

**Análisis de las variables de diseño en un proceso de inyección de surfactante-polímero  
(SP) en un modelo heterogéneo mediante simulación numérica**

**Jefferson Ortiz Manrique**

**William Francisco Plata Méndez**

**Trabajo de grado para optar por el título de ingeniero de petróleos**

**Directora:**

**ING. Maika Karen Gambus Ordaz**

**Codirectores:**

**M.Sc. Daniel Fernando Moreno Díaz**

**M.Sc. Jesús Alberto Botett Cervantes**

**Universidad Industrial de Santander**

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas**

**Escuela de Ingeniería de Petróleos**

**Bucaramanga**

**2018**

**DEDICATORIA**

*En primer lugar, quiero dar gracias a todas las personas que me apoyaron y que de una u otra forma contribuyeron para cumplir esta meta.*

*A mi madre María Elizabeth y a mi padre Jesús Antonio que han sido mi apoyo incondicional en todo momento y por los sacrificios que han hecho para que pudiese alcanzar este objetivo. Ellos, con todo el amor me enseñaron el valor de las cosas y han sido el mejor ejemplo a seguir para mí y para mis hermanos.*

*También quiero dedicarles este logro a mis hermanos Edinson Jahir, Milgreth Dayana y Jesús Andrey que han sido mi motivación y porque junto a mis padres son la mejor compañía que pueda tener y siempre me ayudaran en los momentos difíciles.*

*En general, a toda mi familia por esperar siempre lo mejor de mí.*

*En este camino conocí muchas personas, sin embargo, dos de las más importantes y por las que estoy muy feliz de conocer son: mi amiga Angélica María y a su señora madre Nelly Luz Santiago porque fueron de gran ayuda y apoyo y ahora son dos integrantes más de mi familia y que siempre las voy a llevar en mi corazón.*

*A los amigos con los que empecé este sueño y que afortunadamente lo hemos podido cumplir.*

*Jefferson Ortiz Manrique*

**DEDICATORIA**

*Quiero agradecer a todas las personas que se involucraron en mi proceso universitario y que han hecho posible este gran logro en mi vida.*

*En primera instancia quiero dedicar y manifestar mis más infinitos agradecimientos a Dios, por la vida de mi abuelita Rosa Romero quien tanto en la tierra, como ahora en el cielo ha sido mi motor, dándome la motivación y fuerza en el cumplimiento de este sueño, así mismo agradezco a mis padres Amparo y Giovanni y a mi hermana Diana Carolina porque a través de sus esfuerzos y dedicación me han enseñado que los triunfos de la vida, se logran con constancia, empeño y sobre todo amor y he aquí el fruto de mi formación académica y familiar.*

*Deseo dedicar también este logro a mi familia y seres más queridos, en especial a mis tíos María Luisa y Luis Alberto, quienes, a través de sus oraciones, consejos y tiempo me han acompañado todos los días de mi vida.*

*A mis amigos y compañeros, quienes durante todo este camino aportaron su alegría y apoyo para lograr este objetivo.*

*William Francisco Plata Méndez*

## AGRADECIMIENTOS

A la ingeniera Maika Karen Gambús por ser nuestra directora y al ingeniero Samuel Fernando Muñoz Navarro por darnos sus consejos y aportes durante el desarrollo del presente trabajo.

A los ingenieros Daniel Moreno y Jesús Botett por apoyarnos durante todo el proceso de desarrollo de esta investigación además de ser los codirectores de la misma. Gracias a sus aportes se logró cumplir con esta meta.

A todos los compañeros que hacen parte del grupo de investigación de recobro mejorado (GRM) por los consejos y críticas constructivas las cuales fueron de gran ayuda para dar cumplimiento a los objetivos planteados del proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander y a la compañía CMG, los cuales nos dieron las herramientas necesarias para convertirnos en ingenieros y de igual manera fueron indispensables para nuestro desarrollo profesional.

**Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	20
1. Marco Teórico.....	23
1.1 Generalidades .....	23
1.1.1 Recobro mejorado con métodos químicos.....	24
1.1.2 Relación de movilidad .....	26
1.1.3 Tensión interfacial .....	27
1.1.4 Número capilar .....	28
1.2 Inyección de polímeros .....	29
1.2.1 Descripción del proceso.....	29
1.2.2 Generalidades de los Polímeros.....	31
1.2.3 Factores que afectan la inyección de polímeros .....	31
1.2.3.1 Temperatura .....	31
1.2.3.2 Salinidad .....	32
1.2.3.3 Retención en el Medio Poroso .....	32
1.2.3.4 Presencia de Acuífero Activo .....	32
1.2.3.5 Degradación Mecánica.....	32
1.2.3.6 Degradación Bacteriana .....	33
1.2.3.7 Degradación Oxidativa .....	33
1.2.4 Principales polímeros empleados en procesos EOR.....	33
1.2.4.1 Poliacrilamida Hidrolizada (HPAM) .....	34
1.2.4.2 Goma Xantana (Drexler, 2016).....	35
1.2.5 Screening para procesos de inyección de polímeros .....	36
1.3 Inyección de surfactantes .....	37
1.3.1 Surfactantes Empleados.....	38
□ Aniónico: .....	39

<input type="checkbox"/> No iónicos:.....	39
<input type="checkbox"/> Catiónico:.....	40
<input type="checkbox"/> Anfóteros (o de ion híbrido):.....	40
1.3.2 Factores que afectan la Inyección de Surfactantes .....	41
1.3.2.1 Estructura del surfactante.....	41
1.3.2.2 Temperatura .....	42
1.3.2.3 Etapa de inyección de agua.....	42
1.3.2.4 Presencia de bacterias .....	42
1.3.2.5 Salinidad .....	42
1.3.3 Problemas comunes en la Inyección de Surfactantes .....	43
1.3.3.1 Adsorción del Surfactante.....	43
1.3.3.2 Factores que gobiernan la adsorción.....	45
1.3.3.3 Precipitación del Surfactante .....	48
1.3.3.4 Emulsiones.....	48
1.3.3.5 Microemulsiones (ME) .....	50
1.3.4 Screening de la Inyección de Surfactantes .....	52
1.4 Inyección de SP.....	54
1.4.1 Screening para la Inyección de SP .....	59
1.4.2 Variables más influyentes en la inyección de Surfactante-Polímero .....	60
<input type="checkbox"/> Selección de los químicos: .....	60
<input type="checkbox"/> Concentración de los baches: .....	60
<input type="checkbox"/> Tiempo de inyección: .....	60
1.4.3 Casos de estudio de Inyección de Surfactante-Polímero.....	61
<input type="checkbox"/> Campo Glenn Pool, proyecto Berryhill – Oklahoma (USA) .....	62
1.4.3.1 Campo Regular – Texas (USA).....	64
1.4.3.2 Campo El Dorado – Kansas (USA).....	66
1.4.3.3 Piloto sin nombre (ILLINOIS – USA).....	68
1.4.3.4 Desarrollo de inyección de químicos en Colombia .....	70
1.5 Heterogeneidad en los yacimientos.....	74
1.6 Químicos utilizados para el desarrollo de la simulación.....	75
1.6.1 Polímero.....	75
1.6.2 Surfactante .....	76

2. Modelo de simulación.....	77
2.1 Modelo de simulación GRM.....	78
2.1.1 Dimensiones del Modelo GRM.....	78
2.2 Modelo de simulación SP.....	80
2.2.1 Dimensiones del Modelo SP.....	80
2.2.2 Condiciones iniciales y modelo de fluidos del Modelo SP .....	83
2.2.3 Información de los pozos productores.....	88
2.2.4 Ajuste del comportamiento de presión utilizando modificadores de volumen .....	90
2.2.5 Refinamiento del MODELO SP .....	93
2.2.6 Resultados Producción Primaria.....	100
2.3 Inyección de agua.....	102
2.3.1 Inicio Inyección de Agua.....	102
2.3.2 Sensibilidad tasa de inyección .....	103
<input type="checkbox"/> Presión promedio del yacimiento .....	104
<input type="checkbox"/> Tasa de producción de aceite:.....	105
<input type="checkbox"/> Relación de producción agua/aceite (WOR): .....	106
<input type="checkbox"/> Saturación de gas:.....	107
<input type="checkbox"/> Saturación de aceite: .....	108
<input type="checkbox"/> Saturación de agua:.....	109
2.3.3 Problemas en la inyección de Agua.....	110
2.3.4 Soluciones propuestas para la inyección de agua .....	111
2.3.5 Resultados Producción Primaria.....	116
3. Análisis de los resultados.....	118
3.1 Inyección temprana de los químicos .....	119
3.2 Diseño experimental.....	123
3.3 Resultados corridas de simulación .....	125
3.3.1 Inyección de 0.1VP de Surfactante y 0.1VP de Polímero .....	125
3.3.2 Inyección de 0.1VP de Surfactante y 0.3VP de Polímero .....	128
3.3.3 Inyección de 0.1VP de surfactante y 0.5VP de Polímero.....	132
3.3.4 Inyección de 0.25VP de surfactante y 0.1VP de Polímero.....	135
3.3.5 Inyección de 0.25VP de Surfactante y 0.3VP de Polímero .....	138
3.3.6 Inyección de 0.25VP de Surfactante y 0.5VP de Polímero .....	141

---

3.3.7 Inyección de 0.4VP de Surfactante y 0.1VP de Polímero .....	145
3.3.8 Inyección de 0.4VP de Surfactante Y 0.3VP de Polímero .....	148
3.3.9 Inyección de 0.4VP de Surfactante y 0.5VP de Polímero .....	151
3.4 Síntesis de mejores configuraciones de químicos .....	154
3.5 Análisis de los 10 resultados más eficientes evaluando el volumen del modelo .....	157
3.6 Alternativa de inyección temprana de agua.....	158
4. Conclusiones .....	163
5. Recomendaciones .....	165
Referencias Bibliográficas .....	166
Apéndices.....	172

## Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Eficiencia de barrido areal vs Relación de movilidad.....	27
Figura 2. Saturación Residual de Petróleo vs Numero Capilar (NC) .....	29
Figura 3. Proceso Inyección de Polímeros.....	30
Figura 4. Estructura Molécula HPAM.....	34
Figura 5. Estructura Molécula Goma Xantana .....	35
Figura 6. Esquema de la concentración micelar crítica .....	51
Figura 7. Tipos de microemulsiones.....	52
Figura 8. Estados del yacimiento durante la inyección de SP .....	55
Figura 9. Importancia relativa de cada parámetro en una Inyección SP.....	61
Figura 10. Porosidad MODELO GRM.....	79
Figura 11. Permeabilidad MODELO GRM.....	80
Figura 12. Porosidad MODELO SP.....	82
Figura 13. Permeabilidad MODELO SP .....	83
Figura 14. Conversión IMEX-STARS del factor volumétrico de formación del aceite en función de la presión .....	85
Figura 15. Conversión IMEX-STARS de la densidad del aceite en función de la presión .....	85
Figura 16. Conversión IMEX-STARS de la viscosidad del aceite en función de la presión.....	86
Figura 17. Conversión IMEX-STARS de la relación gas-aceite en función de la presión.....	86
Figura 18. Comportamiento de la presión del yacimiento con el tiempo. ....	88
Figura 19. Espaciamiento entre pozos Modelo SP. ....	89
Figura 20. Efecto del VAMOD sobre la presión del yacimiento.....	91
Figura 21. Efecto del VAMOD sobre la tasa de producción de aceite. ....	91
Figura 22. Efecto del VAMOD sobre el factor de recobro de aceite.....	92
Figura 23. Efecto del VAMOD sobre la tasa de producción de gas .....	92
Figura 24. Efecto del tamaño de celda sobre la presión del yacimiento.....	95
Figura 25. Efecto del tamaño de celda sobre la producción de aceite .....	95
Figura 26. Efecto del tamaño de celda sobre la producción de aceite .....	96

Figura 27. Efecto del tamaño de celda sobre la producción acumulada de aceite.....	97
Figura 28. Efecto del VAMOD sobre la presión del yacimiento para el tamaño de celda seleccionado.....	99
Figura 29. Efecto del VAMOD sobre la tasa de producción de aceite para el tamaño de celda seleccionado.....	99
Figura 30. Efecto del VAMOD sobre el factor de recobro de aceite para el tamaño de celda seleccionado.....	100
Figura 31. Comportamiento de la presión del yacimiento para cada escenario de inyección de agua.....	105
Figura 32. Comportamiento de la tasa de producción de aceite para cada escenario de inyección de agua.....	106
Figura 33. Comportamiento de la relación agua-aceite para cada escenario de inyección de agua .....	107
Figura 34. Comportamiento de la saturación promedio de gas para cada escenario de inyección de agua.....	108
Figura 35. Comportamiento de la saturación promedio de aceite para cada escenario de inyección de agua.....	109
Figura 36. Comportamiento de la saturación promedio de agua para cada escenario de inyección de agua.....	110
Figura 37. Vista en 3D canalización Inyección de Agua.....	111
Figura 38. Comportamiento de la presión del yacimiento para las diferentes configuraciones .	112
Figura 39. Comportamiento de la tasa de producción de aceite para las diferentes configuraciones .....	113
Figura 40. Comportamiento de la relación agua-aceite para las diferentes configuraciones.....	113
Figura 41. Comportamiento de la producción acumulada de aceite para las diferentes configuraciones.....	114
Figura 42. Comportamiento de la saturación promedio de aceite para las diferentes configuraciones.....	115
Figura 43. Respuesta de la Producción Acumulada de Aceite a la Inyección de químicos en diferentes años.....	121
Figura 44. Respuesta de la Tasa de Producción Instantánea a la Inyección de químicos en diferentes años.....	122
Figura 45. Respuesta de la Saturación de Aceite a la Inyección de químicos en diferentes años .....	123
Figura 46. Presión casos 0.1VPs-0.1VPp.....	127
Figura 47. Producción Acumulada de Aceite casos 0.1VPs-0.1VPp.....	127

