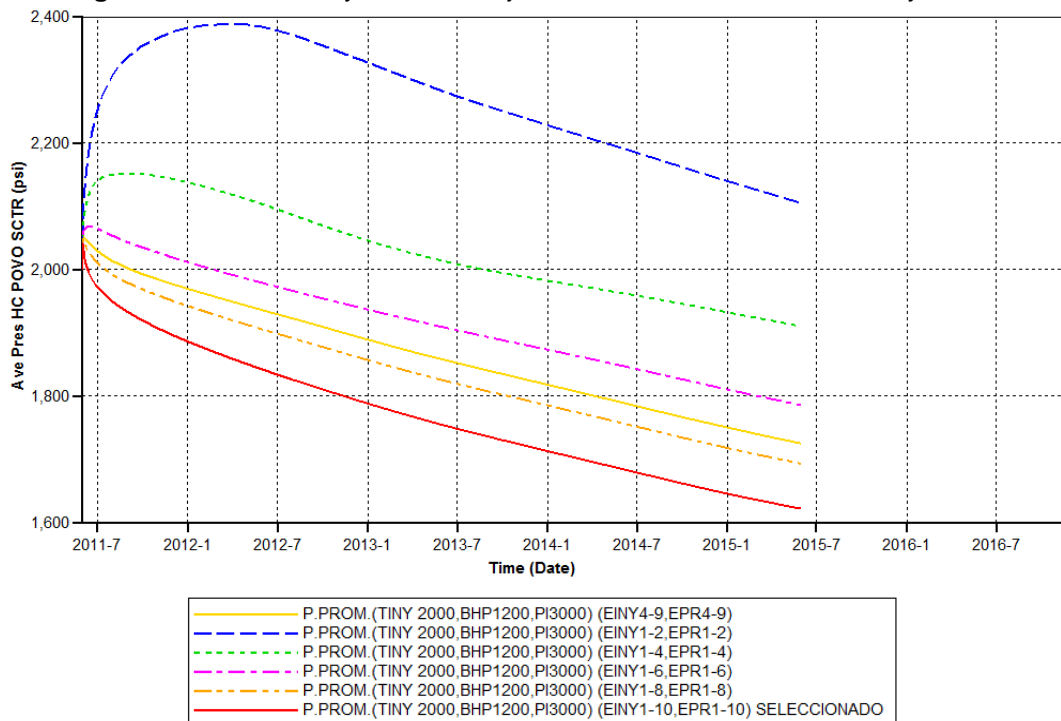
### 3.7.3.3. Sensibilidad a los Estratos de Inyección

Uno de los problemas que comúnmente se presenta durante la inyección de agua es la canalización o escurrimiento del fluido debido a la presencia de zonas de alta permeabilidad, como cavernas o fracturas naturales.

Con el fin de evitar problemas de este tipo, se plantea realizar sensibilidad a los estratos para determinar por cuál de estos es más confiable enviar los fluidos desplazantes. Se realizan varias corridas teniendo en cuenta los diferentes estratos para realizar la inyección del agua y producción del aceite de la siguiente forma:

- ✓ Caso base: Inyección y producción por los estratos del 1 al 10
- ✓ Inyección y producción por los estratos 1 y 2
- ✓ Inyección y producción por los estratos del 1 al 4
- ✓ Inyección y producción por los estratos del 1 al 6
- ✓ Inyección y producción por los estratos del 1 y 8

**Figura 43.** Presión del yacimiento bajo sensibilidad a los estratos de inyección

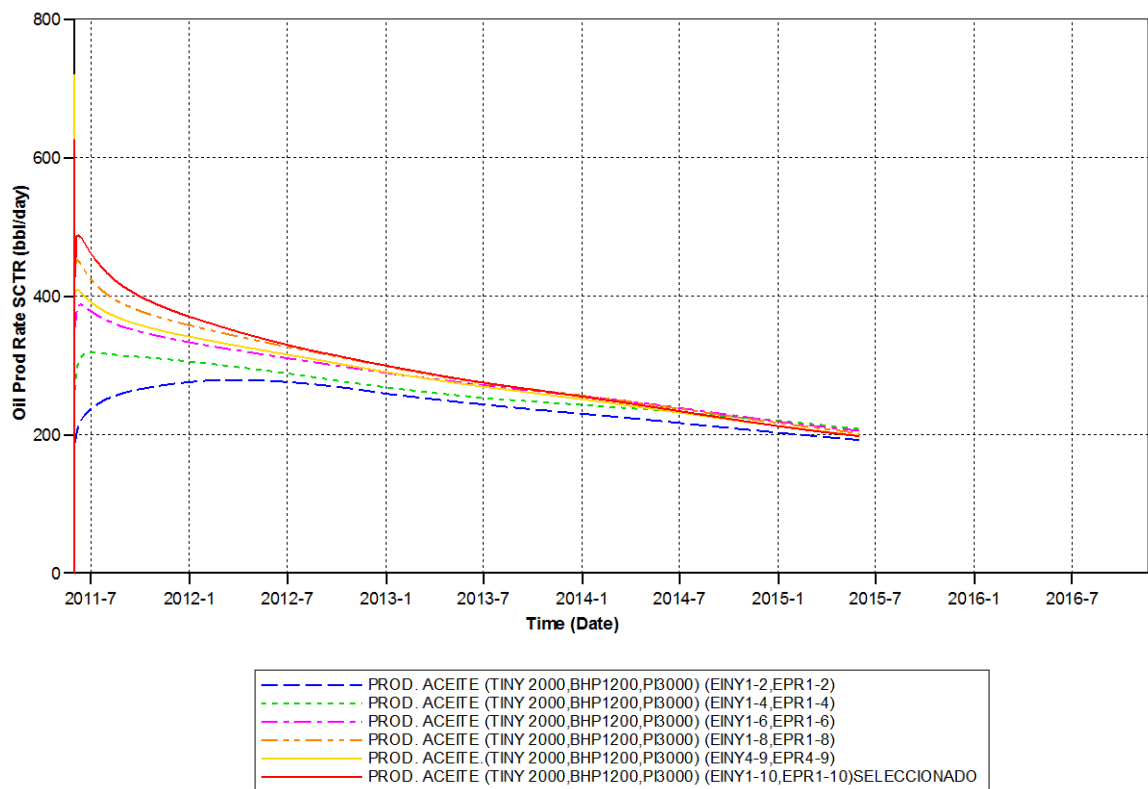


Fuente: Simulador Stars – CMG

La inyección y producción por los dos primeros estratos muestra un comportamiento anómalo, el cual es de esperarse, debido a que solo dos de las diez capas que conforman el bloque están abiertas al flujo; entonces mientras que el yacimiento es capaz de tomar todo el fluido que se está inyectando se genera un aumento de la presión. En general, la figura 43 muestra que a medida que se tienen más capas disponibles para el flujo el comportamiento de la presión es más estable.

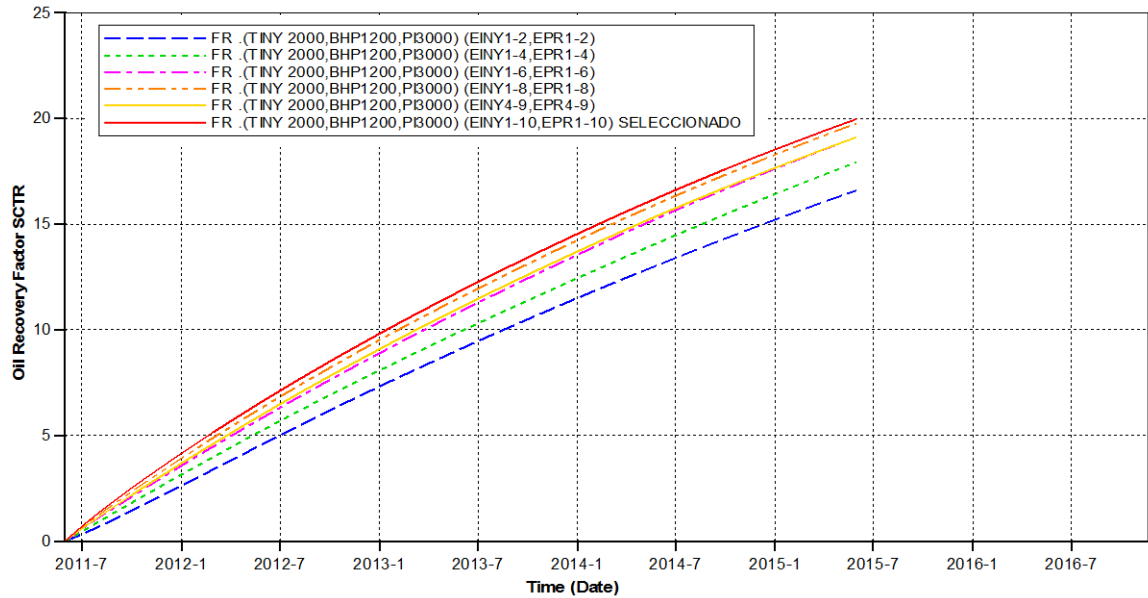
El comportamiento de la presión más cercano al caso base se presenta cuando se realiza la inyección y producción paralelamente a través de los primeros 8 estratos (línea roja y azul punteada).

**Figura 44.** Producción de aceite bajo sensibilidad a los estratos de inyección



**Fuente:** Simulador Stars – CMG

**Figura 45.** Factor de Recobro bajo sensibilidad a los estratos de inyección



**Fuente:** Simulador Stars – CMG

Como se mencionó anteriormente, las figuras 44 y 45 verifican que la tasa más alta de producción y el mayor factor de recobro se obtienen cuando todas las capas están abiertas a flujo tanto para inyección como para producción; considerando esta afirmación, se establece entonces que el polímero también será inyectado a través de todos los estratos que conforman el bloque. Adicionalmente, esto podría garantizar un desplazamiento estable en el frente del polímero durante el desplazamiento.

### 3.8. INYECCIÓN DE POLÍMEROS

El caso base, representa el punto de partida para la realización de la simulación del modelo de inyección de polímero, sobre el cual se realizaron modificaciones que intervienen en el proceso y que además son de gran importancia para la evaluación del mismo.