Figura 48. Tasa de Producción de Aceite casos 0.1VPs-0.1VPp.....	128
Figura 49. Corte de Agua casos 0.1VPs-0.1VPp.....	128
Figura 50. Presión casos 0.1VPs-0.3VP .....	130
Figura 51. Producción Acumulada de Aceite casos 0.1VPs-0.3VP .....	131
Figura 52. Tasa de Producción de Aceite casos 0.1VPs-0.3VP.....	131
Figura 53. Corte de Agua casos 0.1VPs-0.3VP .....	132
Figura 54. Presión casos 0.1VPs-0.5VP .....	133
Figura 55. Producción Acumulada de Aceite casos 0.1VPs-0.5VP .....	134
Figura 56. Tasa de Producción de Aceite casos 0.1VPs-0.5VP.....	134
Figura 57. Corte de Agua casos 0.1VPs-0.5VP .....	135
Figura 58. Presión casos 0.25VPs-0.1VP .....	136
Figura 59. Producción Acumulada de Aceite casos 0.25VPs-0.1VP .....	137
Figura 60. Tasa de Producción de Aceite casos 0.25VPs-0.1VP.....	137
Figura 61. Corte de Agua casos 0.25VPs-0.1VP .....	138
Figura 62. Presión casos 0.25VPs-0.3VP .....	139
Figura 63. Producción Acumulada de Aceite casos 0.25VPs-0.3VP .....	140
Figura 64. Tasa de Producción de Aceite casos 0.25VPs-0.3VP.....	140
Figura 65. Corte de Agua casos 0.25VPs-0.3VP .....	141
Figura 66. Presión casos 0.25VPs-0.5VP .....	143
Figura 67. Producción Acumulada de Aceite casos 0.25VPs-0.5VP .....	143
Figura 68. Tasa de Producción de Aceite casos 0.25VPs-0.5VP.....	144
Figura 69. Corte de Agua casos 0.25VPs-0.5VP .....	144
Figura 70. Presión casos 0.4VPs-0.1VP .....	146
Figura 71. Producción Acumulada de Aceite casos 0.4VPs-0.1VP .....	147
Figura 72. Tasa de Producción de Aceite casos 0.4VPs-0.1VP.....	147
Figura 73. Corte de Agua casos 0.4VPs-0.1VPp.....	148
Figura 74. Presión casos 0.4VPs-0.3VPp .....	149
Figura 75. Producción Acumulada de Aceite casos 0.4VPs-0.3VP .....	150
Figura 76. Tasa de Producción de Aceite casos 0.4VPs-0.3VP.....	150
Figura 77. Corte de Agua casos 0.4VPs-0.3VP .....	151
Figura 78. Presión casos 0.4VPs-0.5VP .....	152
Figura 79. Producción Acumulada de Aceite casos 0.4VPs-0.5VP .....	153

---

Figura 80. Tasa de Producción de Aceite casos 0.4VPs-0.5VP.....	153
Figura 81. Corte de Agua casos 0.4VPs-0.5VP .....	154
Figura 82. Comportamiento de presión con la inyección de agua a 1000 psi .....	160
Figura 83. Producción acumulada de aceite con la inyección de agua a 1000 psi .....	161
Figura 84. Tasa de producción de aceite con la inyección de agua a 1000 psi.....	161
Figura 85. Corte de agua con la inyección de agua a 1000 psi.....	162

## Lista de Tablas

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Ventajas y desventajas de los procesos de inyección de químicos.....	25
Tabla 2. Comparación de Polímeros más utilizados en la industria Petrolera.....	36
Tabla 3. Screening Proceso de Inyección de Polímeros .....	37
Tabla 4. Características de los surfactantes cuando varía el pH .....	46
Tabla 5. Criterios de screening para la inyección de surfactantes .....	53
Tabla 6. Screening de la inyección de SP .....	59
Tabla 7. Concentración y tamaño de bache del campo Glenn Pool.....	62
Tabla 8. Propiedades del yacimiento y el fluido del campo Glenn Pool .....	63
Tabla 9. Concentración y tamaño de baches del campo Regular (Texas) .....	64
Tabla 10. Propiedades del yacimiento y el fluido del Campo Regular.....	65
Tabla 11. Concentración y tamaño de baches del campo El Dorado.....	67
Tabla 12. Propiedades del yacimiento y el fluido del campo El Dorado.....	67
Tabla 13. Tamaños y concentraciones de baches .....	69
Tabla 14. Propiedades del yacimiento y el fluido del campo .....	69
Tabla 15. Tamaños y concentraciones de baches .....	72
Tabla 16. Propiedades del yacimiento y el fluido del campo .....	73
Tabla 17. Dimensiones del “Modelo GRM”.....	78
Tabla 18. Condiciones iniciales y propiedades de los fluidos “Modelo SP”.....	83
Tabla 19. Comparación entre los datos de la literatura y los resultados del modelo PVT de CMG .....	87
Tabla 20. Condiciones operativas de los pozos productores .....	89
Tabla 21. Escenarios de refinamiento MODELO SP .....	94
Tabla 22. Tiempo de simulación para cada escenario .....	98
Tabla 23. Aspectos relevantes de le etapa de producción primaria .....	101
Tabla 24. Tasas de inyección de Agua a Sensibilizar .....	103
Tabla 25. Configuraciones de Solución a la inyección de Agua .....	111
Tabla 26. Aspectos relevantes de le etapa de inyección de agua.....	116
Tabla 27. Rango de aplicación del polímero .....	118
Tabla 28. Rango de aplicación del polímero .....	118
Tabla 29. Conversión VP a Tiempo.....	119
Tabla 30. Diseño Experimental.....	124
Tabla 31. Mejores Resultados según Factor de Recobro .....	155
Tabla 32. Mejores Resultados según Saturación de Aceite .....	156
Tabla 33. ....	158
Tabla A-34. Valores máximos y mínimos para el ajuste de la porosidad.....	172
Tabla A-35. Valores máximos y mínimos para el ajuste de la permeabilidad .....	173

**Lista de Apéndices**

	<b>Pág.</b>
Apéndice A. ....	172
Apéndice B. Resultados de simulación.....	176

## Resumen

**Título:** Análisis de las variables de diseño en un proceso de inyección de surfactante-polímero (SP) en un modelo heterogéneo mediante simulación numérica\*.

**Autores:** Jefferson Ortiz Manrique  
William Francisco Plata Méndez\*\*

**Palabras Clave:** Surfactante; Polímero; Recuperación Mejorada De Petróleo; Concentración; Tamaño De Bache; Simulación Numérica De Yacimientos

### DESCRIPCIÓN:

Los métodos de recobro mejorado con agentes químicos para la disminución de la saturación residual de petróleo y como agentes de control de movilidad, tal como los surfactantes y los polímeros, ayudan a tener una mejor eficiencia de barrido volumétrico que la que se lograría con una inyección convencional de agua la cual tiene como desventaja la desfavorable relación de movilidad. El proceso de inyección de surfactante-polímero depende ampliamente de muchos factores de la roca y de los fluidos presentes en el yacimiento, los cuales pueden hacer desfavorable el proceso. Por lo tanto, el presente estudio muestra una sensibilidad en las variables de diseño, concentración y tamaño de baches de los químicos, ya que estas dos variables son las más importantes técnica y económicamente. Primeramente, se realiza una revisión de las variables más importantes del proceso para entender los principios de funcionamiento del proceso y posteriormente analizar los resultados obtenidos. Así mismo, mediante revisión bibliográfica, se muestra algunos proyectos desarrollados en campo a nivel mundial y un piloto desarrollado en Colombia, de los cuales se tendrá en cuenta las concentraciones y los tamaños de baches inyectados con el fin de escoger el rango de aplicación de dichos parámetros para así desarrollar la sensibilidad de los mismos en el presente proyecto. Luego, se desarrolla el modelo conceptual de simulación, el cual es heterogéneo y una de sus principales características es que cuenta con una zona de mayor permeabilidad, asemejando dicho modelo a los yacimientos que pueden encontrarse en la vida real. La simulación se desarrollará en el módulo de simulación STARS de la compañía CMG. Finalmente se analizan los resultados, los cuales muestran que el polímero es el químico que más influencia tuvo en cuanto a la variable objetivo que es el factor de recobro, dando como resultado un 46,86% de recuperación incremental. De igual manera, este químico marcó tendencias en los resultados evaluados de acuerdo a la concentración del mismo para cuando la cantidad del químico inyectado es mayor a 25% de VP.

---

\*Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ph.D. Maika Karen Gambús. M.Sc. Daniel Fernando Moreno Díaz. M.Sc. Jesús Alberto Botett Cervantes

**ABSTRACT**

**Title:** Analisis of design variables of an injection process of surfactant-polymer (sp) in a heterogeneous model through numerical simulation.\*

**Authors:** Jefferson Ortiz Manrique  
William Francisco Plata Méndez\*\*

**Keywords:** Surfactant; Polymer; Enhanced Oil Recovery; Concentration; Volume Bache; Reservoir Numerical Simulation.

**DESCRIPTION:**

The chemical enhanced oil recovery for the reduction of residual oil saturation and as mobility control agents, such as the surfactants and polymers, help to have better volumetric sweep efficiency unlike wich would be achieved with a conventional waterflooding which has as disadvantage the unfavorable mobility relationship. Surfactant-polymer injection process depends largely on many factors of the rock and the fluids presents in the reservoir, which can make the process unfavorable. Thus, the present investigation shows a sensitivity in the design variables, the chemicals concentration and size slug, since these two variables are the most important technically and economically. Firstly, a review is made of the most important variables of the process to understand the operating principles of the same and then analyze the results obtained. Likewise, by means of a bibliographic review, some proyects developed in field worldwide and a pilot developed in Colombia are shown, which Will take into account the concentrations and slug size injected in order to choose the application range of said parameter to develop the sensivity of the same in the present Project. Then, the conceptual simmulation model is developed, which is heterogeneous and one of its main characteristics is that it has an greater permeability zone, resembling the model to the reservoirs that can be found in real life. Simulation will develop in the STARS simulation modelo of CMG commpany. Finally the results are analyzed, which show that the polymer is the chemical that had the most influence in terms of the objective variable that is the recovery factor, resulting in a 46.86% recovery incremental. In the same way, this chemical mark trends in the results evaluated according to the concentration of same when the amount of the chemical injectd is greater than 25% of VP.

---

\*Bachelor Thesis

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ph.D. Maika Karen Gambús. M.Sc. Daniel Fernando Moreno Díaz. M.Sc. Jesús Alberto Botett Cervantes

## Introducción

Los métodos de recobro mejorado (EOR, por sus siglas en inglés) tienen un rol muy importante dentro de la vida productiva de los yacimientos debido al agotamiento de las reservas de petróleo, la poca inversión en nuevas exploraciones y por lo tanto el bajo nivel de descubrimiento. Así pues, se hace necesario aumentar el factor de recobro en los yacimientos que han estado produciendo hace varios años. Lo anterior se debe a los bajos precios del crudo en los últimos años, conllevando a que las inversiones que se realcen para mejorar la producción se enfoquen en yacimientos maduros.

Los métodos de recuperación secundaria y terciaria son las técnicas que juegan un papel importante en la vida de los campos, ya que estas aportan energía al yacimiento para que el petróleo pueda llegar a superficie cuando la energía natural del yacimiento es insuficiente para cumplir dicha función.

La inyección de químicos, como método de recuperación terciaria, es uno de los más utilizados a nivel mundial, ya que los pilotos desarrollados a escala macro han mostrado muy buenos resultados de aceite incremental, favoreciendo el factor de recobro ya que más del 50% del POES (Petróleo original en sitio) queda atrapado en los poros de la roca debido a las fuerzas viscosas y fuerzas capilares presentes en todos los yacimientos. Los métodos químicos utilizados en la recuperación de hidrocarburos son: inyección de polímeros, surfactantes, álcalis y la combinación de estos. Es muy importante hacer un estudio técnico-financiero de la implementación de químicos para determinar cuál es el compuesto a inyectar que mejor eficiencia tendrá bajo las limitaciones

de screening, el valor del químico y la cantidad de petróleo que se extrae. Los principales objetivos que se buscan al implementar la inyección de un químico son: reducir la tensión interfacial, aumentar la viscosidad del agua, disminuir la saturación residual de petróleo y por lo tanto lograr un incremento en la producción de aceite crudo.

Por lo anterior, la inyección de surfactante y polímero es una técnica utilizada en varios campos a nivel mundial puesto que el surfactante al reducir la tensión interfacial y, posiblemente, alterar la mojabilidad de las rocas, además el polímero al actuar como agente de control de movilidad, mejoraran la eficiencia de barrido volumétrico donde otros procesos no han sido eficientes debido a factores como la heterogeneidad del medio poroso y relaciones de movilidad desfavorables.

Para desarrollar proyectos de este tipo primero se debe realizar un estudio de laboratorio donde se prueben diferentes químicos con la finalidad de escoger los que mejor desempeño tengan de acuerdo a las condiciones de presión, temperatura, salinidad, dureza, reducción de la tensión interfacial, entre otros factores que pueden afectar el desempeño de los químicos, haciendo que se degraden, adsorban y/o absorban en el medio poroso volviendo el proceso ineficiente. Seguidamente se realiza la evaluación del proceso mediante simulación numérica para tener una idea de lo que puede ocurrir dentro del yacimiento y, por lo tanto, optimizar variables de diseño como tasa de inyección, presiones de operación de los pozos inyectoros y productores, concentraciones de los químicos, cantidad de químico a inyectar, entre otras muchas variables que influyen el comportamiento de los químicos.

Por lo anterior, el objetivo principal del presente trabajo es desarrollar un análisis del tamaño de los baches y la concentración de un proceso de inyección de surfactante-polímero, teniendo en cuenta que, estas dos variables de diseño, son las más importantes a la hora de evaluar si este tipo de proyectos es viable técnica y económicamente. Así pues, este libro está dividido en 4 capítulos,

donde cada capítulo hace referencia a cada uno de los objetivos planteados del proyecto. En el primer capítulo se hizo una revisión bibliográfica para conocer los conceptos y fundamentos teóricos con los cuales se pueda entender el comportamiento de los químicos y posteriormente desarrollar el análisis de los resultados. También se hizo una revisión de la aplicación de la técnica en campos a nivel mundial y a nivel nacional, para finalizar con la descripción de los químicos utilizados en el desarrollo del proyecto. El capítulo 2 consiste en el desarrollo del modelo conceptual de simulación, el cual se describe detalladamente, así como los resultados preliminares de la producción primaria de este, la cual, es ajustada de acuerdo a la literatura de un estudio realizado en un campo colombiano. En este capítulo también se desarrolla la inyección de agua y la solución a problemas que se presentan debido a la heterogeneidad del modelo y también debido a una zona de mayor permeabilidad presente en el mismo. Seguidamente, en el tercer capítulo se menciona las configuraciones de concentración y tamaño de bache propuestas, así como el diseño experimental, para dar cumplimiento con el objetivo principal del proyecto para finalmente, realizar el análisis de los resultados obtenidos mediante la simulación numérica, teniendo en cuenta la cantidad de aceite recuperado (factor de recobro), la producción de aceite (tasa de producción y producción acumulada), la saturación de aceite y el corte de agua.

## 1. Marco Teórico

### 1.1 Generalidades

Los métodos de recobro mejorado son muy importantes cuando la energía del yacimiento ha disminuido lo suficiente como para impedir la producción de los fluidos presentes en él; o también cuando los métodos primarios y/o secundario ya no son rentables para la extracción de los fluidos, por lo tanto, la implementación de un método de recobro mejorado se hace necesario para que la vida de un yacimiento se pueda extender por muchos años más.

Gracias a la energía del yacimiento y a un gradiente de presión que se genera cuando se perfora un pozo, se facilita el movimiento del crudo a través de los poros de la roca. Cuando la presión del yacimiento es más grande que la presión hidrostática dentro del pozo, los fluidos pueden llegar hasta superficie con un pequeño aporte de energía del yacimiento. Esta energía la provee él o los mecanismos de empuje presentes. Los mecanismos de empuje son: capa de gas, gas en solución, segregación gravitacional, acuífero y expansión roca-fluido.

Después que se le ha retirado fluidos al yacimiento, este empieza a perder energía. Cuando esta energía no es suficiente para que los fluidos lleguen hasta superficie, es decir, la presión hidrostática dentro del pozo es mayor a la presión de yacimiento, .se debe utilizar un método de levantamiento artificial con el fin de proporcionar la energía suficiente para que los fluidos dentro del pozo puedan ser llevados hasta superficie. Estos métodos se complementan también con la

inyección de agua y gas en el yacimiento para aumentar y/o mantener la presión, siendo la inyección de agua el método más utilizado como método de recuperación secundaria.

Cuando al implementar los sistemas anteriormente nombrados para mantener la producción no son rentables, se hace necesaria una tercera etapa conocida como métodos de recobro mejorado EOR, que es implementada cuando el yacimiento ha sido sometido a una recuperación secundaria, aunque hay casos en los cuales se pasa directamente en una recuperación primaria a la terciaria. También se puede dar el caso que la explotación del yacimiento se empiece con una recuperación terciaria debido a las características del campo.

Estas técnicas de recobro mejorado se clasifican en: métodos químicos, métodos térmicos, inyección de gases y métodos microbiológicos.

Este trabajo se enfocará en un estudio acerca de los métodos químicos como método EOR, por lo que se hará un mayor énfasis en este tema.

**1.1.1 Recobro mejorado con métodos químicos** La inyección de químicos como método de recuperación terciaria es uno de los más utilizados a nivel mundial, ya que los pilotos desarrollados a escala macro han mostrado muy buenos resultados de aceite incremental, favoreciendo el factor de recobro, debido al petróleo que queda atrapado en los poros de la roca por las fuerzas viscosas y fuerzas capilares presentes en todos los yacimientos.

Los métodos químicos utilizados en la recuperación de hidrocarburos son: inyección de polímeros, surfactantes, álcalis y la combinación de estos. Es muy importante hacer un estudio técnico-financiero de la implementación de químicos para determinar cuál es el compuesto a inyectar que mejor eficiencia tendrá bajo las limitaciones de screening, el valor del químico y la

cantidad de petróleo que se extrae. La siguiente tabla muestra un análisis basado en el trabajo propuesto por Al-Mjeni (2011) sobre los procesos de recobro químico.

Tabla 1.

*Ventajas y desventajas de los procesos de inyección de químicos*

Proceso	Ventajas	Desventajas	Factor de Recobro (%)
Polímero	Soporte de presión	Inyectividad	5
	Mejoramiento del barrido	Estabilidad	
		Alta salinidad	
Surfactante	Soporte de presión	Inyectividad	10
	Reducción de la IFT	Estabilidad	
	Alteración de la mojabilidad	Alta salinidad	
		Retención	
Álcali-Surfactante-Polímero (ASP)	Soporte de presión	Disponibilidad química	15
	Mejoramiento del barrido	Inyectividad	
	Reducción de la IFT	Estabilidad	
	Alteración de la mojabilidad	Alta salinidad	
		Retención	
		Disponibilidad química	

Nota Tomado de: AL-MJENI, Rifaat. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR?, OILFIELD REVIEW. 2011. p.22.

Los principales objetivos que se buscan al implementar la inyección de un químico son: reducir la tensión interfacial, aumentar la viscosidad del agua, disminuir la saturación residual de petróleo y por lo tanto lograr un incremento en la producción de aceite crudo. Es por ello que a continuación se va a definir algunos conceptos importantes que se tendrán en cuenta en el desarrollo de este proyecto.

**1.1.2 Relación de movilidad** Se basa principalmente en el concepto de movilidad, que según Schlumberger (Schlumberger, s.f.) se define como la relación entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de la fase. La Relación de Movilidad es un parámetro muy importante, ya que involucra la movilidad de la fase de agua y de la fase de petróleo de la siguiente manera:

$$M_r = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} \quad (1)$$

Donde  $\lambda_w$  es la movilidad del agua (fase desplazante) y  $\lambda_o$  es la movilidad del petróleo (fase desplazada).

El control de movilidad en procesos de recobro mejorado químico, busca principalmente modificar la movilidad de la fase desplazante aumentando la viscosidad del agua. Esto causa una reducción de la Relación de Movilidad que se ve reflejado en una mejor eficiencia de barrido areal en el yacimiento, como se evidencia en la siguiente grafica descrita por AHMED (Ahmed, 2000):

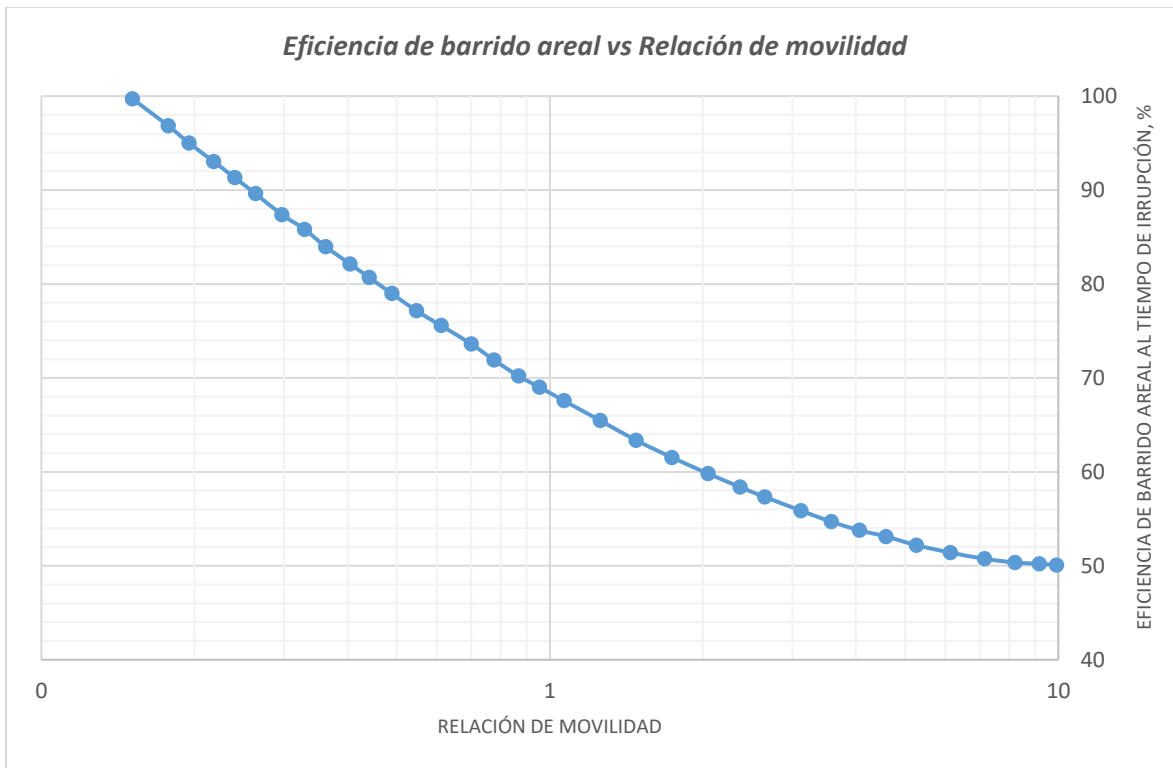


Figura 1. Eficiencia de barrido areal vs Relación de movilidad

**1.1.3 Tensión interfacial** Se define como la fuerza de atracción que aplican dos fluidos inmiscibles sobre el borde o perímetro de la interfase que los separa. las moléculas de la interfase entre dos líquidos inmiscibles están sometidas a fuerzas de magnitudes diferentes a las que están en las moléculas del centro de cada uno de los líquidos. La ITS además define los contactos dentro del yacimiento.

Durante procesos de inyección de agua maduros, se tiene una tensión interfacial a niveles altos que impide el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores. Es por este motivo, que en procesos de recobro mejorado químico con la inyección de surfactantes en el yacimiento, se busca disminuir a niveles bajos el petróleo residual, disminuyendo la tensión interfacial.

**1.1.4 Número capilar** Se define como la relación entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares. Para un líquido que fluye, se tienen las siguientes consideraciones:

- Si  $NC \gg 1$ , entonces las fuerzas viscosas predominan sobre las fuerzas capilares.
- Si  $NC \ll 1$ , entonces las fuerzas viscosas son despreciables comparadas con las fuerzas capilares.

El número capilar se puede calcular así:

$$N_c = \frac{F_v}{F_c} = \frac{v\mu}{\sigma}$$

Donde  $F_v$  y  $F_c$  son fuerzas viscosas y capilares, respectivamente;  $v$  es la velocidad intersticial del fluido desplazante;  $\mu$  es la viscosidad del fluido desplazante; y  $\sigma$  es la tensión interfacial entre la fase desplazante y la desplazada.