### **3.8.1. Evaluación del Caso Base**

Luego de establecerse el modelo de referencia o caso base para la simulación del proceso, se realizaron las corridas. El tiempo de estudio fijado para el proyecto fue de 10 años, en los cuales se implementó inyección de agua durante los primeros cuatro años con el fin de generar una línea base e igualar las condiciones del yacimiento al momento de iniciar el proyecto y establecer comparaciones con el modelo de inyección de polímeros, el cual se inyecta posterior al tiempo de ruptura del agua para evaluar su efectividad. Seguidamente se hicieron variaciones de aquellas propiedades más relevantes que, según la teoría, influyen en el proceso de inyección buscando finalmente verificar y comprobar el aumento del factor de recobro mediante el desplazamiento con el químico.

Las sensibilidades a las cuales se enfrentó el modelo del caso base fueron las siguientes: concentración del polímero ( $C_p$ ) y volumen poroso de polímero inyectado ( $VP_{iny}$ )

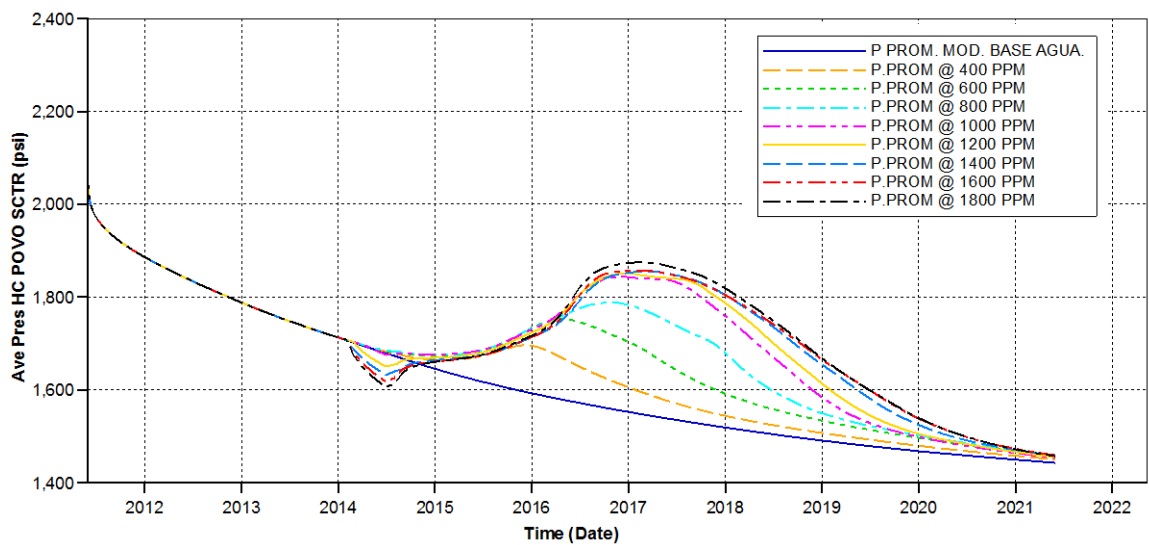
#### **3.8.1.1. Sensibilidad a la concentración del polímero $C_p$ y a los volúmenes porosos inyectados**

Los valores seleccionados para realizar la sensibilidad a la concentración del polímero fueron 400, 600, 800, 1000, 1200, 1600 y 1800 ppm. Cada desplazamiento evaluado a un volumen poroso fijo de 10, 15, 20, 25 y 30%, considerando que después de este último valor debido a los costos del polímero el proyecto puede no ser rentable de acuerdo a la producción esperada. La presión de inyección es de 3000 psi y la BHP de 1200 psi (considerando la sensibilidad realizada a este parámetro) para el pozo productor.

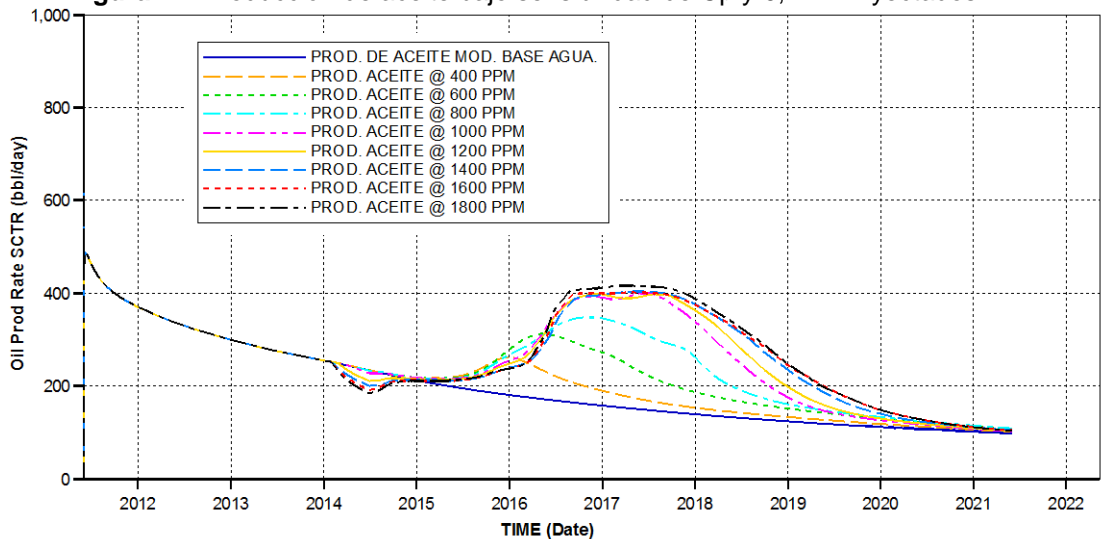
En la figura 46 se muestra la presión promedio del yacimiento cuando se realiza la corrida de simulación al desplazar 0,1 VP a las diferentes concentraciones propuestas para la sensibilidad. Es posible notar aumento de la presión (superior a 1800 psi) después del segundo año de la inyección del polímero. Debido a que el polímero es más viscoso y más denso que el agua, el ingreso del mismo al medio poroso es más lento. A medida que dicha solución avanza en el yacimiento

haciendo un barrido de los hidrocarburos con un frente muy estable, la presión sigue en aumento. Posteriormente la presión empieza a caer tornando a su línea de tendencia, pues cuando la solución polimérica ha recorrido gran parte del yacimiento, la adsorción, atrapamiento, esfuerzos de cizallamiento y demás efectos degradativos se hacen mayores, debilitan el frente de desplazamiento, la relación de movilidad se crece, la solución pierde viscosidad y su comportamiento será similar a la inyección de agua convencional (línea base)

**Figura 46.** Presión promedio de yacimiento bajo sensibilidad de Cp y 0,1 VP inyectados



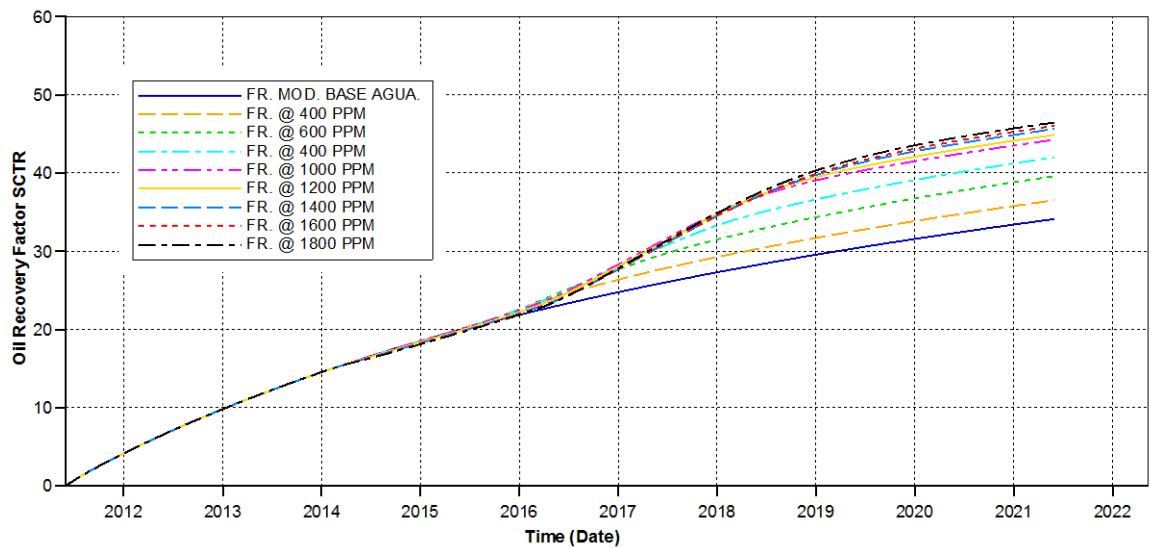
**Figura 47.** Producción de aceite bajo sensibilidad de Cp y 0,1 VP inyectados



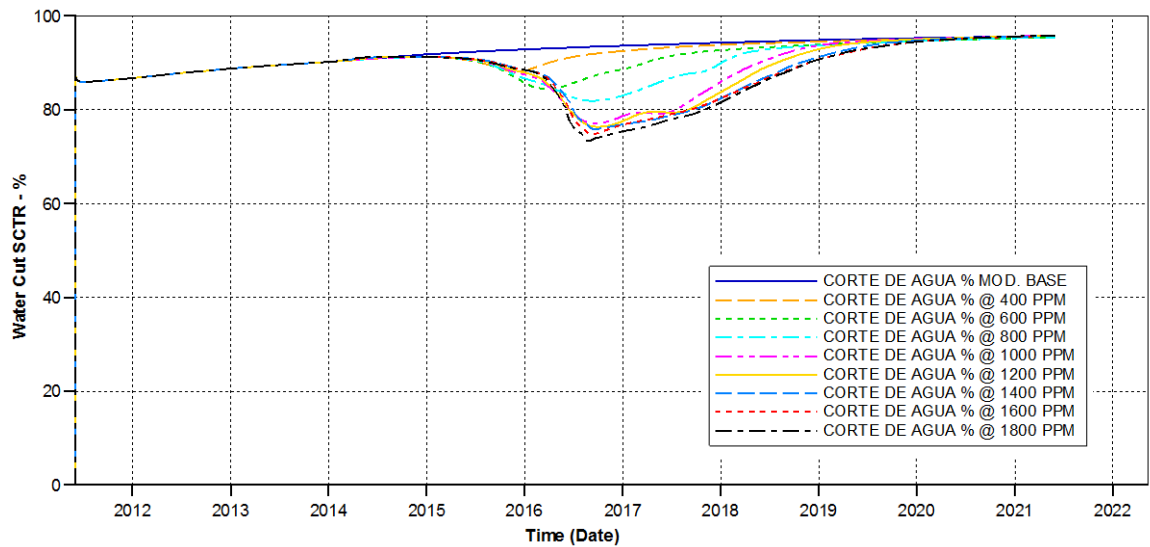
Fuente: Simulador Stars – CMG

En la figura 47, se puede observar un considerable aumento en la tasa de producción de aceite a partir del segundo año de la inyección del polímero a un VP fijo, la cual varía entre aproximadamente 100 – 200 bbl. Igualmente en la figura 48, se observa que el FR se ubica entre el 35 y 45% a medida que se aumenta la concentración del químico.

**Figura 48.** Factor de recobro bajo sensibilidad de Cp y 0,1 VP inyectados



**Figura 49.** Corte de agua bajo sensibilidad de Cp y 0,1 VP inyectados



Fuente: Simulador Stars – CMG

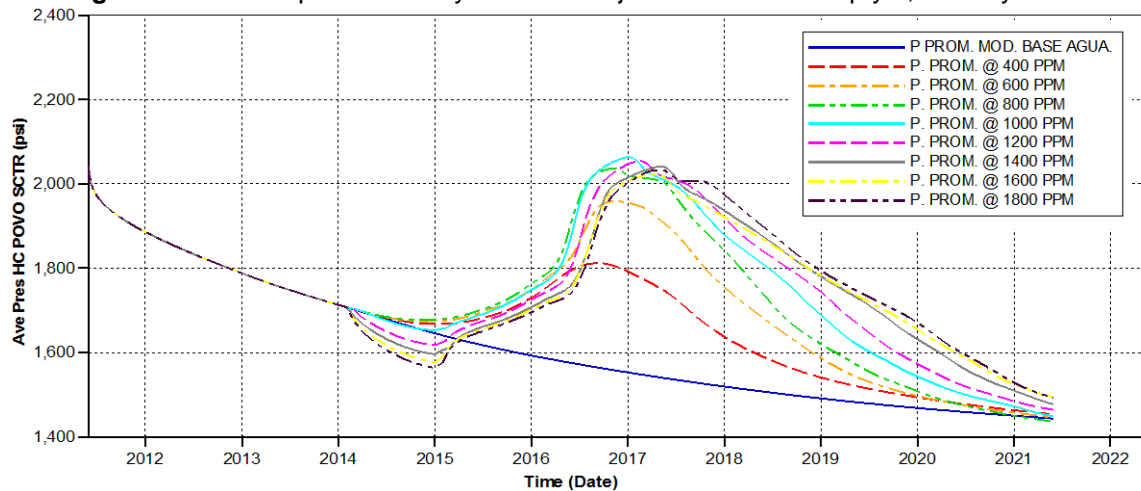
En la figura 49, se observa una gran disminución del corte de agua después del primer año de inyección del polímero, alcanzando una reducción total de aproximadamente 20%. Posteriormente, cuando ya se ha inyectado el volumen determinado de polímero y se envía agua como post-flujo hasta el final del proyecto, el corte de agua tiende a aumentar tomando de nuevo el comportamiento de la línea base.

Tanto en el comportamiento de producción de aceite como en el perfil del FR se observa claramente que al aumentar la  $C_p$  consecuentemente se produce y recupera más volumen de hidrocarburo; este comportamiento acorde a lo predeterminado podría repetirse si se efectúa una nueva corrida donde ahora el volumen inyectado sea mayor.

A continuación se presentarán los resultados obtenidos para la sensibilidad de 0,2 y 0,3 VP inyectados a las diferentes concentraciones propuestas anteriormente para las corridas.

En la figura 50, se muestra el comportamiento de presión cuando se inyectan 0,2 VP variando la  $C_p$ ; se puede notar que la presión va aumentando hasta superar los 2000 psi cuando el polímero avanza en el yacimiento. Como se explicó en el anterior caso, debido a los esfuerzos de cizallamiento, adsorción y demás efectos degradativos que afectan el polímero, el comportamiento de la presión tiende nuevamente a la línea base como si se estuviera inyectando agua convencional.

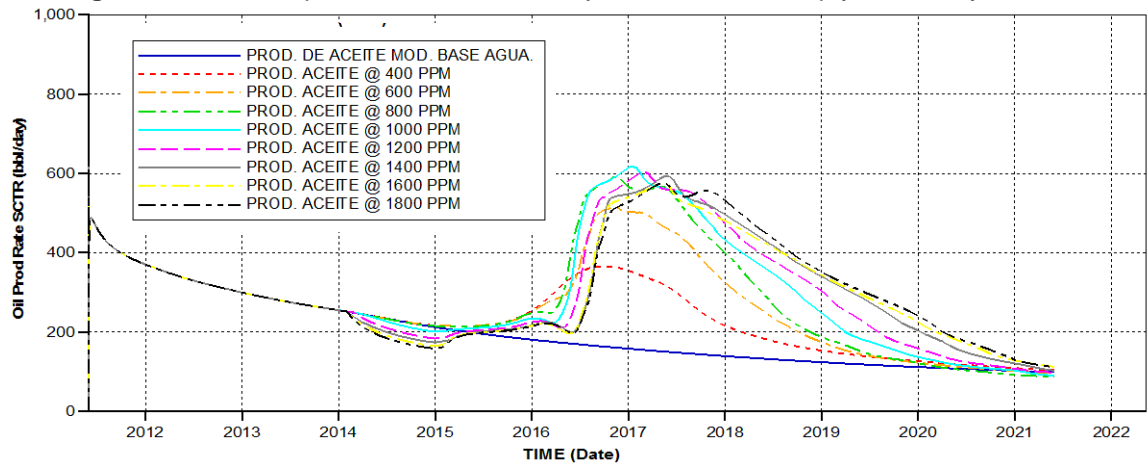
**Figura 50.** Presión promedio de yacimiento bajo sensibilidad de  $C_p$  y 0,2 VP inyectados



Fuente: Simulador Stars – CMG

La figura 51, muestra el perfil de producción de aceite, en donde se observa claramente un aumento de aproximadamente 400 bbls durante el segundo año de la inyección del polímero, en los tres años subsiguientes la producción declina gradualmente a medida que avanza el desplazamiento en el yacimiento y el químico va perdiendo su efectividad.

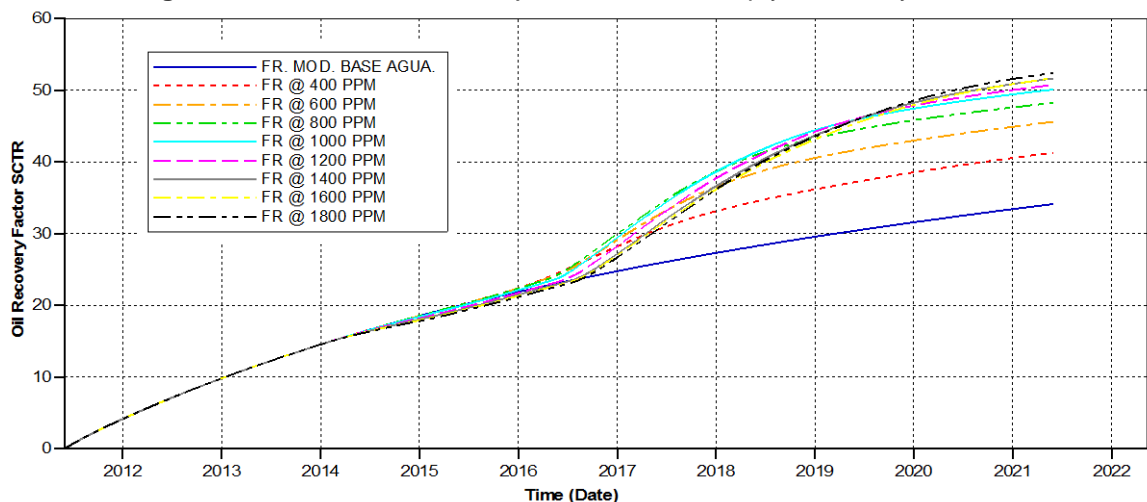
**Figura 51.** Perfil de producción de aceite bajo sensibilidad de  $C_p$  y 0,2 VP inyectados



Fuente: Simulador Stars – CMG

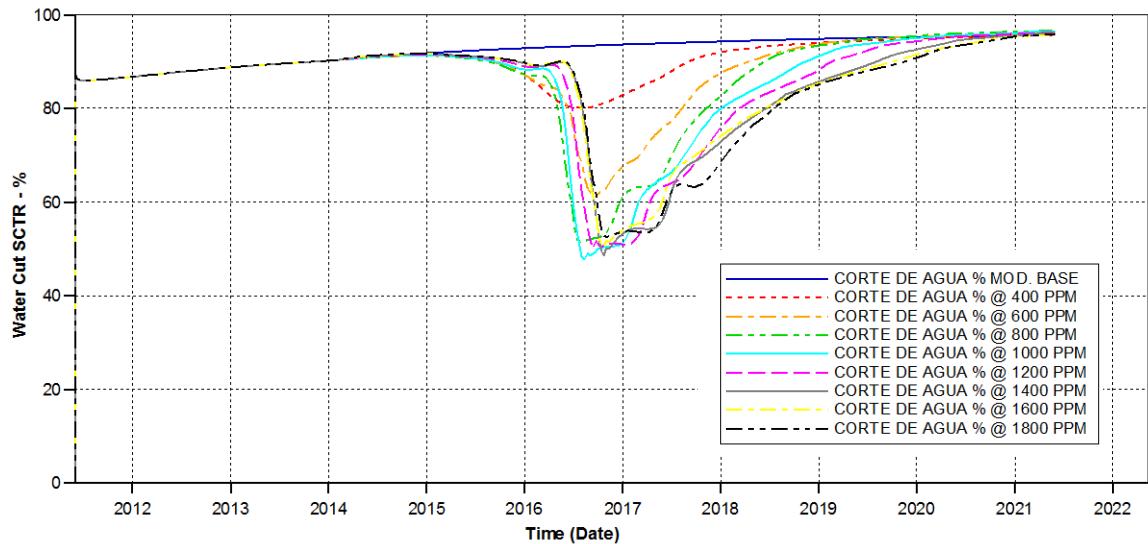
En la figura 52, el aumento del FR es mayor comparado con el caso de inyección de 0,1 VP; pese a que se evalúan las mismas  $C_p$ , el VP inyectado es el doble y por tanto sirve de mayor soporte de empuje durante el avance del frente estable, se degrada un poco más lento y llega a los pozos productores con mayor eficiencia.