Según Stegemeier (Silva C., 2016), la saturación residual de petróleo está relacionada con el número capilar de manera inversa, teniendo que cada vez que el  $NC$  aumenta, el  $S_{or}$  disminuye. Este comportamiento se puede observar a través de la siguiente gráfica:

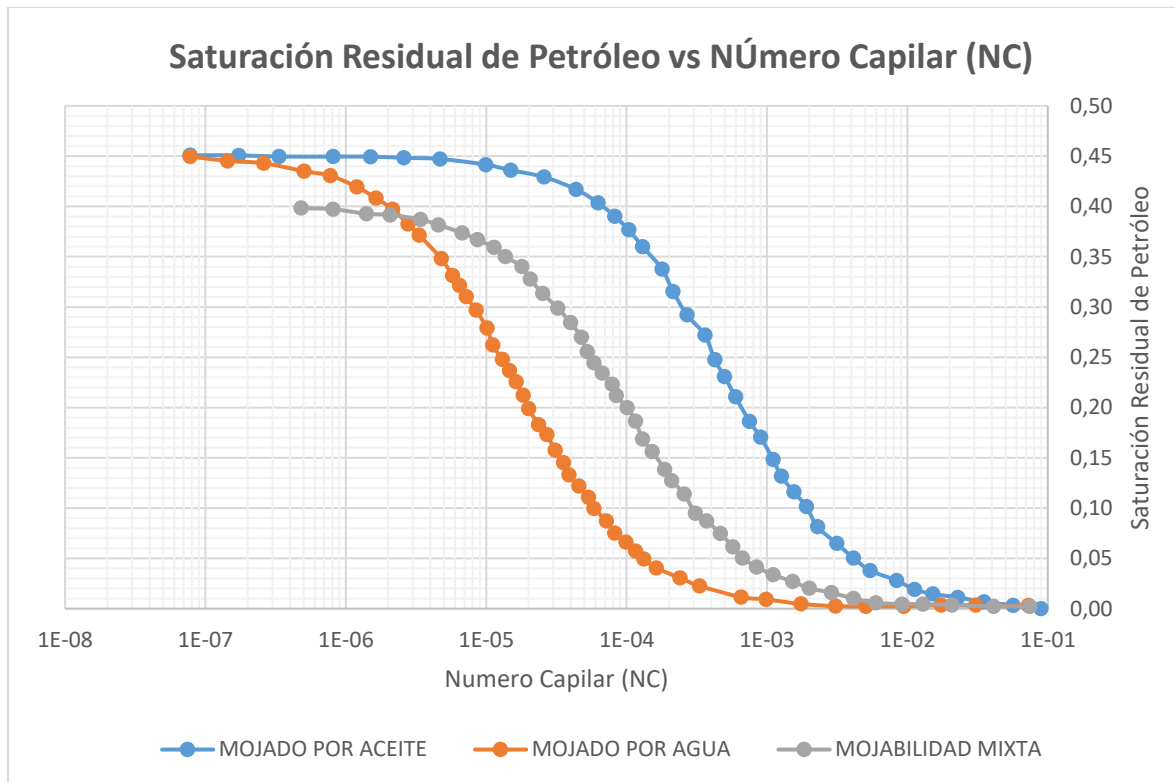


Figura 2. Saturación Residual de Petróleo vs Numero Capilar (NC)

Nota Tomado de: Exploration and production technologies. Disponible en: <<https://www.netl.doe.gov/research/oil-and-gas/project-summaries/completed-ep-tech/de-fc26-04nt15529->>>

## 1.2 Inyección de polímeros

**1.2.1 Descripción del proceso** La inyección de polímeros se define como una modificación de los procesos de inyección de agua (Paris De Ferrer, 1984, pág. 313), ya que el agua al ser inyectada presenta una mayor movilidad con respecto al petróleo. Es por lo anterior, que este proceso consiste en adicionar al agua de inyección, polímeros de alto peso molecular que modifican su viscosidad permitiendo controlar el frente de desplazamiento haciéndolo más estable, dando como resultado, un mejoramiento en la eficiencia de barrido areal y vertical.

La implementación de procesos de inyección de polímeros es aplicada cuando se presenta una relación de movilidad de inyección de agua y heterogeneidad del yacimiento alta.

La razón de movilidad agua-petróleo se logra reducir con el gran aumento de la viscosidad que proporciona el adicionar polímeros al agua produciendo una reducción en la permeabilidad efectiva del agua, lo cual permite un frente de fluido desplazante más estable, logrando un mejor barrido en el yacimiento y por tanto un mayor desplazamiento de aceite (Fragozo & Paz Giraldo, 2014). El efecto de la heterogeneidad del yacimiento también es controlado en gran manera, a causa de la estabilidad que genera el frente de barrido con la solución polimérica.

El proceso anteriormente descrito, es explicado a través del siguiente esquema (Figura 3)

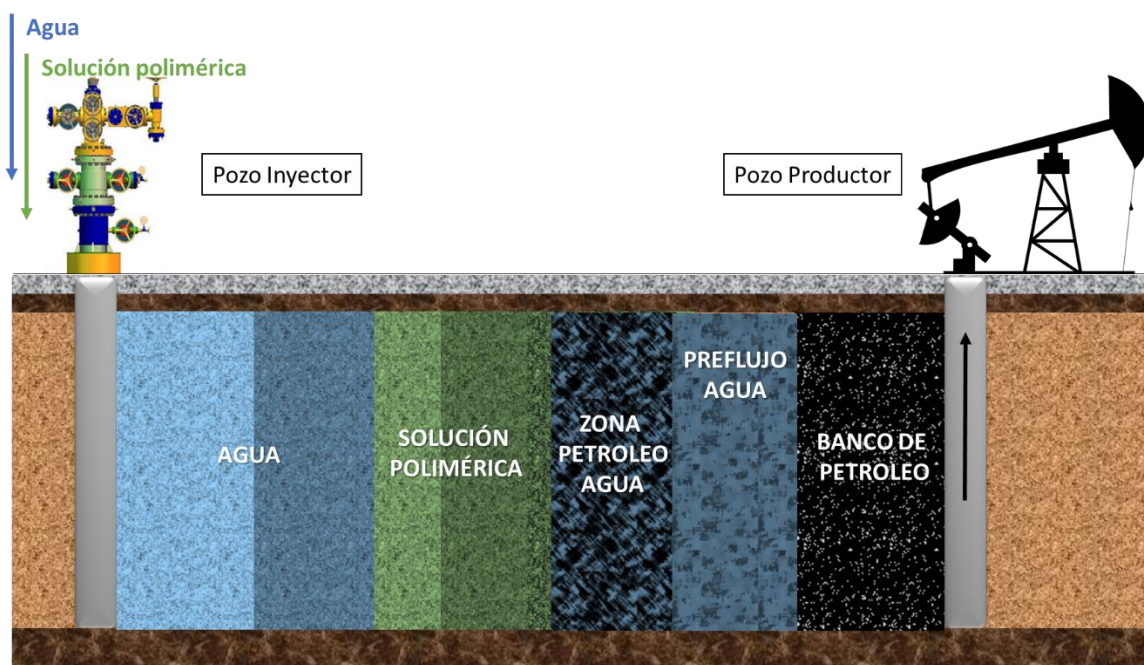


Figura 3. Proceso Inyección de Polímeros

Nota: Modificado de PARIS DE FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela. 1984.

**1.2.2 Generalidades de los Polímeros** Los polímeros, son macromoléculas compuestas por una o varias unidades químicas (monómeros) que se repiten a lo largo de toda una cadena (Lopez, 2004). Estos, aumentan la viscosidad de la solución acuosa básicamente por la interacción de las moléculas del polímero con las del solvente, ya que estas son grandes y largas y tienen más posibilidades de movimiento que las moléculas menores, lo cual maximiza el contacto y la interacción con las moléculas del solvente. Por tanto, la presencia de polímeros hace que la disipación de la energía mecánica por medio de la fricción entre moléculas en forma de calor sea mayor, dando como resultado mayor viscosidad, debido a que es directamente proporcional a la energía disipada.

**1.2.3 Factores que afectan la inyección de polímeros** Las soluciones poliméricas al estar expuestas a las condiciones que presenta el yacimiento, deberían mantenerse estables durante todo el proceso de inyección, comportándose de manera ideal. La realidad está, en que existen diversos factores que afectan las propiedades de la solución polimérica en el yacimiento, causando que su efectividad no sea la esperada y en algunos casos, que dicha solución se degrade totalmente. A continuación, se presentará los factores más influyentes que afectan las soluciones poliméricas en el yacimiento.

**1.2.3.1 Temperatura** Los polímeros son afectados cuando son sometidos a altas temperaturas, variando su composición. Además, las soluciones poliméricas pierden viscosidad con el aumento de la temperatura (Fragozo & Paz Giraldo, 2014). Se debe tener en cuenta a la hora de preparar la solución, no solo la temperatura máxima a la que será sometida sino también el tiempo de exposición.

**1.2.3.2 Salinidad** La presencia de agua de formación en el yacimiento que por lo general tienen alta salinidad y altos contenidos de cationes divalentes (como el  $\text{Ca}^{++}$  y  $\text{Mg}^{++}$ ), afectan la viscosidad de la solución, generando también precipitación del polímero. Las poliacrilamidas son más afectadas a condiciones altas de salinidad, con respecto a los biopolímeros.

**1.2.3.3 Retención en el Medio Poroso** Son las pérdidas de solución polimérica dentro del yacimiento. Pueden presentarse por tres causas:

- **Adsorción:** En términos generales, es un proceso donde una sustancia se adhiere sobre una determinada superficie, en un intento por neutralizar o satisfacer las fuerzas de atracción existentes entre la solución polimérica y la roca (Ariza C. & Bautista R., 2017).
- **Retención Mecánica:** Sucede por la retención de las moléculas del polímero en los poros de la roca. Produce taponamiento en los poros, reduciendo la permeabilidad en el medio poroso.
- **Retención Hidrodinámica:** Hace referencia a pérdidas de solución polimérica a causa de canales de flujo preferencial.

**1.2.3.4 Presencia de Acuífero Activo** La presencia de un acuífero activo es desfavorable en procesos de inyección de polímeros, a causa que el potencial del pozo es suficiente con esta energía natural, haciendo innecesaria e injustificada la inversión.

**1.2.3.5 Degradación Mecánica** Esta degradación puede ocurrir durante la inyección del polímero, preparación de la solución y/o transporte de la misma al estar sometida a esfuerzos. Los factores que contribuyen son de carácter viscoso y elástico, ya que los polímeros presentan carácter

visco-elástico (Drexler, 2016). Las altas velocidades de inyección provocan la pérdida de la viscosidad por el rompimiento de las cadenas de polímeros.

**1.2.3.6 Degradación Bacteriana** Esta degradación trae como consecuencia una rápida destrucción de la cadena de carbohidratos causando precipitación. Afecta significativamente los biopolímeros por lo que es necesario inyectar también un bactericida como el formaldehído para controlar el crecimiento bacterial.

**1.2.3.7 Degradación Oxidativa** Se debe a la presencia de oxígeno en el medio poroso por el agua de inyección, reaccionando con los radicales libres de la cadena polimérica generando reacciones de oxidación. Estas reacciones causan pérdida de la viscosidad de la solución con el tiempo. Los componentes ferrosos actúan como catalizadores de esta reacción, ya que producen radicales libres.

**1.2.4 Principales polímeros empleados en procesos EOR** Varias actividades de investigación han desarrollado muchos tipos de polímeros para uso en EOR por más de 20 años (Abidin, Puspasari, & Nugroho, 2012). Los diferentes polímeros utilizados para inyectar en procesos de recobro mejorado, deben funcionar de manera muy estable y estar preparados para soportar las diferentes condiciones de yacimiento. Es por lo anterior, que la selección del polímero nos permite conocer las características que logren cumplir con el objetivo de reducir la relación de movilidad del agua y, además, conocer los diferentes problemas que se puedan presentar según sus propiedades. Vamos a presentar los principales polímeros usados en la industria de los hidrocarburos.

**1.2.4.1 Poliacrilamida Hidrolizada (HPAM)** Es un polímero sintético que se da del producto de la reacción de la acrilamida con una base fuerte, sustituyendo parte de los grupos amida por grupos carboxilo, dando como resultado una sal sódica que al disolverse en agua de un catión sodio y un anión polimérico (Drexler, 2016). Presenta gran adsorción en la roca, por lo cual es parcialmente hidrolizada para reducir las pérdidas de polímero. El grado de hidrolisis óptimo que maximiza la viscosidad de la solución de HPAM en agua está en el rango de 30 – 40 %.

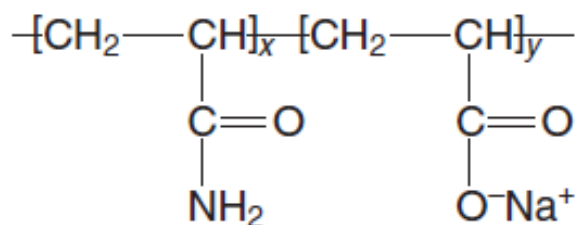


Figura 4. Estructura Molécula HPAM

Nota. Tomado de: Sheng, J. (2011) Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and practice. Elsevier.

La temperatura acelera el hidrolisis en la HPAM. Una vez que las temperaturas en el yacimiento aumentan con la profundidad, el polímero inyectado en él será sometido a un aumento de temperatura. Como la poliacrilamida posee cargas negativas y su cadena es flexible, ella responde fuertemente a las interacciones con los electrolitos presentes en el medio acuoso. Por tanto, la forma y las propiedades del HPAM son muy sensibles a la salinidad y a la dureza, lo que dan como consecuencia la precipitación del polímero. El producto es generalmente comercializado en polvo o en emulsión agua-aceite (Drexler, 2016).