**Figura 52.** Factor de recobro bajo sensibilidad de  $C_p$  y 0,2 VP inyectados



Fuente: Simulador Stars – CMG

**Figura 53.** Corte de agua bajo sensibilidad de  $C_p$  y 0,2 VP inyectados

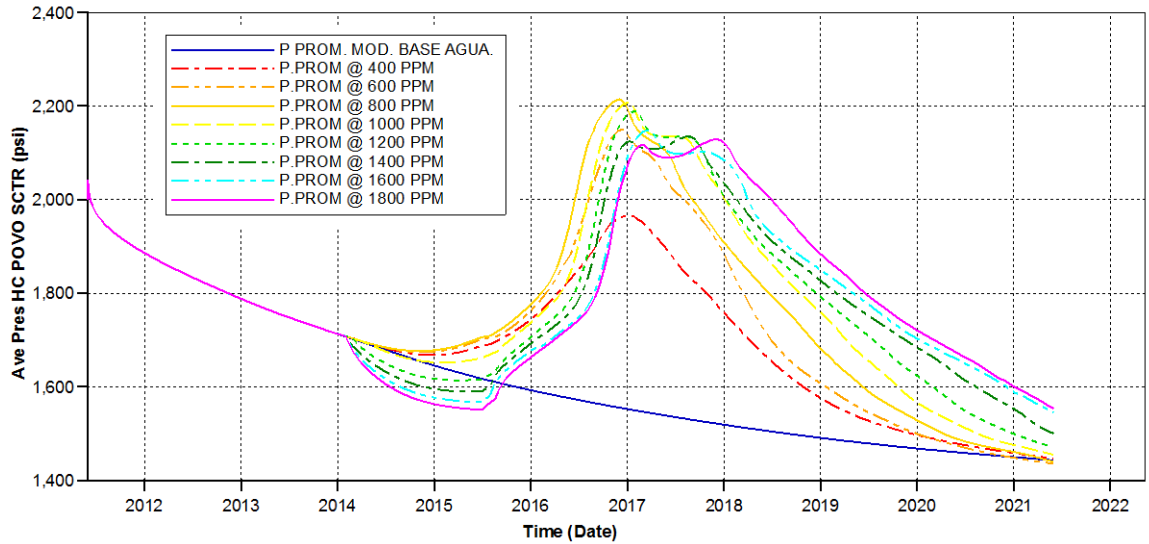


**Fuente:** Simulador Stars – CMG

Muy similar al caso de inyección de 0,1 VP evaluado a las diferentes concentraciones, en la figura 53 se puede notar de nuevo que el corte de agua decrece después del primer año de inyección del polímero, en esta oportunidad disminuye aproximadamente en un 37%. Hasta este momento es válido afirmar que mientras mayor sea la concentración, el frente de desplazamiento del volumen del químico será más estable, evitando que el agua inyectada como post-flujo se sobrepase o irrumpa en los productores e igualmente retardando el incremento del corte de agua. En esta misma imagen, se puede observar que a 400 ppm el comportamiento del corte de agua tiende a tornar a la línea base en el cuarto año de inyección, mientras que para el caso de 1600 ppm, la tendencia al comportamiento base se presenta en el último año del proyecto.

Finalmente para efectos comparativos, se muestran los resultados obtenidos cuando se inyectan 0,3 VP evaluado a las mismas  $C_p$  planteadas para la sensibilidad. En este caso se esperan comportamientos similares de la presión promedio, tasa de producción de aceite, FR y corte de agua, pero considerando rangos más altos de valores.

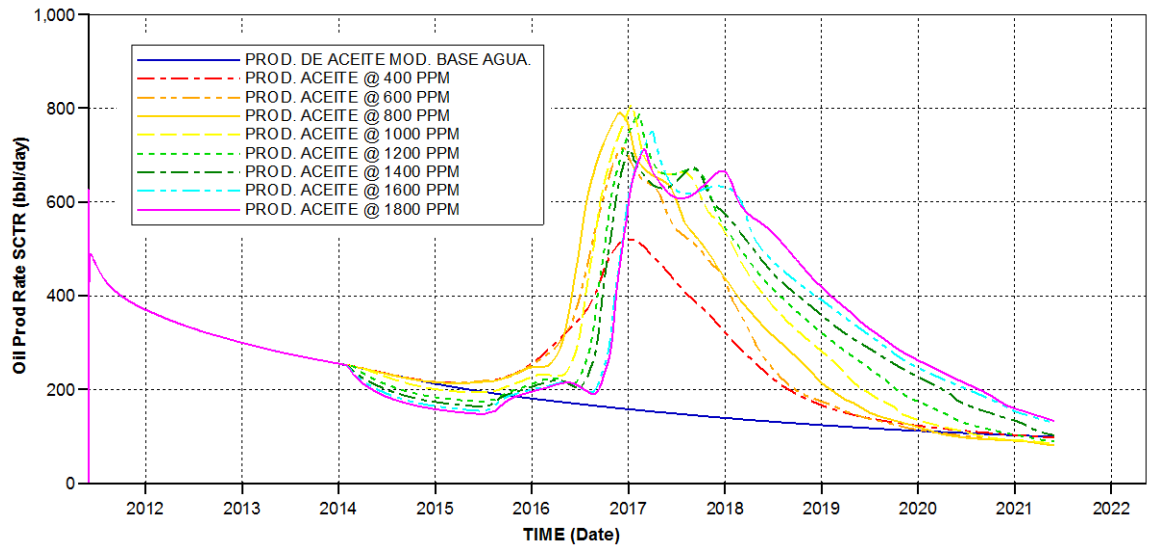
**Figura 54.** Presión bajo sensibilidad de Cp y 0,3 VP inyectados



Fuente: Simulador Stars – CMG

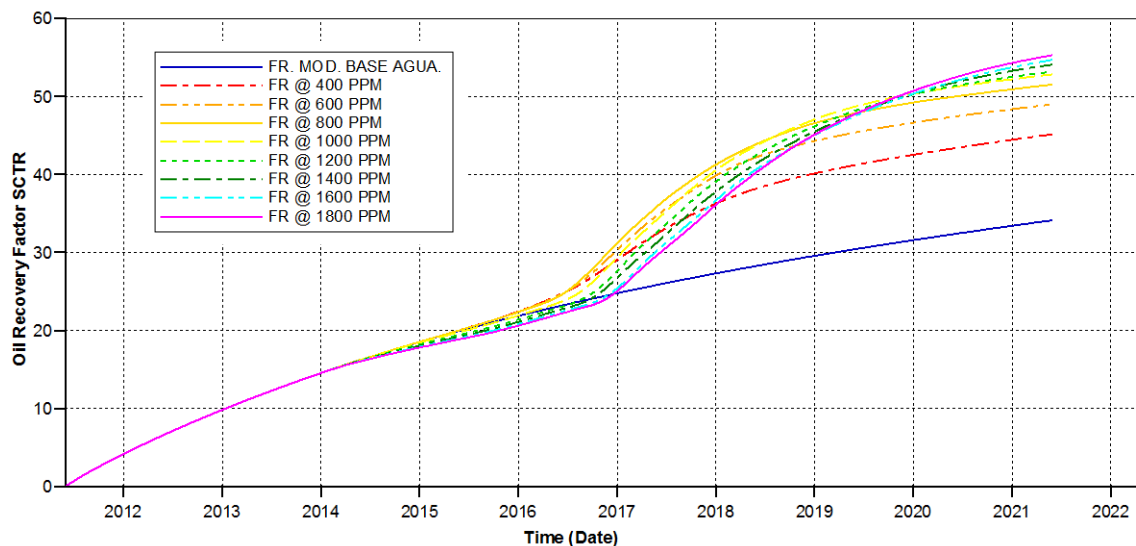
Como se observa en la figura 54, la respuesta del yacimiento al tomar toda la solución viscosa que se está inyectando es un aumento de presión que supera los 2200 psi; mientras que el fluido avanza en el yacimiento, la presión va disminuyendo y cae gradualmente hasta tomar el comportamiento de la línea base.