**1.2.4.2 Goma Xantana (Drexler, 2016)** Es un biopolímero producido por la bacteria “*Xantomonas campestris*”, su cadena principal es compuesta de monómeros de glucosa con uniones glicosídicas beta. Por lo anterior, las secuencias de carbohidratos presentes en las cadenas laterales dan las propiedades diferenciadas de la Goma Xantana. Su estructura es la siguiente:

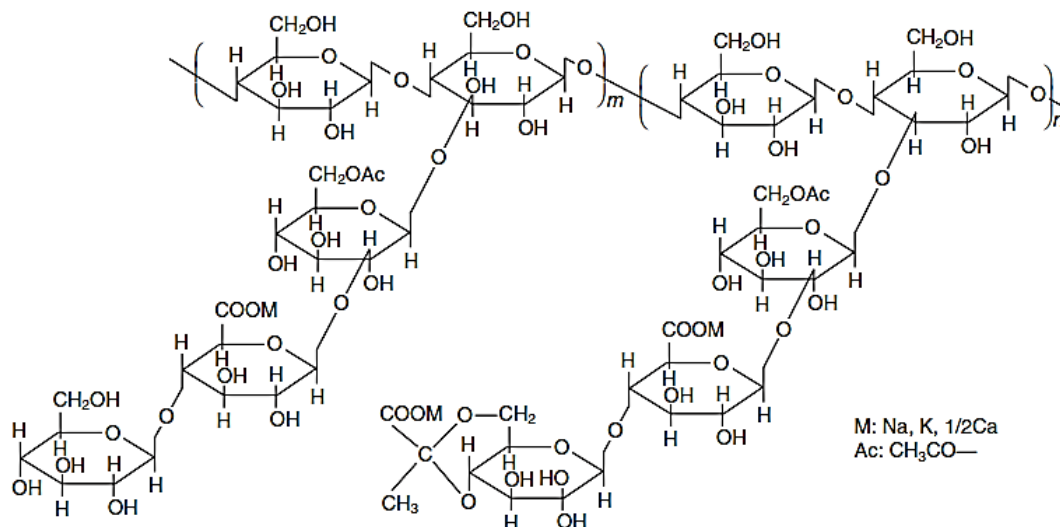


Figura 5. Estructura Molécula Goma Xantana

Nota. Tomado de: Sheng, J. (2011) *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and practice*. Elsevier.

Cuando la temperatura aumenta, la Goma Xantana pasa de una estructura helicoidal organizada a una estructura espiralada aleatoria causando que la viscosidad disminuya rápidamente. Esa transición afecta sus propiedades, estabilidad y comportamiento reológico. Además, el aumento de la salinidad incrementa la temperatura en la cual la transición acontece y es relativamente compatible con la mayoría de los tensoactivos y otros aditivos de fluido de inyección usados en procesos de recobro mejorado (Abidin, Puspasari, & Nugroho, 2012). Es producida en polvo y también en concentración acuosa.

A continuación, en la tabla 2 se presentará una comparación de los polímeros más utilizados en la industria de los hidrocarburos:

Tabla 2.

*Comparación de Polímeros más utilizados en la industria Petrolera*

Hpam	Goma xantana
1.5 – 3 USD/Kg	3.5 – 5 USD/Kg
Estructura flexible	Estructura rígida con cierta flexibilidad
Baja tolerancia a la salinidad	Mayor tolerancia a la salinidad
Menor adsorción en arenas.	Mayor adsorción en arenas.
Estabilidad térmica por encima de los 100°C	Estabilidad térmica hasta los 100°C
Menor estabilidad mecánica	Mayor estabilidad mecánica
Mayor estabilidad microbiológica	Mayor estabilidad microbiológica

Nota. Tomado de: Drexler, S. (2016) Métodos Especiais De Recuperação de Petróleo. UFRJ. Rio de Janeiro, Brasil.

**1.2.5 Screening para procesos de inyección de polímeros** La inyección de polímeros ha sido una técnica con bastante acogida a nivel mundial, siendo un método muy maduro con más de 40 años de aplicaciones convirtiéndola en una técnica efectiva para la extracción de hidrocarburos (Abidin, Puspasari, & Nugroho, 2012). A continuación, se presentará específicamente las características óptimas para que un proceso de inyección de polímeros sea viable:

Tabla 3.

*Screening Proceso de Inyección de Polímeros*

<b>PARÁMETROS DEL FLUIDO</b>	
Gravedad °API	13 - 42
Viscosidad (cp)	0.4 - 4000
Composición	No crítica
<b>PARÁMETROS DEL YACIMIENTO</b>	
Saturación de Petróleo (%)	34 - 82
Porosidad (%)	10.4 - 33
Espesor Neto (ft)	No crítica
Profundidad (ft)	700 - 9460
Razón de Movilidad	2 - 10
Permeabilidad (mD)	1.8 - 5500
Factor de Heterogeneidad	0.5 - 0.85
Temperatura (°F)	74 - 237.2
Agua	Salinidad preferiblemente baja
Litología	Preferiblemente areniscas

Nota. Tomado de: Fragozo, M. Paz Giraldo, J. (2014) Evaluación Técnico-Financiera de la inyección de polímero en un yacimiento colombiano de crudo pesado. Universidad Industrial de Santander.

### 1.3 Inyección de surfactantes

La palabra surfactante proviene del término en inglés “surfactant” – “surface-active-agent” (Norman, 2007) que traduce, agente de superficie o tensoactivo.

Son compuestos orgánicos formados del petróleo y otros aditivos, los cuales tienen la característica de poseer una cabeza hidrosoluble (soluble en agua) y una cola liposoluble (soluble en aceite), y gracias a esta característica permite que el surfactante se ubique en la interface agua-

aceite con el fin de reducir la tensión interfacial y los dos fluidos puedan moverse con mayor facilidad.

Como se acaba de mencionar, el principal objetivo de la inyección de surfactantes, como método de recuperación terciaria, es reducir la tensión interfacial hasta valores ultrabajos (0,0001 mN/m) a los cuales, teóricamente, es desplazado todo el petróleo que se encuentra atrapado por fuerzas capilares (Ariza C. & Bautista R., 2017). Cuando se presenta un exacto equilibrio de afinidades entre el surfactante, el agua y el petróleo, es cuando se alcanzan los valores ultrabajos de tensión interfacial y en base a esta condición, el número capilar se eleva lo suficiente como para permitir que el aceite atrapado en los poros de la roca se haga móvil y pueda ser desplazado de manera miscible con la ventaja de tener una mejor movilidad y no se va a presentar segregación gravitacional, logrando mayor recuperación de petróleo.

En la práctica es común que el surfactante vaya acompañado de un bache de polímero que se inyecta posterior a este, con el fin de tener un mejor control en la movilidad ya que el polímero aumenta la viscosidad del agua y el frente de desplazamiento va a ser más uniforme. Con base en lo anterior se logra mejorar la eficiencia de desplazamiento areal y la eficiencia volumétrica, las cuales están ligadas al factor de recobro.

La combinación de surfactante-polímero tiene el potencial de remover una gran cantidad de petróleo remanente después de un proceso de inyección de agua convencional, por lo tanto, alcanzar eficiencias de recobro considerables (Ariza C. & Bautista R., 2017).

**1.3.1 Surfactantes Empleados** Los surfactantes se clasifican de acuerdo a la naturaleza iónica del grupo principal, es decir de acuerdo a su comportamiento liposoluble e hidrosoluble, en:

- **Aniónico:** este tipo de surfactante se caracteriza porque al disolverse en el agua forma iones cargados negativamente. Por lo general contienen grupos solubles como sulfatos o sulfonatos de sodio. La solución es neutra desde el punto de vista eléctrico, lo que significa que existe un balance entre las cargas negativas y positivas (Ponce P., 2013)

Dentro de los surfactantes aniónicos se encuentran los sulfonatos de petróleo, los cuales son los de mayor uso y se obtienen como productos de refinería. Estos se caracterizan porque se pueden obtener en grandes cantidades y su valor económico no es alto además tienen una actividad interfacial alta.

Los sulfonatos sintéticos también hacen parte de este grupo de surfactantes, ellos se obtienen de la sulfonación de un compuesto orgánico puro, son más costosos que los anteriores, pero tienden a ser más efectivos en el desplazamiento de aceite (Jiménez M., 2009)

Otra característica de este tipo de surfactante es que presenta poca retención por adsorción dentro del yacimiento. La adsorción de los surfactantes aniónicos en carbonatos, se puede reducir mediante el aumento del pH por encima de 8,5 para cambiar la carga superficial de negativo a positivo (Silva C., 2016).

- **No iónicos:** Se caracterizan porque en solución acuosa no forman enlaces iónicos, son utilizados principalmente como co-surfactante para reducir la tensión interfacial gracias a sus propiedades tensoactivas. Estos tipos de surfactantes son menos afectados por la salinidad por lo que se mezclan con otros surfactantes para dar mayor resistencia contra los esfuerzos a los que son sometidos dentro del yacimiento. Los poli-alcoholes y el poli-glicol se encuentran en esta categoría, se caracterizan porque controlan la viscosidad de la solución, así como también el comportamiento de la fase (Jiménez M., 2009).

- **Catiónico:** En solución acuosa se disocian formando un anión del tipo halogenuro y un catión orgánico anfífilo. Estos surfactantes se utilizan ocasionalmente como método EOR ya que son adsorbidos en las superficies arcillosas debido a la carga negativa que tienen los minerales arcillosos y a la carga positiva que tiene el surfactante, con base en lo anterior, estos resultan ser más costosos por las pérdidas por adsorción que se presentan. Sin embargo, son utilizados en yacimientos carbonatados porque este tipo de surfactante tiene la capacidad de cambiar la mojabilidad de la roca para que tengan una preferencia al agua y de este modo se favorece el proceso de imbibición.
- **Anfóteros (o de ion híbrido):** Su característica principal es que en su grupo polar están compuestos por un catión y un anión. Una mezcla de dos o más de las clases anteriores. Su carácter iónico depende del pH en que se encuentre, ya que si su pH es ácido entonces es un surfactante de tipo catiónico pero si el pH es alto es de tipo Aniónico. Algunos de estos son insensibles al pH. Al igual que los surfactantes catiónicos, estos suelen ser más costosos por lo tanto su aplicación es limitada a usos particulares.

Los surfactantes aniónicos son los más utilizados en procesos químicos EOR gracias a su baja adsorción en los yacimientos de areniscas con carga negativa. Por sus características, los surfactantes no iónicos son más utilizados como co-surfactantes para darle mejor estabilidad a las fases del sistema. Debido su bajo rendimiento en reducir la tensión interfacial pero su tolerancia a altas salinidades lo convierten en un buen agente de sacrificio por lo que es común ver una mezcla de surfactantes no iónicos y aniónicos. Los surfactantes catiónicos normalmente no se utilizan en yacimientos de areniscas porque estos tienden a adsorberse en la superficie de la roca por lo que se recomienda usarlos en yacimientos carbonatados para cambiar la mojabilidad de la roca. Los surfactantes anfóteros son muy costosos aunque son tolerantes a la salinidad y altas temperaturas.

**1.3.2 Factores que afectan la Inyección de Surfactantes** Los surfactantes se ven afectados por factores propios del yacimiento al que van a ser expuestos y por lo tanto la recuperación adicional de petróleo con este método es muy variable. Dicho esto, los surfactantes pueden perder sus propiedades originales y el bache de químico inyectado perderá las ventajas de su aplicación.

**1.3.2.1 Estructura del surfactante** En el desarrollo de un proyecto de inyección de surfactantes, la estructura de este cumple un papel importante dentro del proceso ya que hay una correlación directa entre el peso equivalente y la eficiencia de desplazamiento, siendo el peso equivalente la razón del peso molecular con el grupo de sulfonatos presentes en la molécula (Jiménez M., 2009).

Los sulfonatos que tienen un peso molecular alto, tienen una gran influencia en la reducción de la tensión interfacial, pero estos son adsorbidos rápidamente y no son solubles en agua. Con base en lo anterior, el problema de la solubilización en el agua se puede solucionar mezclando estos surfactantes con otros de bajo peso equivalente y así se logra tener un equilibrio entre la solubilidad y la reducción en la tensión interfacial. El problema de adsorción se ataca añadiendo un tapón de compuestos minerales que evita la adsorción in situ del surfactante en el medio poroso (Paris De Ferrer, 1984, pág. 316).

Las características y la estructura de los sulfonatos de petróleo adecuado para aplicaciones de recuperación de petróleo dependerán de la composición química de la materia prima, el grado de sulfonación y el número promedio de grupos sulfonato adscritos a cada molécula (Jiménez M., 2009).

El peso molecular adecuado para las mezclas de sulfonatos varía entre 400 y 450, con un peso equivalente de entre 375 y 475 lb/mol.

**1.3.2.2 Temperatura** Este factor juega un papel muy importante en un proceso de inyección de químicos. La estabilidad térmica es fundamental en la inyección de surfactantes ya que estos son muy vulnerables a la temperatura y en yacimientos con temperaturas altas se van a degradar y el químico perderá todas las ventajas de su inyección. Se recomienda que la temperatura a la que son expuestos sea menor de 175° F.

**1.3.2.3 Etapa de inyección de agua** Los mejores resultados en la implementación de un proceso de inyección de surfactantes se presentan cuando se desarrolla en una etapa temprana de inyección de agua, ya que en etapas tempranas la cantidad de petróleo móvil es grande y con eso se justifica la inversión que se realiza.

**1.3.2.4 Presencia de bacterias** Las bacterias con microorganismos que están presentes en el petróleo y en el agua que se emplea para inyección. Es muy importante tener en cuenta este problema porque puede causar daños de corrosión en las tuberías y equipos, taponar las líneas de flujo y en el caso específico de los surfactantes puede degradarlos.

Una característica de los microorganismos (bacterias, hongos y algas) es que pueden existir en diversos pH. Por lo tanto, es importante emplear productos químicos como biocidas para mantener el control bacteriano.

**1.3.2.5 Salinidad** Los iones divalentes presentes en el agua de formación como el  $\text{Ca}^{++}$  y el  $\text{Mg}^{++}$  afectan de manera negativa la solubilidad del surfactante en el agua ya que provocan una rápida precipitación, obstaculizando el proceso y cambiando el flujo de surfactantes a través del medio poroso.