**Figura 55.** Producción de aceite sensibilidad de Cp y 0,3 VP inyectados



Fuente: Simulador Stars – CMG

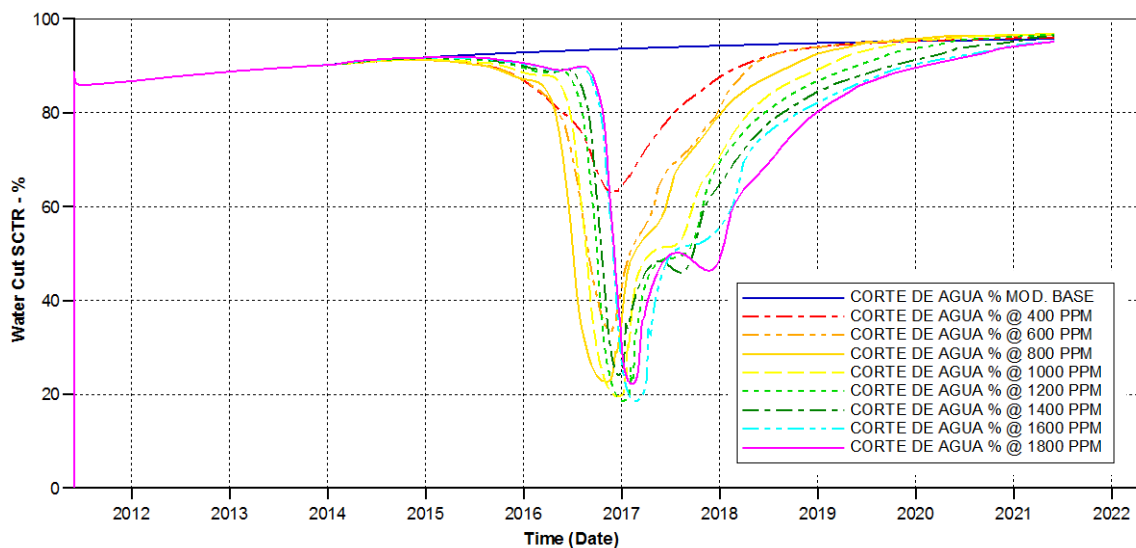
**Figura 56.** Factor de recobro bajo sensibilidad de Cp y 0,3 VP inyectados



Fuente: Simulador Stars – CMG

Las figuras 55 y 56 muestran el aumento de la eficiencia volumétrica que se ve reflejada en una tasa de producción de aproximadamente 800 bbl después del tercer año de la inyección del polímero y un FR incremental del aproximadamente 20% al final del proceso.

**Figura 57.** Corte de agua bajo sensibilidad de Cp y 0,3 VP inyectados



Fuente: Simulador Stars – CMG

La figura 57, muestra una reducción del corte de agua de aproximadamente 62%. Como se expresó en los párrafos anteriores, ya era predeterminado dicho comportamiento; adicionalmente, comparando los diferentes VP inyectados, se afirma que mientras mayor sea la cantidad de fluido desplazado (solución polimérica), mayor será la disminución del corte de agua, esto ocurre debido a que si se envía mayor volumen a una misma tasa de inyección, necesariamente tardará más tiempo y por tanto el tiempo de inyección de agua convencional como post-flujo será menor.

Cómo se mencionó anteriormente, el comportamiento de la presión promedio del yacimiento, la tasa de producción de aceite, el FR y el corte de agua, muestran el mismo comportamiento en cada uno de los VP inyectados, evaluados a las diferentes  $C_p$  propuestas para determinar la eficiencia del proceso<sup>16</sup>.

Entonces, la decisión de inyectar polímero a determinadas condiciones ya sensibilizadas en el modelo conceptual evaluado como tasa de inyección, presión de inyección, VP inyectados, presión de fondo, estratos inyector-productores, y  $C_p$ , será definida a partir de la selección del mejor caso bajo dicho escenario.

### **3.8.2. Selección del mejor caso**

La selección del mejor caso de inyección del polímero debe considerar los valores que mostraron mejor comportamiento al analizar los resultados de cada una de las sensibilidades que se realizaron anteriormente a la tasa de inyección, presión de inyección, BHP y estratos inyector-productores. Para el caso de la sensibilidad realizada a los  $VP_{iny}$  y la  $C_p$ , no basta con seleccionar aquellos valores que mostraron mejor comportamiento; es de gran importancia (como objetivo de este tema de investigación) establecer un criterio económico, el cual está representado

---

<sup>16</sup> Durante la sensibilización de los VP a inyectar en el modelo conceptual, se realizó cada corrida de simulación para los valores de 0.1, 0.15, 0.2, 0.25 y 0.3 VP; de los cuales en este libro solo se muestran los comportamientos más relevantes (0.1, 0.2 y 0.3) considerando que en todos los casos la tendencia de las variables examinadas resultó similar.

tanto por en el volumen de polímero a inyectar como por el petróleo producido al final del proyecto.

Después de revisar detalladamente los resultados obtenidos en cada corrida, se generan los siguientes gráficos (figuras 58 y 59), los cuales son creados a partir de algunas variables de salida que arroja el simulador y cuya finalidad es servir como soporte para dar una justificación sólida y argumentada para la selección del mejor caso de inyección del polímero bajo las condiciones del campo colombiano en estudio.

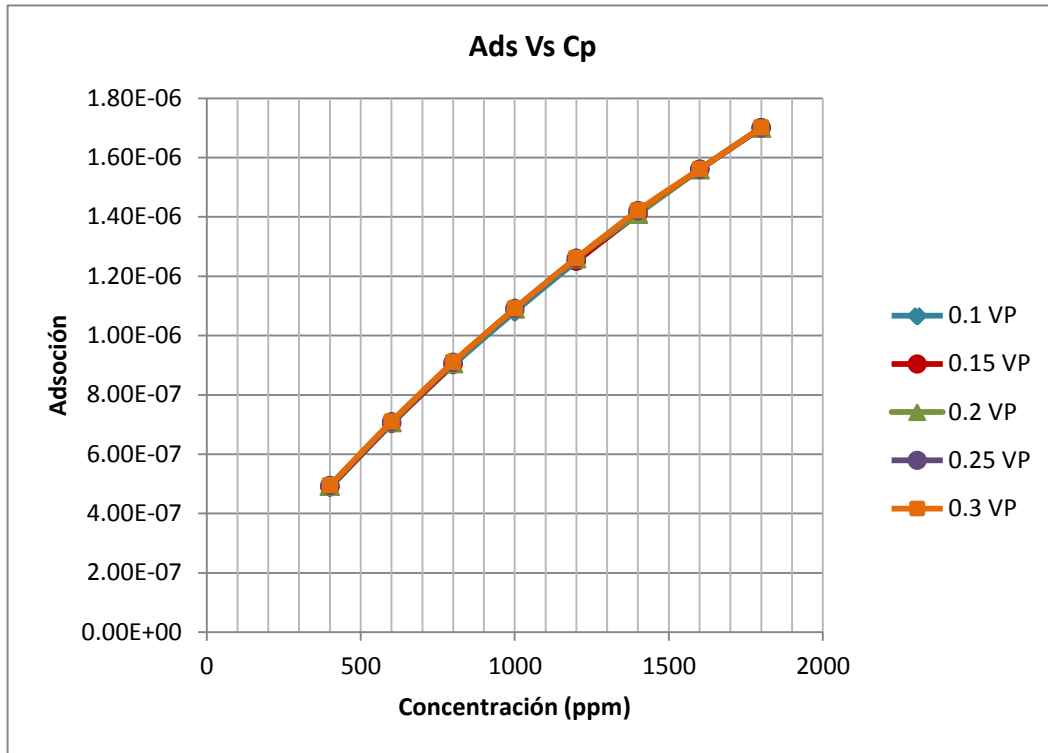
**Tabla 6.** Adsorción total de polímero a las diferentes  $C_p$

	0.1 VP	0.15 VP	0.2 VP	0.25 VP	0.3 VP
Concentración (ppm)	Adsorción total	Adsorción total	Adsorción total	Adsorción Total	Adsorción total
400	4.88E-07	4.90E-07	4.93E-07	4.94E-07	4.95E-07
600	7.02E-07	7.04E-07	7.07E-07	7.09E-07	7.10E-07
800	9.00E-07	9.03E-07	9.06E-07	9.09E-07	9.10E-07
1000	1.08E-06	1.25E-06	1.09E-06	1.09E-06	1.09E-06
1200	1.25E-06	1.25E-06	1.26E-06	1.26E-06	1.26E-06
1400	1.41E-06	1.41E-06	1.41E-06	1.42E-06	1.42E-06
1600	1.56E-06	1.56E-06	1.56E-06	1.56E-06	1.56E-06
1800	1.70E-06	1.70E-06	1.70E-06	1.70E-06	1.70E-06

**Fuente:** Autores. Output data Simulador Stars

En la figura 58, se puede observar que a mayor concentración de polímero ocurre mayor adsorción en el medio poroso. Esto es debido a que existe mayor cantidad de moléculas de polímero que están expuestas a ser adheridas por la superficie rocosa. Además, es posible notar que independientemente del VP que se inyecte, el comportamiento de la adsorción tiende a ser el mismo, lo cual ratifica que dicho parámetro está directamente ligado a las propiedades petrofísicas e interacción roca-fluido.

**Figura 58.** Adsorción Vs Concentración del polímero



**Fuente:** Autores. Output data simulador Stars

Durante los primeros años de inyección del polímero, la tasa de producción de aceite es la misma que la obtenida en la inyección de agua convencional. El petróleo recuperado adicional se observa más tarde durante la vida del proyecto, gracias al incremento de la eficiencia de barrido del yacimiento.

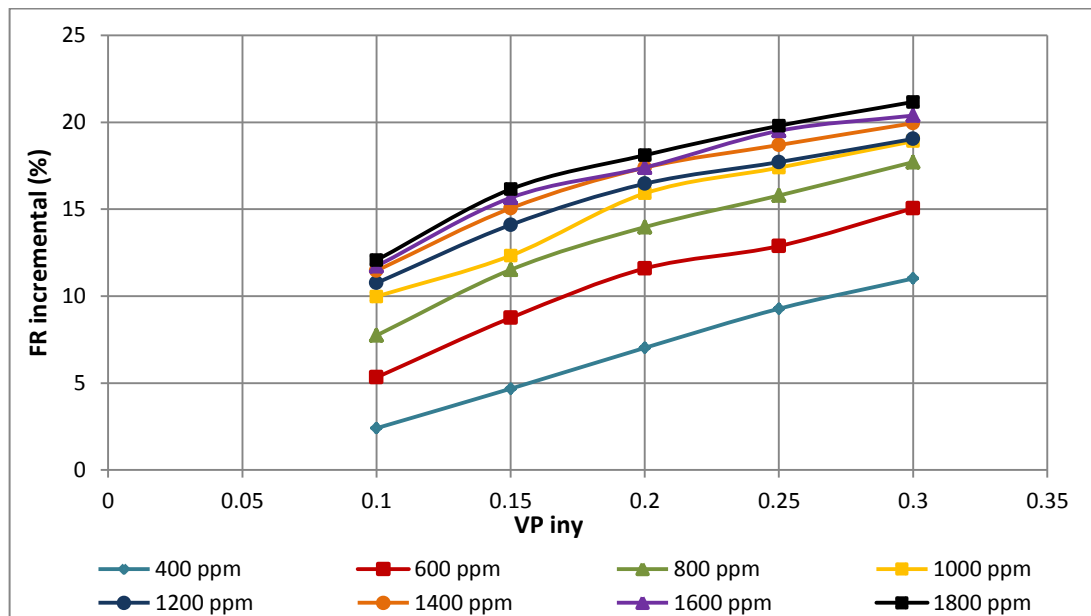
La figura 59, muestra claramente que mientras aumenta la concentración del polímero, las curvas se hacen más juntas entre sí y a medida se inyecta más volumen el FR incremental se hace más pequeño. Dicho esto, se afirma entonces que no es necesario inyectar la mayor cantidad de VP a la más alta concentración para lograr un aumento significativo del FR. De lo contrario el proyecto no sería económicamente viable.