Para evitar este problema, antes de inyectar el surfactante se hace un preflujo con el fin de disminuir la concentración de sales y el proceso sea más eficiente. Para darle mayor protección al surfactante, se emplean varios aditivos como el amonio, carbonato de sodio y el trifosfato de sodio; siendo estos los aditivos más utilizados para proteger el surfactante contra las sales minerales que se encuentran en el yacimiento.

**1.3.3 Problemas comunes en la Inyección de Surfactantes** Los surfactantes son químicos que se utilizan para alterar algunas de las propiedades de la roca y los fluidos, con el fin de extraer la mayor cantidad de petróleo incremental que sea posible. Cuando estos químicos son inyectados al yacimiento son sometidos a diferentes esfuerzos y condiciones que pueden alterar la eficiencia de dicho proceso. Dentro del medio poroso se puede presentar problemas de retención como la adsorción, precipitación y formación de emulsiones, lo que se traduce en pérdidas del surfactante y por lo tanto se vuelve más costoso el proyecto. A continuación, se va a presentar los problemas más comunes asociados a la inyección de surfactantes.

**1.3.3.1 Adsorción del Surfactante** La adsorción es un proceso en el que una sustancia se adhiere a la superficie de un sólido o en la interfase entre dos fluidos. La adsorción se da por las fuerzas de atracción que existen entre la superficie y una interfaz dando como resultado una película líquida o gaseosa, dependiendo del tipo de fluido (ya sea líquido o gas). La sustancia que se adhiere o se adsorbe se le conoce como adsorbato y el material o superficie al cual se adhiere la sustancia se conoce como adsorbente. Es común que haya confusión entre dos términos los cuales son muy diferentes, la adsorción y la absorción; el primero es un fenómeno bidimensional mientras que el

segundo es tridimensional el cual se caracteriza por ser un proceso muy selectivo, exotérmico, rápido y espontáneo.

Dependiendo de la formación de la roca, los yacimientos se dividen, típicamente, en dos tipos: carbonatados y arenosos. Como se dijo anteriormente en la clasificación de los surfactantes, cada uno de estos tiene afinidad para adherirse a las paredes del medio poroso que tienen carga opuesta. La carga del yacimiento depende de la litología que lo compone. La mayoría de las superficies rocosas del medio poroso están cargadas (positiva o negativamente) por lo que, si un surfactante se inyecta en un yacimiento con carga opuesta, el grado de adsorción es muy rápido y el tiempo de equilibrio de la mezcla será muy corto. En contraste, si el surfactante y el material del yacimiento tienen la misma carga, la interacción repulsiva no va a favorecer la adsorción a las paredes de la roca. Así pues, hay diferentes mecanismos que ocasionan la adsorción, los cuales involucran iones simples más que micelas. Los mecanismos son clasificados como sigue:

- Intercambio iónico

La sustitución de los contra iones absorbidos en los sustratos por surfactantes cargados similarmente (Ariza C. & Bautista R., 2017, pág. 32).

- Emparejamiento iónico

La adsorción del surfactante a causa de sitios donde la carga es opuesta a este y los contra iones no están ocupando dichos lugares.

- Puente de hidrógeno

La adsorción por este mecanismo se da por la atracción entre un grupo hidrofóbico de la molécula adsorbida y una molécula presente en la solución. Este es un intercambio clásico de enlace polar entre el hidrógeno de una molécula (con carga positiva) y un átomo con carga negativa.

- Fuerzas de dispersión

Se presenta entre el sustrato y moléculas o polares, estas fuerzas se deben a la cohesión de los líquidos orgánicos, las cuales también son llamadas fuerzas de dispersión porque la frecuencia con que oscilan los electrones, que son los responsables de estas fuerzas, tienen relación con el índice de refracción del medio.

- Polarización de electrones Pi

Si las paredes de la roca tienen sitios con carga positiva y los núcleos de los surfactantes presentan aromáticos ricos en electrones, se presentará adsorción por la atracción entre los electrones del núcleo del surfactante y los sitios del yacimiento con carga positiva.

**1.3.3.2 Factores que gobiernan la adsorción** Entre los factores influyentes de la adsorción dinámica del surfactante se destacan: el tipo de surfactante, la mineralogía de medio poroso, la salinidad, el pH, la temperatura, el área superficial, la concentración de cationes divalentes, la tasa de inyección, entre otros.

La carga de las rocas de yacimiento depende en gran parte del pH del agua de formación. Con base en lo anterior, las areniscas cuyo mineral predominante es sílice cambia su carga superficial de positiva a negativa con un pH superior a 3, mientras que en el caso de los carbonatos con un pH por encima de 10 hace que la carga sea negativa. Cuando el pH es neutro, las arcillas tienen una carga positiva en los bordes y una carga negativa sobre las caras. Además, los bordes exhiben características de carga dependientes del pH; por lo cual, se espera que cuando los valores de pH se encuentren cercanos a 9 cambien su carga (Ariza C. & Bautista R., 2017, pág. 35). En la siguiente tabla (Tabla 4) se presenta las características de los surfactantes cuando varía el pH.

Tabla 4.

*Características de los surfactantes cuando varía el pH*

Tipo de surfactante	Características
Aniónico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tienden a adsorberse sobre superficies con carga positiva</li> <li>• Alta adsorción en carbonatos y baja adsorción en areniscas</li> <li>• A pH bajo la adsorción en areniscas aumenta</li> <li>• La adsorción en arcillas es moderada</li> </ul>
No iónico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tienden a adsorberse fuertemente sobre arcillas (shales)</li> <li>• A bajo pH estos se adsorben sobre sílice por la ausencia de repulsión electrostática</li> <li>• La caolinita presenta menor adsorción que la ilita y es última adsorbe menos surfactante que la montmorillonita</li> <li>• En los carbonatos la adsorción es despreciable</li> </ul>
Catiónico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Su carga es positiva</li> <li>• Las sustancias que a pH altos no presentan carga neta pero a pH menores con catiónicas, se incluyen en este grupo.</li> <li>• Tienen preferencia a adsorberse en superficies de sílice (carga -)</li> <li>• Debido a las fuerzas repulsivas, la adsorción en carbonatos es menor</li> </ul>
Anfóteros	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El pH determina el carácter dominante del químico (aniónico a pH alcalino y catiónico a pH ácido)</li> <li>• En los carbonatos la adsorción se puede dar por el grupo amonio cuaternario como por el grupo carboxilo.</li> </ul>

Tipo de surfactante	Características
	<ul style="list-style-type: none"><li>• Comparado con los surfactantes aniónicos, estos se adsorben en mayor proporción sobre la caolinita</li></ul>

Para poder aprovechar al máximo las propiedades de cada tipo de surfactante, también se puede hacer la mezcla de estos y así tener una mejor estabilidad en el bache de químico inyectado y que la adsorción sea menor.

Otro factor que afecta la adsorción del surfactante es la temperatura, la cual tiene una relación directa con los surfactantes iónicos pues se ha observado que, al aumentar esta propiedad, la adsorción disminuye. Pavan *et. al* (2000) realizaron un estudio del efecto de la temperatura en la adsorción de un surfactante aniónico en arcillas, y notaron que a temperaturas altas la adsorción disminuye pues la energía cinética de los monómeros del surfactante aumenta, lo que implica un incremento en la entropía del sistema y conlleva finalmente a una disminución en los agregados en la superficie del adsorbente (Paria & Khilar, 2004).

Por otro lado, el área superficial del medio poroso tiene un efecto considerable en la retención del químico ya que a mayor área superficial aumenta la adsorción porque el surfactante tendría mayor área de contacto. Es así como el tamaño de grano juega un papel importante, pues al ser un yacimiento con granos pequeños el área de contacto será mayor que uno con granos más grandes. Cabe añadir que el área superficial está relacionada con la permeabilidad y la porosidad, y a medida que estas dos últimas propiedades de la roca aumenten, el área de contacto será mayor y facilitará la adsorción.

Finalmente, hay que tener en cuenta la concentración de cationes, la salinidad y tasa de inyección. El primer factor afecta la adsorción cuando se trata de sulfonatos de petróleo ya que al aumentar la concentración de cationes divalentes la adsorción aumentará. Un aumento en la

salinidad de la solución acuosa va a disminuir la solubilidad del surfactante permitiendo que la adsorción aumente. Aunque este proceso puede ser reversible. Así mismo, la tasa de inyección afecta la adsorción porque a medida que la tasa de inyección sea mayor, la retención del químico también aumentará a causa del incremento en la concentración de monómeros de surfactante en la solución.

**1.3.3.3 Precipitación del Surfactante** Este problema se debe a la presencia de cationes divalentes y consiste en la disociación por asentamiento gravitacional del químico inyectado (Jiménez M., 2009, pág. 58). Así pues, con un aumento por encima de la concentración máxima conlleva a este problema, y en algunos casos su redisolución (Jiménez M., 2009, pág. 58). Para atacar este fenómeno se hace un preflujado de agua de tal manera que reduzca la concentración de cationes divalentes (sales dentro del yacimiento).

**1.3.3.4 Emulsiones** Las emulsiones son sistemas termodinámicamente inestables donde coexisten dos líquidos inmiscibles. Un fluido se encuentra disperso en forma de gotas dentro del otro (el tamaño de las gotas varía generalmente entre 0.1 a 100 micras). El líquido que rodea las gotas dispersas se conoce como fase continua (o dispersante) y aquel que forma las gotas se conoce como fase dispersa.

En primer lugar, la función que cumple el surfactante dentro de la formación de emulsiones es facilitar la extensión de la interfase, pero también ayuda para que las gotas dispersas no coalescan.

La fase continua, la fase dispersa y el surfactante no forman por sí solos las emulsiones, ya que debe existir la suficiente agitación para mezclar los tres componentes y dispersar uno en el otro. Para que se pueda formar una emulsión se debe tener en cuenta las siguientes condiciones básicas:

- Los líquidos deben ser inmiscibles
- Debe haber un agente emulsificante (el surfactante)
- Debe haber la suficiente energía (agitación) para dispersar un líquido dentro del otro.

Las emulsiones se pueden clasificar de diversas formas. A continuación, se va a presentar dos tipos de clasificación: emulsiones simples y emulsiones múltiples.

Las emulsiones simples son aquellas en las que el agua está dispersa dentro del aceite o viceversa. Las emulsiones múltiples son sistemas líquido-líquido en el cual la fase dispersa es una emulsión.

Un término que es función del surfactante y que se debe considerar a la hora de hablar sobre las emulsiones es el balance hidrofílico-lipofílico (HBL por sus siglas en inglés Hydrofobic-Lipofobic Balance) ya que este indica la tendencia a formar emulsiones directas (agua en petróleo) o inversas (petróleo en agua). Cuando el HBL presenta valores bajos la emulsión es directa y cuando el valor del HBL es alto se forma una emulsión inversa.

La salinidad de la formación cumple un papel fundamental en la elección del surfactante puesto que cuando la salinidad es alta se debe seleccionar un surfactante con alto HBL porque este es más hidrofílico y puede formar emulsiones a salinidades medias y altas. Mientras que si la salinidad de la formación es baja se debe seleccionar un surfactante con bajo HBL porque favorecerá la formación de emulsiones a bajas concentraciones de sal.

Cuando se realiza un proyecto de inyección de surfactantes hay que tener en cuenta las emulsiones que se forman dentro del yacimiento porque estas ayudan a que el petróleo se mueva y pueda fluir hacia los pozos productores.

**1.3.3.5 Microemulsiones (ME)** Estas son un tipo de emulsiones termodinámicamente estables, pero a diferencia de las emulsiones simples, las microemulsiones tienen un estado de energía mínimo. Esto significa que para formarse no necesitan una energía hacia el sistema, sino que se forman de manera espontánea. Las ME son típicamente soluciones claras, con un diámetro de gota de aproximadamente 100 nanómetros o menos (Silva C., 2016, pág. 68).

Así pues, teniendo en cuenta que para este tipo de emulsiones los valores de tensión interfacial son muy bajos, del orden de  $10^{-4}$  a  $10^{-5}$  mN/m, la energía interfacial también es baja y por lo tanto favorece la estabilidad termodinámica. Sin embargo, como resultado del tamaño pequeño de las gotas (y un mayor número), la entropía de formación positiva es de mayor orden que en las macroemulsiones (Valladares Shirley, 2005, pág. 14).

La coalescencia de las moléculas de surfactante forma esferas, como una gotita de sustancia líquida, las cuales son llamadas micelas (Chauhan Pratap, 2014) Después de la coalescencia, las micelas forman microemulsiones.

Después de cierto valor de concentración de surfactante las micelas empiezan a formarse y este valor se conoce como concentración micelar crítica (CMC).

Cuando los surfactantes se inyectan en el sistema, inicialmente se repartirán en la interfase, reduciendo la energía libre del sistema mediante la reducción de la energía de la interfase y eliminación de las partes hidrófobas del surfactante del contacto con el agua (Ponce P., 2013, pág. 116). Con base en esto, la concentración del surfactante aumenta y la tensión interfacial disminuye produciendo la agregación de micelas. La CMC es un fenómeno muy importante cuando se utiliza surfactante como método EOR.

Cuando se agrega surfactante al yacimiento se pueden formar emulsiones de agua en aceite o de aceite en agua. Asimismo, favorece la eficiencia de barrido microscópica, dando una mejor movilidad al banco de petróleo formado por las micelas del surfactante dentro del yacimiento. Antes de llegar al punto de CMC la tensión superficial va disminuyendo rápidamente a medida que se inyecta el surfactante, pero después de alcanzar dicho valor de CMC la tensión superficial se mantiene constante. En la figura 6, se muestra un esquema de lo mencionado anteriormente.

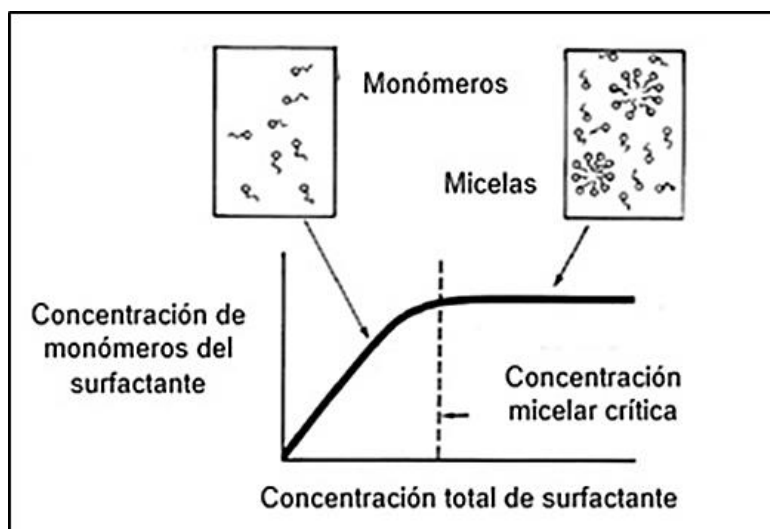


Figura 6. Esquema de la concentración micelar crítica

Con respecto a lo mencionado anteriormente sobre el efecto de la salinidad en las emulsiones, esta afecta directamente la solubilidad del surfactante puesto que a medida que la concentración electrolítica aumenta, el surfactante es expulsado de la solución acuosa.

En la figura 7 se observa el comportamiento del surfactante a medida que la salinidad cambia, pues dependiendo de la cantidad de sal disuelta el surfactante se mueve hacia la fase acuosa o a hacia la fase oléica. A salinidad baja, el surfactante presenta una buena solubilidad en la fase acuosa por lo tanto la fase oléica estará esencialmente libre de agente emulsificante.

Debido a que la ME es la fase acuosa es más densa que la fase de aceite, esta reside por debajo de la fase de aceite y se llama una ME de fase inferior o Winsor Tipo I (Silva C., 2016). A salinidad alta, el sistema se separa en dos fases, una es una fase de exceso de agua y la otra es una ME de exceso de agua. En este caso la ME se conoce como Winsor Tipo II o de fase superior. En rangos de salinidad intermedios el sistema llega a tener tres fases: una fase de exceso de agua, una fase de exceso de aceite y la ME. Este tipo de emulsión se conoce como Winsor Tipo III.

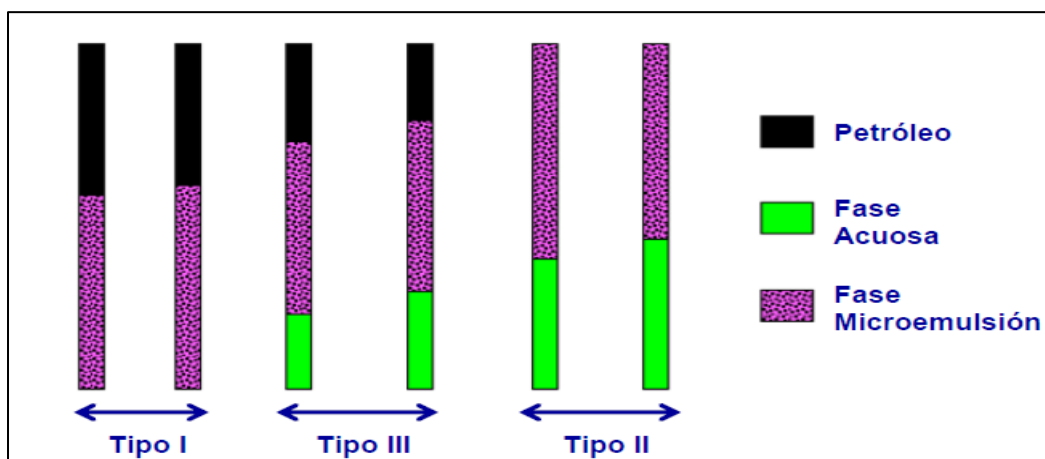


Figura 7. Tipos de microemulsiones

Nota. Tomado de: Silva C., Laura N. (2016) Análisis de la viabilidad técnico-financiera de un proceso de recobro químico álcali-surfactante-polímero (ASP) en el campo La cira infantas. Trabajo de grado. Fundación Universidad de América. Bogotá.

Con el fin de lograr el mejor funcionamiento del surfactante siempre se busca llegar a las ME Tipo III ya que con estas se alcanzan valores mínimos de tensión interfacial y a ese punto se le denomina salinidad óptima.

**1.3.4 Screening de la Inyección de Surfactantes** L inyección de surfactantes ha tenido éxito a nivel mundial ya que es una técnica efectiva para la extracción de hidrocarburos. A continuación,

se presentará una tabla (Tabla 5) donde se especifica las características óptimas para que un proyecto sea exitoso.

Tabla 5.

*Criterios de screening para la inyección de surfactantes*

<b>Gravedad API</b>	<b>&gt; 25</b>
Temperatura del yacimiento, F	< 175
Viscosidad del petróleo en el yacimiento, cp	< 30
Presión de yacimiento, psia	No aplica
Permeabilidad promedio del yacimiento, md	> 20
Espesor productor, ft	> 10
Profundidad de la formación, ft	< 8000
Saturación actual de petróleo, fracción	> 0,3

Nota. Tomado de. Paris De Ferrer, M. (2001) Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela; p.318.

Como complemento a los criterios mencionados anteriormente se recomienda que se aplique a yacimientos con crudos intermedios a livianos, porque el surfactante tendrá un mejor desempeño. También se recomienda que el agua sea de baja salinidad y tenga una cantidad menor a 5000 ppm de calcio y magnesio, así como una cantidad de sólidos totales menor a 100000 ppm. Se prefiere una litología de arenisca, con bajo contenido de arcillas, sin yeso ni anhidrita.

Los factores desfavorables para este tipo de inyección son: que la formación sea muy heterogénea, fracturas extensivas, capa de gas grande, empuje de agua fuerte y que la permeabilidad sea muy heterogénea.

#### 1.4 Inyección de SP

Este método de recobro mejorado es uno de los más complejos que existen, pero a su vez tiene unas características importantes que lo ponen como un buen método para poder extraer hidrocarburos.

El método consiste básicamente en inyectar un tapón de surfactante, seguido de un volumen de solución polimérica y al final estos dos fluidos de empujan con agua. El desplazamiento de estos fluidos debe ser un desplazamiento tipo pistón, es decir, que cada fluido que se inyecte vaya empujando a los demás que están dentro del yacimiento. En la figura 8 se puede observar el arreglo de inyección SP.

La invasión con SP es un proceso de recuperación terciaria muy promisorio para petróleos livianos. Ha sido extensivamente probado en el laboratorio y existen varias pruebas de campo con resultados exitosos (Paris De Ferrer, 2001).

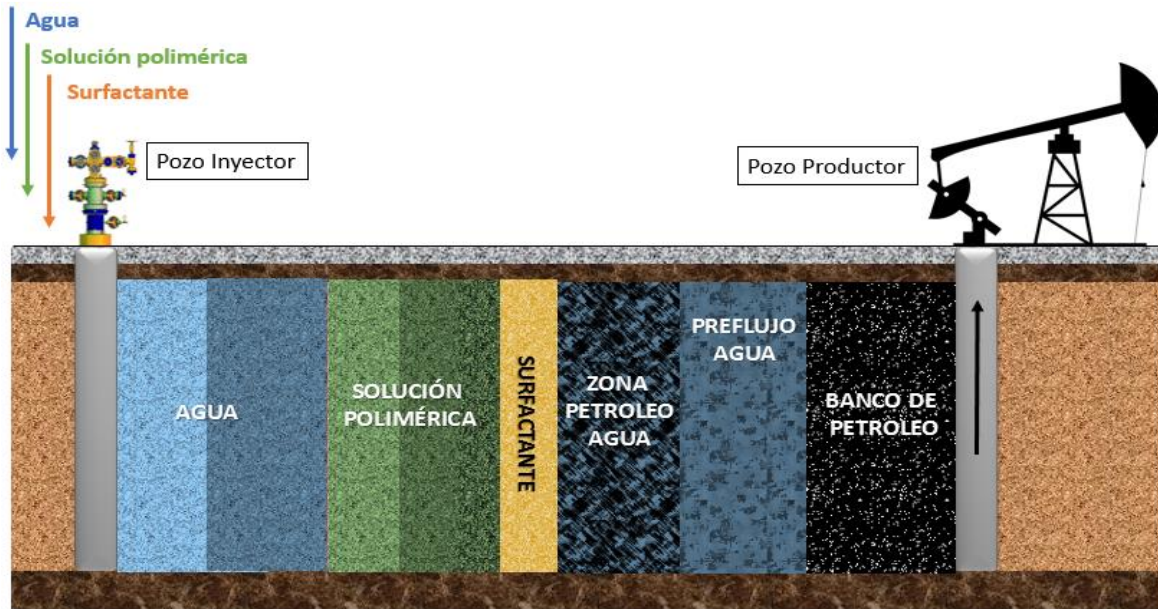


Figura 8. Estados del yacimiento durante la inyección de SP

Nota Tomado y editado de: Olmos, A. M., Carbajal, A. (s.f.) modelo físico de la reducción de aceite remanente por desplazamiento con surfactantes, Recuperado de: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/2223/Tesis.pdf?Sequence>

Para llegar a este método de inyección, primero se tuvo que desarrollar un método de recuperación secundaria (inyección de agua) ya que es primordial para realizar cualquier método de recobro mejorado con químicos.

Como se acaba de mencionar, el yacimiento es drenado con agua hasta llegar al punto donde la cantidad de aceite que se extrae es muy baja y no es económicamente viable, por lo tanto, el yacimiento queda con una saturación residual de petróleo de aproximadamente 30%. Se puede decir que el aceite se encuentra en forma de glóbulos desconectados atrapados en los poros por fuerzas capilares (Olmos & Carbajal, 2012, pág. 16).

En la figura 9, la zona de color negro y azul oscuro, representa el agua y el aceite que quedan después de la recuperación secundaria. En esta zona, la saturación de aceite va aumentando

gradualmente porque el surfactante que viene detrás va empujando hacia adelante el petróleo móvil, los glóbulos que antes estaban desconectados empiezan a coalescer y el aceite se va moviendo hacia el pozo productor.

A continuación, viene el tapón de surfactante (zona de color amarillo) el cual, como ya se dijo anteriormente, va cambiando las propiedades de la roca y los fluidos, reduciendo la tensión interfacial y formando microemulsiones, lo que hace que el petróleo se haga móvil. Las gotas de aceite se van juntando, coalescen y forman una fase continua. Hay evidencia de que, mediante el proceso de coalescencia, el aceite se desplaza más rápidamente que el agua y que por lo tanto el banco de aceite se forma delante del tapón de surfactante (Olmos & Carbajal, 2012). Este fenómeno se debe a las propiedades del surfactante, ya que a medida que avanza en el yacimiento, la permeabilidad relativa al aceite y la saturación de aceite aumentan y como consecuencia el aceite se moviliza más rápido.

Hay que tener en cuenta que a medida que el surfactante actúa dentro del yacimiento, el bache se va desgastando por adsorción, por los esfuerzos o los que es sometido y los demás problemas que se mencionaron anteriormente cuando se habló de los surfactantes. Además, otro problema que puede ocurrir es que el químico se diluya con el agua de formación y se produzca digitación viscosa haciendo que el proceso no sea eficiente.

Para solucionar el problema que se menciona anteriormente, se inyecta un bache de solución polimérica (zona de color verde) para darle mejor estabilidad al proceso y evitar que el tapón de surfactante pierda sus propiedades. La solución de surfactante es más viscosa que el agua de formación y además forma microemulsiones, por lo tanto, es importante inyectar un fluido que sea más viscoso que este para evitar la digitación viscosa. Con base en esto, el polímero tiene una

función importante dentro de los proyectos de inyección de SP porque altera la relación de movilidad, aumenta la eficiencia del proceso y le brinda protección al surfactante.

Al igual que con el surfactante, el bache de polímero se va desgastando por los esfuerzos a los que es sometido y por adsorción, lo que conlleva a que la concentración se vaya disminuyendo poco a poco, hasta que al final se termina empujando con agua (zona azul) todos los anteriores baches que han sido inyectados.

La velocidad de inyección del agua debe ser baja porque la solución polimérica tiene una viscosidad más alta y si no se hace de esa manera entonces se presenta el fenómeno de digitación. Hay que resaltar que además de los fluidos que se acaban de mencionar, en el proceso se utiliza un co-surfactante y un alcohol. La función del alcohol es controlar la viscosidad y el comportamiento de fase. El co-surfactante puede ser un surfactante más económico el cual se utiliza como agente de sacrificio para que el surfactante principal se afecte lo menos posible, así se garantiza una mejor eficiencia en el procedimiento y también menor costo.