**Tabla 7.** FR incremental de los diferentes  $VP_{iny}$

FR Base = 34.13%	400 ppm	600 ppm	800 ppm	1000 ppm	1200 ppm	1400 ppm	1600 ppm	1800 ppm
VP iny	FR inc (%)	FR inc (%)	FR inc (%)	FR inc (%)	FR inc (%)	FR inc (%)	FR inc (%)	FR inc (%)
0.1	2.4019	5.323	7.736	9.98	10.756	11.462	11.726	12.07
0.15	4.674	8.7486	11.5167	12.33	14.099	15.053	15.658	16.15
0.2	7.0234	11.59	13.972	15.91	16.4657	17.39	17.4	18.109
<b>0.25</b>	9.274	12.88	15.788	<b>17.391</b>	17.711	18.694	19.511	19.8
0.3	11.013	15.0537	17.71	18.912	19.043	19.95	20.388	21.171

**Fuente:** Autores. Output data Simulador Stars

**Figura 59.** FR incremental Vs  $VP_{iny}$



A partir de los argumentos expresados en los párrafos anteriores, el escenario técnicamente viable bajo las condiciones del modelo conceptual es el caso donde se inyectan 0,25 VP a una concentración de 100 ppm.

## **4. EVALUACIÓN FINANCIERA**

El desarrollo de un proyecto de recuperación mejorada conlleva a la evaluación de su factibilidad mediante diferentes criterios. Para fines eficientes y prácticos en un proyecto de este tipo (inyección de polímeros) se utilizan dos puntos de vista: evaluación técnica y evaluación financiera. La evaluación técnica, considera el estudio de los parámetros de yacimiento y los equipos necesarios para la implementación del proceso; y la evaluación financiera considera los resultados financieros que determinan si los beneficios del proyecto suplen la inversión necesaria para su realización y exitoso desarrollo.

La inyección de polímeros, como técnica competitiva adoptada por la industria para dar solución a los problemas presentados en la inyección de agua, ha permitido enfrentar nuevos retos de recuperación mejorada a partir de considerables inversiones con gran retribución económica durante la finalización del proyecto. La evaluación financiera se ve beneficiada por el objetivo de buscar siempre un incremento la producción de aceite en el menor tiempo, lo cual se ve reflejado en la reducción de costos por tiempo de utilización de los equipos en superficie y por tanto una mejora en la economía de proceso.

Al realizar la evaluación financiera de un proyecto de inversión es necesario tener definidos unos criterios de evaluación, los cuales se seleccionan considerando el impacto que estos generan durante la evaluación de la factibilidad. Para fines de esta investigación, se trabajaron los siguientes tres criterios: valor presente neto, tasa interna de retorno y payback o tiempo de recuperación de la inversión.

### **4.1. INVERSIÓN INICIAL**

La inversión inicial incluye los gastos que se generan en la etapa de iniciación del proyecto, en la que se incluyen todos los costos por construcción, promoción y desarrollo del proyecto. Para esta investigación se consideró en la inversión inicial,

los costos de la perforación de 5 pozos verticales (1 iny. – 4 prod.), líneas de producción e inyección y obras civiles. En el proyecto se asumió que las bombas de inyección y tanques contenedores del químico ya existían, debido a que en el campo colombiano, de donde se tomaron los valores promedios estimado de cada inversión ya se aplica este proceso. Adicionalmente, se consideró que todos los equipos de tratamiento ya estaban disponibles e instalados. La tabla 8 muestra la descripción de cada uno de estos.

**Tabla 8.** Costos de perforación 5 pozos verticales

Descripción	Cantidad	US\$/cantidad	Total (US\$)
Locación	1	40.000	40.000
Alquiler de equipo de perforación	20	30.000	500.000
Combustibles y lubricantes	20	480	9.600
Lodo de perforación y aditivos	1	200.000	200.000
Registros	1	16.000	16.000
Cementación	1	76.000	76.000
Casing	1	100.000	100.000
Brocas	1	20.000	20.000
Cañones, equipamiento o liner ranurado	1	120.000	120.000
Sarta de inyección (ft)	1	3200	144.000
Cabeza de inyección	1	20.800	20.800
Equipo de fondo de pozo	1	21.500	21.500
Accesorios	1	12.400	12.400
Otros	1	1.000	1.000
Sistema de levantameinto	1	135.000	135.000
<b>TOTAL</b>			<b>1'416.300</b>

Como de menciono anteriormente, para la inversión inicial se tienen en cuenta todos los gastos asociados al inicio del proyecto. (Tabla 9)

**Tabla 9.** Inversión inicial

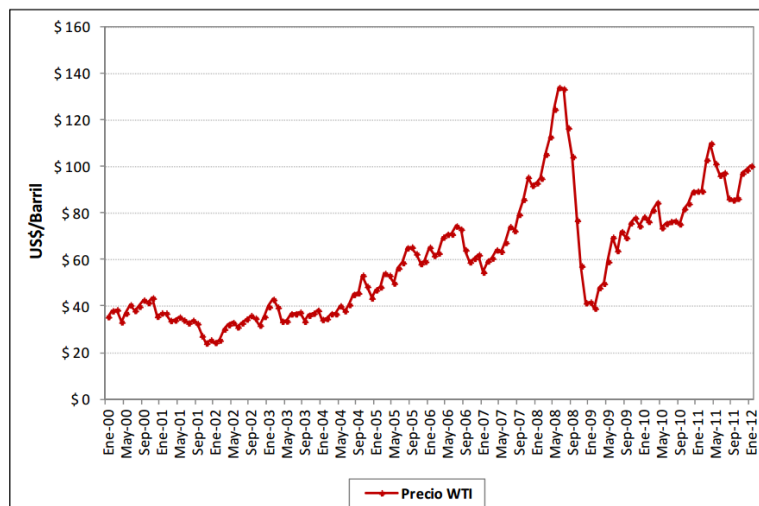
Descripción	Costos (US\$)
Pozos	6'798.240
Bombas de inyección y contenedores de químico	0
Líneas de distribución	21.500
Equipos de tratamiento de agua de inyección	0
Equipos de tratamiento de agua de producción	0
Obras civiles	70.000
<b>TOTAL</b>	<b>6'889.740</b>

## 4.2. INGRESOS

Los ingresos hacen referencia a las ganancias netas adquiridas en el tiempo de producción del proyecto, generalmente está asociado a la producción, motivo por el cual en este caso es importante considerar el petróleo incremental producido con la inyección del polímero respecto al aceite producido con la inyección de agua. El análisis de este resultado será el que permita determinar la rentabilidad y viabilidad de implementar la inyección del químico.

Determinar si se inyecta polímero o no, depende principalmente de la viabilidad económica, para el precio del aceite producido, se tomará el valor a partir del crudo de referencia WTI, el cual es cotizado en la NYMEX (New York Mercantile Exchange). Aunque se trata de solo una estimación, influencias de situaciones políticas y sociales hacen que su precio varíe significativamente. La figura 60 muestra el comportamiento del precio del crudo con el tiempo durante los últimos años. Entonces, para la evaluación económica, se define el valor del precio estándar del crudo que regirá la vida productiva del proyecto como el 40% del precio actual (40US\$/bbl).

**Figura 60.** Precio del crudo WTI



**Fuente:** Departamento de energía de los Estados Unidos, Informe anual Upme (febrero de 2012)

De acuerdo a lo anterior, en la tabla 10 se muestra la producción luego de la inyección del polímero respecto a la producción obtenida de la inyección de agua.

**Tabla 10.** Ingresos por producción

Tiempo (meses)	Producción de inyección de agua	Ingresos (US\$)	Producción de inyección de polímero	Ingresos (US\$)
1	308.365	12'334.600	308.365	12'334.600
2	84.747	3'389.880	84.747	3'389.880
3	70.971	2'838.840	76.049	3'041.960
4	61.581	2'463.240	160.956	6'438.240
5	53.972	2'158.880	217.458	8'698.320
6	47.800	1'912.000	130.849	5'233.960
7	42.812	17'12.480	64.296	2'571.840
8	39.099	1'563.960	39.640	1'585.600
<b>Total</b>	<b>662.025</b>	<b>1'537.986</b>	<b>1'046.684</b>	<b>2'953.276</b>

Los caudales incrementales de aceite consignados en la tabla anterior, necesarios para calcular los ingresos en cada proceso de inyección, fueron obtenidos a partir de los valores del gráfico de la producción acumulada del caso seleccionado tanto técnica y financieramente como el mejor (figura 61).

**Figura 61.** Producción acumulada de aceite – Mejor caso



**Fuente:** Simulador Stars – CMG

### 4.3. EGRESOS

En los procesos relacionados con la extracción de petróleo y particularmente en la inyección de polímeros, se consideran tres grandes grupos que representan los egresos, estos son: Procesos de operación, mantenimiento e impuestos. Dentro de los costos de operación se incluye el tratamiento de agua de inyección (incluyendo el agua para preparación de la solución polimérica), tratamiento de fluidos producidos y consumo de energía por parte de los equipos de inyección.

El dinero destinado a mantenimiento, se invierte con el fin de tener en óptimas condiciones los equipos y herramientas utilizadas en la operación. Los impuestos mencionados anteriormente, consideran regalías e impuestos de renta, los cuales se destinan a la nación que a su vez los distribuye según sus respectivas normatividades. La tabla 11 muestra los indicadores utilizados para el cálculo de egresos del proyecto.

**Tabla 11.** Indicadores financieros para el desarrollo del proyecto

Descripción	Costo
Costo del polímero	6 US\$ lb/bbl
Tratamiento de agua de inyección y preparación de la solución	6 US\$/bbl
Tratamiento de fluidos producidos	0,5 US\$/bbl
Impuesto de renta	33%
Regalías	8%

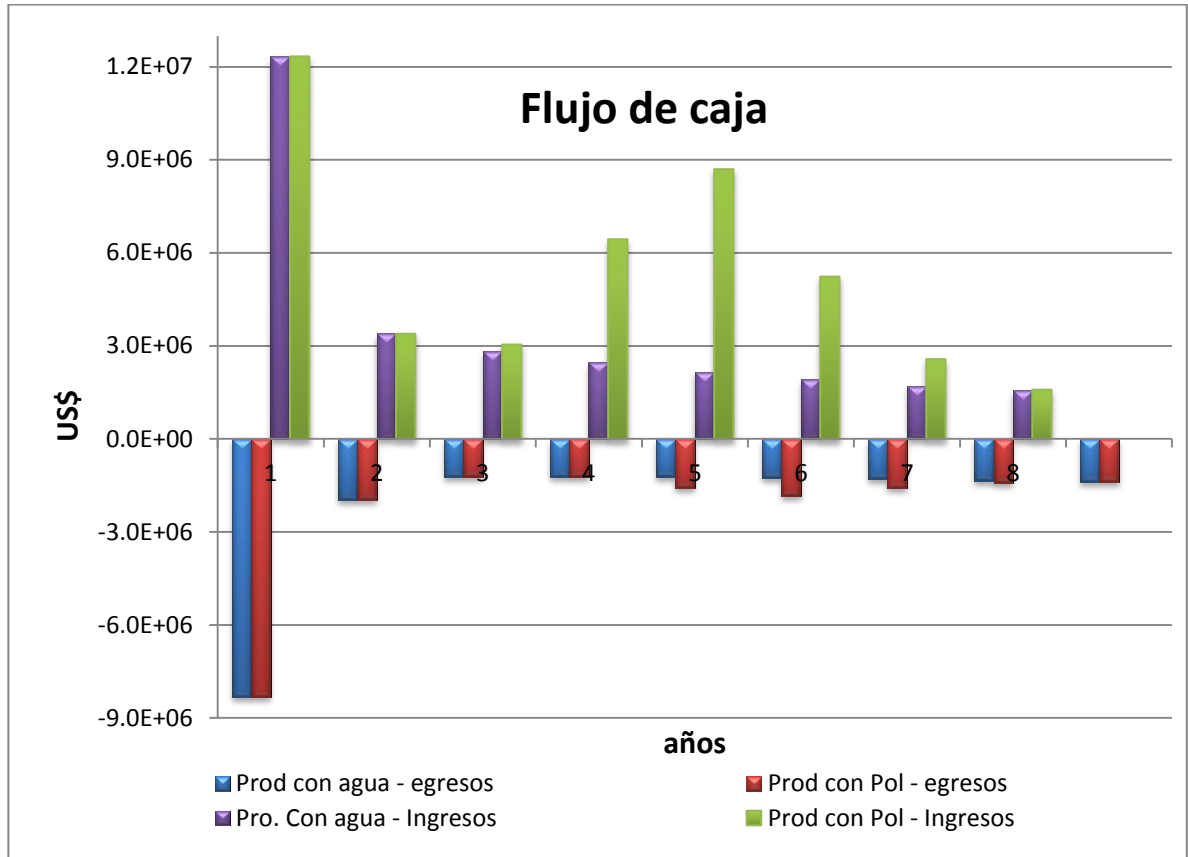
### 4.4. FLUJO DE CAJA

Para la realización de un análisis financiero, es necesario realizar un flujo de caja en el cual se contabilicen la inversión inicial, ingresos y egresos del proyecto, mostrando un estimativo de la rentabilidad del proceso. Para los proyectos de recobro mejorado, por lo general, se tienen en cuenta como ingresos la producción del crudo y como egresos la inversión inicial, costos de tratamiento de agua, fluidos producidos y demás costos operativos de mantenimiento e impuestos.

Ya realizado el balance financiero para la producción obtenida de la inyección de agua y posteriormente los barriles obtenidos de la inyección de polímero, se

muestra el gráfico (Figura 62) relacionando cada uno de estos casos según sus ingresos y egresos.

**Figura 62.** Flujo de caja para producción con agua y polímero



Fuente: Autores

#### 4.5. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Después de conocer la inversión inicial, donde se tienen en cuenta todos los costos asociados a la perforación de los pozos necesarios para crear el patrón donde se evalúa el proceso, la inyección del químico, la infraestructura, obras civiles y después de conocer los flujos de efectivo que el proyecto genera (como los ingresos por venta del petróleo recuperado) y los egresos, que a grandes rasgos tiene que ver con los costos de tratamiento, consumo de combustible y energía, personal de la operación e impuestos, se pueden realizar los cálculos

financieros para determinar la factibilidad y/o rentabilidad de la aplicación de la técnica.

Dentro de los métodos para el análisis financiero de inversiones destacan los siguientes como los más aplicados en el área de recobro mejorado:

#### 4.5.1. Valor Presente Neto (VPN)

Permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, en este caso teniendo en cuenta una tasa o interés igual para todo el tiempo considerado. El cálculo se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{FDC}{(1+i)^n} \quad \text{Ecuación 31}$$

$$FDC = \text{Ganancia neta} - \text{impuestos} \quad \text{Ecuación 32}$$

$$\text{Ganancia neta} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} \quad \text{Ecuación 33}$$

#### 4.5.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

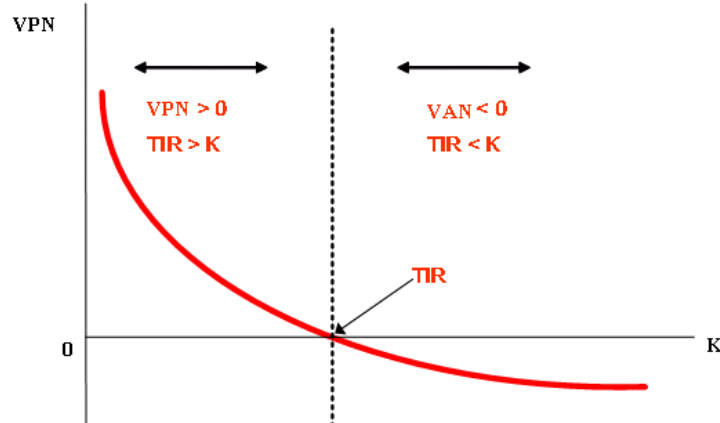
Es la tasa que iguala el valor presente neto a cero, también es conocida como la tasa de rentabilidad y expresa el producto de la reinversión de los flujos netos de efectivo dentro de la operación propia del proyecto o tasa crítica de rentabilidad, cuando se compara con la tasa mínima de rendimiento requerida para un proyecto de inversión específico.

La evaluación de proyectos inversión con base en la tasa interna de retorno, toman como referencia la tasa de descuento. Si la tasa interna de retorno es mayor que la tasa de descuento, el proyecto se debe aceptar pues estima un rendimiento mayor al mínimo requerido, siempre y cuando se reinviertan los flujos netos de efectivo. Por el contrario, si la tasa interna de retorno es menor que la tasa de descuento, el proyecto se debe rechazar pues estima un rendimiento menor al mínimo requerido. Como lo muestra la figura 63, la TIR se puede establecer de manera gráfica con el eje de las abscisas<sup>17</sup>

---

<sup>17</sup> J. Mejía, J. Palma. "Metodología para la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua" Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2008.

**Figura 63.** Tasa interna de retorno y comportamiento del VPN



Fuente: [www.pymesfuturo.com/tiretorno.htm](http://www.pymesfuturo.com/tiretorno.htm)

La expresión matemática para llevar a cabo el cálculo del TIR hallando la tasa de interés, en la cual la suma del valor presente de los flujos de caja, es igual a la inversión inicial, es la siguiente:

$$VPN = 0 = \left[ \frac{FDC1}{(1+i)^1} \right] + \left[ \frac{FDC2}{(1+i)^2} \right] + \left[ \frac{FDC3}{(1+i)^3} \right] + \dots + \left[ \frac{FDCn}{(1+i)^n} \right] - Inv \quad \text{Ecuación 34}$$

Dónde:

*FDC*: flujo de caja

*i*: tasa de interés manejada.

#### 4.5.3. Tasa Promedio de Retorno (TPR)

Es aquélla que representa la forma cómo se recuperará la inversión, en relación con los flujos de caja anuales. Este método relaciona el flujo promedio anual de efectivo y la inversión inicial, mostrando una tasa de rendimiento promedio del proyecto. Para el caso de un solo proyecto, la tasa promedio de retorno es equivalente a la tasa con que se recuperara la inversión a la largo de la vida del mismo. La ecuación para calcular la tasa promedio de retorno o TPR es la siguiente:

$$TPR = \frac{\sum_{t=1}^n \text{FlujosdeCaja} / \text{NúmeroDeAños}(n)}{\text{InversiónInicial}} \quad \text{Ecuación 35}$$

#### 4.5.4. Tiempo de recuperación de la inversión o PAYBACK TIME

Tiempo de repago simple y tiempo de repago ajustado, el cual se refiere al tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente en el proyecto, es decir, procurando que los flujos de caja netos positivos sean ajustables a la inversión inicial.

La ecuación que permite calcular el tiempo de recuperación de la inversión es la siguiente:

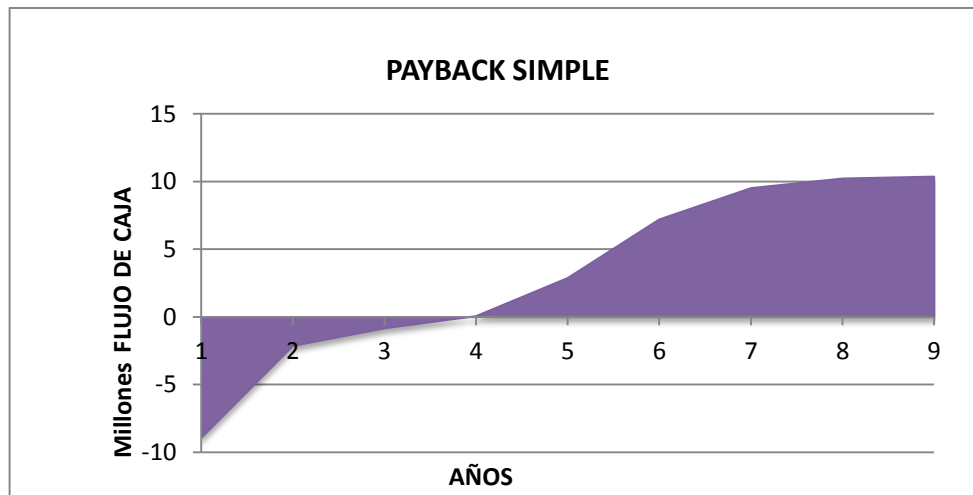
$$PaybackSimple = \frac{InversiónInicial}{FlujoDeEfectivoAnual} \quad \text{Ecuación 36}$$

Para efectos de esta investigación y teniendo en cuenta todas las consideraciones descritas en los párrafos anteriores, se aplican estos dos métodos de manera conjunta con el objetivo de obtener una decisión más acertada que dicte una mejor evaluación para la alternativa de inversión.

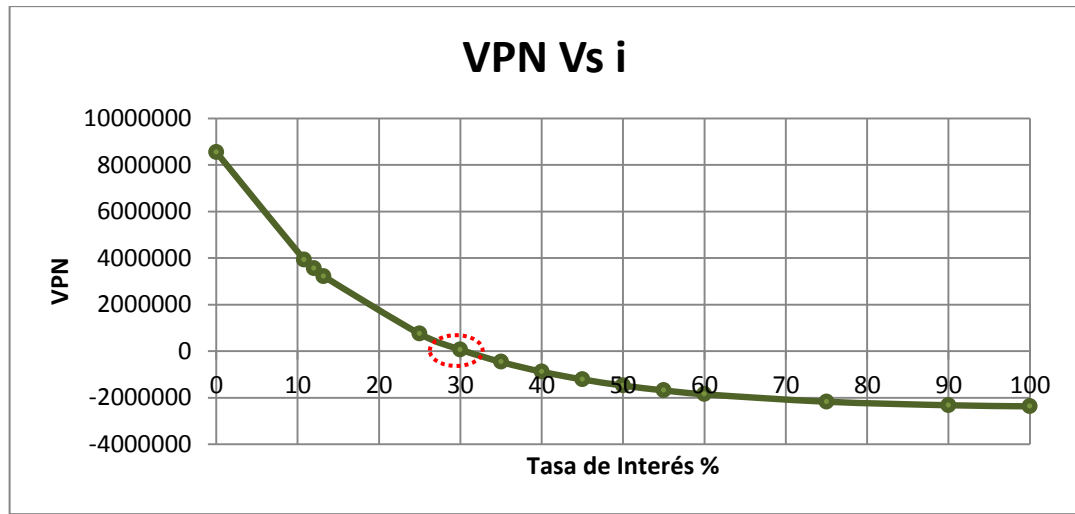
**Tabla 12.** Métodos de evaluación financiera

METODOS DE EVALUACION ECONOMICA		
TASA INTERNA DE RETORNO	30.56%	
VALOR RESENTE NETO	3560509	US\$
TASA PROMEDIO DE RETORNO	26.29	%
PAYBACK SIMPLE	4	años

**Figura 64.** Payback simple – Mejor caso de inyección de polímero



**Figura 65.** Comportamiento del VPN y TIR para producción de inyección de polímero



**Fuente:** Autores

En la tabla 12, se muestran los resultados del análisis con cada criterio financiero para el caso óptimo de inyección de polímero. La figura 64, muestra claramente que el proyecto se paga al cuarto año de inicio de la inyección. Evidentemente, el proyecto se considera muy bueno, debido a que se paga rápidamente generando altos dividendos. Además, en la figura 65 se observa que a tasas de interés relativamente altas ( $i=30,56\%$ ) sigue resultando beneficioso para cualquier inversionista.

## 5. CONCLUSIONES

- ✓ La implementación de un proceso de inyección de polímeros no garantiza la disminución de aceite residual pero si proporciona una mejoría en la eficiencia de barrido volumétrico dentro del yacimiento.
- ✓ Durante la evaluación preliminar y diseño de un piloto de inyección de polímeros es necesario considerar como puntos clave: la temperatura del yacimiento, la química del agua de inyección, específicamente presencia de iones divalente ( $\text{Ca}^{++}$ ,  $\text{Mg}^{++}$ ) y las concentraciones de Fe y otros sólidos del agua de formación para evitar degradación del volumen inyectado.
- ✓ El comportamiento de la presión en cada Sector Model extraído del modelo de simulación del campo no varía significativamente, lo cual puede considerarse como una zona representativa para la evaluación del proceso de inyección de polímeros.
- ✓ Independientemente del volumen poroso inyectado, el comportamiento de la adsorción tiende a ser el mismo y solo aumenta cuando incrementa la concentración. Esto comprueba que dicho parámetro está directamente asociado a las propiedades petrofísicas del medio poroso y la interacción roca-fluido.
- ✓ La relación existente entre el corte de agua con la concentración del polímero y el volumen poroso inyectado es inversa; es decir, cuando se inyectan 0,3 VP a la más alta concentración, se tiene la mayor reducción en porcentaje de agua producida, esto ocurre debido a que no hay canalización, el frente desplazante es más estable y existe menor tiempo para inyección de agua convencional como post-flujo.
- ✓ La evaluación financiera permitió valorar el proyecto de inyección de polímeros como rentable. El beneficio incremental de petróleo obtenido genera flujos de caja significativamente mayores, respecto a la producción con agua convencional, por lo que resulta eficiente implementar el proceso.

## 6. RECOMEDACIONES

- ✓ Evaluar técnicamente el proceso de recuperación en conjunto con otras sustancias químicas como surfactantes o soluciones alcalinas y combinaciones de éstas, las cuales podrían disminuir los requerimientos económicos del polímero y posiblemente aumentar el factor de recobro.
- ✓ Involucrar otros tipos de polímeros, efectos dinámicos de acuíferos (activos/no activos), presencia de fallas y otros patrones de inyección que permitan conocer el amplio alcance y eficiencia de los mismos como método de recobro terciario.
- ✓ Evaluar la viabilidad técnica/financiera de implementar este proceso empleando otras técnicas de inyección como la degradación gradual del polímero con el fin de establecer los beneficios de cada caso.
- ✓ Acoplar las diferentes variables operacionales donde se involucren todos los equipos, la logística que se requiera en el proceso y parámetros económicos que incluyan los costos asociados al mismo con el fin de adicionar un módulo de Inyección de Polímero al software MIIA (propiedad del Grupo de recobro Mejorado).

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. MAYA,G; CASTRO,R; LOBO, A; ORDOÑEZ, A; SANDOVAL,J; MERCADO, D; TRUJILLO,M; SOTO; PÉREZ, H. ECOPETROL S.A. “ESTATUS DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN COLOMBIA”. 2010
2. PARIS DE FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela. 1984; p.313.
3. STRIGHT, J. “The use of polymers for enhanced oil recovery a Review”. Petroleum Recovery Institute. 1976
4. STRIGHT, J. “The use of polymers for enhanced oil recovery a Review”. Petroleum Recovery Institute. 2008.
5. KLEIN, J. y HEITZMANN, R. “Preparation and characterization of carboxyl groups in hydrolyzed polyacrylamide”. Macromolecules.
6. MARTIN, F.D.; SHERWOOD, D. “The effect of Hydrolysis of Polyacrilamide on solution Viscosity, Polymer Retention and Flow Resistance Properties-Part I”. SPE 53339
7. MARTIN, F.D.; SHERWOOD, D. “The effect of Hydrolysis of Polyacrilamide on solution Viscosity, Polymer Retention and Flow Resistance Properties-Part II”. SPE 53340
8. CARCOANA, A. “Applied Enhanced Oil Recovery”. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey. 1992
9. PYE, David J. “Improved Secondary Recovery by Control of Water Mobility”. JPT. 2004
10. PEREZ, Francisco. “Recuperación Mejorada de Petróleo”. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas. 1996. Pag 78-79.
11. PARÍS, M. “Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos”. Segunda Edición. Ediciones Astro Data. Venezuela. 2001.
12. ZHENG, C. G. “Effects of Polymer Adsorption and Flow Behavior on Two-Phase Flowing Porous media”. SPE. Junio, 2000

13. SZABO, M. T. "Laboratory Investigation of Factors Influencing Polymer Flood Performance". SPE. Agosto, 1975
14. MEJÍA, J; PALMA, J. "Metodología para la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua" Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2008.
15. GREEN, D. W. y Willhite, G. P. ENHANCED OIL RECOVERY. SPE textbook serie, Vol 6. Richardson, Texas, 1998. Pag. 100-120.
16. Norma API RP -63. Copyright American Petroleum Institute.
17. COMPUTER MODELING GROUP LTD. User's Guide. Builder. Version 2012
18. BAOJUNBAI, PhD Introduction to EOR processes. Training Course, Work Shop heavy Oil 2012.
19. CHEN FuMing, KIT-tai, NIUJIN Gang. Polymer flooding in Daqing oil field the depth profile technology overview [J]. J Daqing petroleum geology and development, 2004,(5) : 97-99.
20. YINYANLING, Zhangguicai. Chemical water shutoff profile control agent review [J]. Oil and gas geology and recovery 2003 10(6) 64-66.
21. DYKSTRA, H. and PARSONS, R. L.: "The Prediction of Oil Recovery by Water Flood" Secondary Recovery of Oil in the United States, API, 2nd ed., New York, NY (1950).