Recientemente, la utilización de pozos horizontales para recoger el petróleo atrapado en la etapa de recobro mejorado ha sido desarrollado tal como los patrones de pozos importantes instalados en los yacimientos convencionales. La mejora en la tecnología de los pozos horizontales ha demostrado ser económica y técnicamente atractivo comparado al uso de solo pozos verticales convencionales (Le Van & Chon Hyun, 2016).

En el estudio realizado por Le Van & Bo H. Chon (2016), menciona que las pérdidas de presión a lo largo de la sección horizontal del pozo podrían influenciar la eficiencia de desplazamiento de la inyección de agua sin considerar los patrones de pozos. Así mismo, hay que considerar que un aumento en la longitud de la sección horizontal no representa un aumento lineal en el recobro de aceite.

Los pozos horizontales pueden proveer una solución de costos en cuanto a la productividad, pero al considerar la longitud de la sección horizontal, la vida del proyecto y reducción de la tasa de inyección, podría ocasionar afecciones económicas.

En el mismo estudio realizado por Le Van & Bo H. (2016) concluyen que la eficiencia de desplazamiento es evaluada crucialmente a través del perfil de saturación de aceite que refleja el efecto de las propiedades del yacimiento y el espaciamiento entre pozos sobre la propagación del fluido.

En otro estudio mencionado por Ojha K. & Sarkar A. (2011) en el cual realizan un análisis de las características de la solución de surfactante en términos de su habilidad para reducir la tensión superficial y las interacciones entre el surfactante y el polímero en solución acuosa, concluyeron que:

- El uso de cantidades pequeñas de surfactante reduce significativamente la tensión superficial del fluido desplazante, el cual aumenta la recuperación formando un banco de aceite.
- La inyección de 0.5 volúmenes porosos de surfactante incrementa el recobro en aproximadamente 20% del OOIP.
- El proceso SP incrementa el recobro en 2.78% del OOIP comparado con la inyección de solo surfactante inyectando el mismo volumen poroso de SP.

Entendiendo el comportamiento individual y colectivo de los químicos que se utilizan para este proceso, así como las interacciones dentro del medio poroso y las diferentes configuraciones de patrones de inyección que se pueda tener, la inyección de SP podría contribuir al desarrollo de planes exitosos de recobro mejorado sin dejar a un lado los criterios económicos.

**1.4.1 Screening para la Inyección de SP** A continuación, se va a presentar una tabla (Tabla 6) con los criterios más importantes a tener en cuenta cuando se quiere desarrollar un proyecto con este tipo de inyección.

Tabla 6.

*Screening de la inyección de SP*

<b>Gravedad API</b>	<b>&gt; 25</b>
Temperatura del yacimiento, F	< 250
Viscosidad del petróleo en el yacimiento, cp	< 20
Presión inicial del yacimiento, psia	N.C.
Presión de operación, psia	N.C.
Permeabilidad promedio del yacimiento, md	> 20
Espesor productor, ft	N.C.
Profundidad de la formación, ft	<
Saturación de petróleo, fracción	> 25
Salinidad del agua, ppm	< 50,000

Nota. Tomado de: Donaldson E., Chilingarian G., Fu Yen T. (1985) Enhanced oil recovery I, fundamentals and analyses. Elsevier. pag 188

Como complemento se recomienda que la litología para aplicar el proceso sea de arenisca. Además, que haya poca cantidad de anhidrita, yeso y/o arcilla. La eficiencia de desplazamiento es uno de los parámetros más importantes en los métodos de recobro mejorado y para el caso específico de SP se recomienda tener una eficiencia mayor a 50%.

Los métodos de inyección de químicos han mostrado tener un mejor desempeño en el recobro de petróleo y este método en especial (SP) es uno de los más eficientes y con mejor factor de recobro, pero la desventaja de este es el factor económico ya que los químicos utilizados son costosos. Con base en esto, es muy importante realizar un buen análisis al yacimiento para saber

qué fluidos hay allí y así tener los criterios técnicos para elegir los químicos adecuados, las concentraciones y el tamaño de los baches que se van a inyectar y extraer la mayor cantidad de petróleo posible.

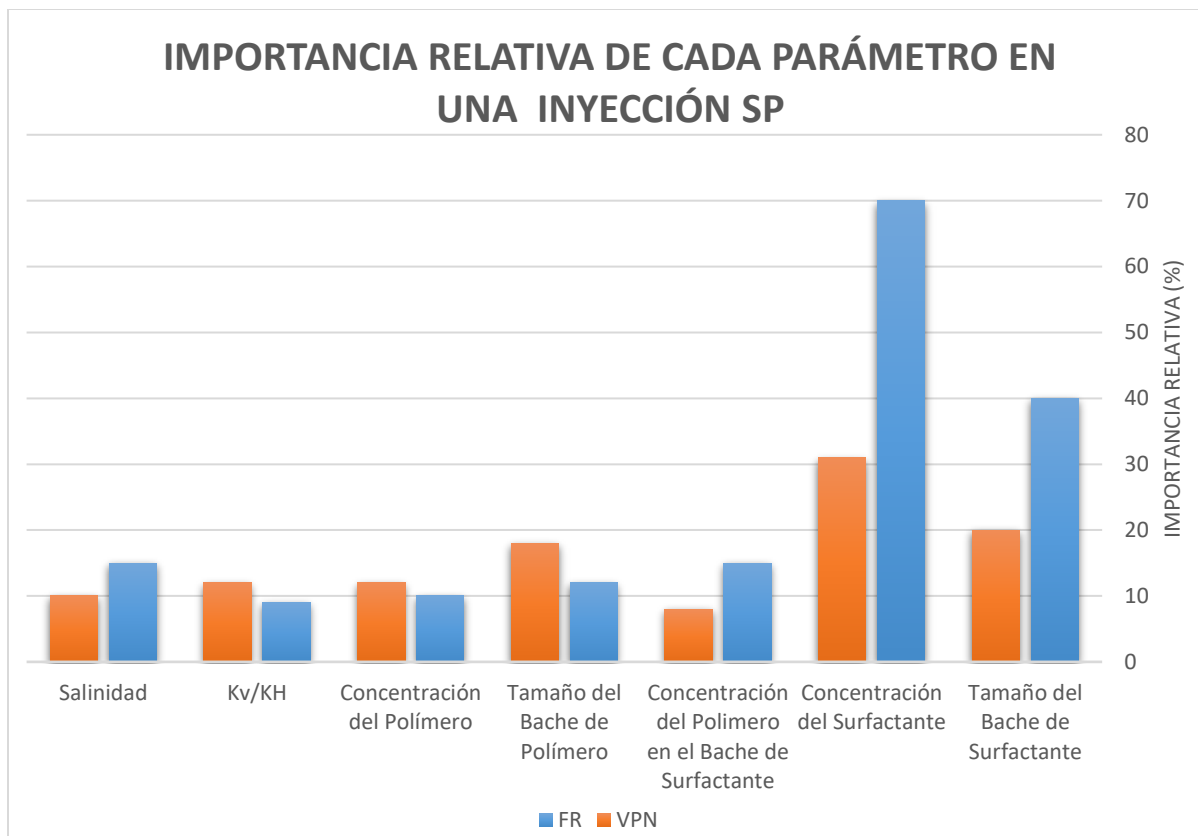
**1.4.2 Variables más influyentes en la inyección de Surfactante-Polímero** Autores como Sorbie (1991), Wang et al (2007), Paris de Ferrer (2001), Puerto & Reed (1990), entre otros, mencionan que los factores que más influyen en el diseño de un proceso de inyección de químicos son: selección de los químicos, concentración de los baches y el tiempo de inyección.

- **Selección de los químicos:** la selección del surfactante y el polímero es de gran importancia para el proceso, ya que estos deben tener compatibilidad con el yacimiento, así como soportar las condiciones del medio poroso para evitar su degradación.
- **Concentración de los baches:** la rentabilidad de un proceso de estos está relacionada con la cantidad de químicos utilizado (relación costo-beneficio) y también en la eficiencia de desplazamiento del proceso. Así pues, la concentración se convierte en un factor crítico porque esta debe ser la suficiente para que la cantidad de químicos que se pierde en el yacimiento no haga ineficiente el proceso, pero también no sea excedida y se utilice una cantidad mayor a la necesaria, lo que conlleva a que aumente el valor del proyecto.
- **Tiempo de inyección:** este hace referencia al comienzo de la inyección de los químicos y al tiempo que dura la inyección.

Diferentes autores mencionan que cuanto más temprano inicie el proyecto mejor rentabilidad tendrá el proyecto porque habrá una mayor cantidad de aceite recuperable.

El tiempo que dura la inyección se refiere a la cantidad de volumen poroso inyectado, el cual está en un rango de 0,1 a 0,6 volúmenes porosos (Sheng, 2013).

Otro estudio realizado por Pournik & Ahmadi (2016), muestra que las variables que más influencia tienen sobre el factor de recobro y el valor presente neto (VPN), para el proceso de inyección SP, son la concentración y el tamaño de bache de cada químico. Como se puede observar en la siguiente gráfica:



*Figura 9.* Importancia relativa de cada parámetro en una Inyección SP

Nota. Tomado y editado de: AHMADI M., POURNIK M. A predictive model of chemical flooding for enhanced oil recovery purposes: Application of least square support vector machine. ELSEVIER. 177-182. 2016.

**1.4.3 Casos de estudio de Inyección de Surfactante-Polímero** A continuación, se va a presentar un breve recuento de algunos pilotos y proyectos que se han desarrollado a nivel mundial de la inyección de surfactante-polímero.

- *Campo Glenn Pool, proyecto Berryhill – Oklahoma (USA)* (Crawford & Wm.)

Este campo fue uno de los más importantes para el estado de Oklahoma, ya que dos años posteriores al descubrimiento del campo la ciudad fue nombrada como estado. Este campo fue tan relevante en sus comienzos de producción puesto que fue el campo que más petróleo producía en Estados Unidos y en todo el mundo.

En 1941 se implementó la inyección de gas represurizado en todo el campo. Para el año 1955 se decidió crear un piloto de inyección de agua, el cual mostró muy buenos resultados en la producción de aceite y por lo cual se decidió la expansión del piloto hacia la parte más importante del campo en 1966.

Para el año 1979 se inició el piloto de inyección de una solución micelar. Aquí se utilizaron 9 pozos productores y 4 inyectores. Tres años después de la inyección (1981), dos pozos de observación mostraron excelentes resultados donde se observó que la relación agua/petróleo había disminuido de 100 a menos de 2. Con estos resultados decidieron desarrollar el piloto en la misma área donde se había desarrollado la inyección de agua.

La inyección de la solución micelar fue hecha desde 1979 hasta septiembre de 1983, posteriormente se inyectó el bache de polímero comenzando el mismo año hasta mayo de 1987. Los tamaños de baches y sus concentraciones se pueden ver en la tabla 7.

Tabla 7.

*Concentración y tamaño de bache del campo Glenn Pool*

<b>Bache</b>	<b>Tipo de Bache</b>	<b>Volumen (VP)</b>	<b>Concentración</b>
Preflujo	Agua fresca	0,55	0,2 VP 45000 ppm NaCl 0,35 VP 7500 ppm CaCl <sub>2</sub>
Pretratamiento	Salmuera	0,7	6700 ppm NaCl
Surfactante	Sulfonato	0,1	45000 ppm NaCl

Bache	Tipo de Bache	Volumen (VP)	Concentración
			5000 ppm NaOH, Xileno, C3H8O y salmuera
Polímero	HPAM	0,35	35000 ppm
Pos flujo	Agua fresca	---	---

A continuación, se puede ver las características del yacimiento y el petróleo (Tabla 8)

Tabla 8.

*Propiedades del yacimiento y el fluido del campo Glenn Pool*

Propiedad	Valor	Unidades
Espesor	28	ft
Porosidad (Prom)	19,6	%
Porosidad (max)	26	%
Permeabilidad	150	mD
Temperatura	100	°F
Viscosidad	4	cp
Gravedad API	39	°API
Número ácido	---	
Salinidad agua	---	ppm

Nota. Tomado de: Crawford & Crawford. Wm. (s.f.) Berryhill micellar polymer project: a case history. SPE 14444

En términos de producción, el proyecto tuvo aumento considerable en la producción pasando de 10 BOPD a 59 BOPD después de realizar la inyección de miscelares y polímeros. También se observó una reducción considerable en el WOR, mostrando así que el proyecto era viable para la expansión del mismo.

**1.4.3.1 Campo Regular – Texas (USA)** El siguiente piloto fue una combinación de surfactante con un biopolímero. Este proyecto se desarrolló en el campo Regular del Condado de Wichita (Texas). El proyecto se inició con un preflujo de agua fresca en Noviembre de 1973, posteriormente se realizó la inyección de un surfactante a baja concentración entre Octubre de 1975 hasta Junio de 1976. Luego se inyectó un bache de biopolímero hasta Abril de 1978, todos los baches inyectados fueron desplazados finalmente con uno de agua fresca. El piloto fue aplicado en un área de 20 acres, donde se utilizaron 10 pozos inyectoros, 20 productores y 2 pozos de observación.

A continuación, se presenta una tabla (Tabla 9) donde se puede ver los tamaños y concentraciones de los baches inyectados.

Tabla 9.

*Concentración y tamaño de baches del campo Regular (Texas)*

<b>Bache</b>	<b>Tipo de Bache</b>	<b>Volumen (VP)</b>	<b>Concentración</b>
Preflujo	Agua fresca	0,20	---
Pretratamiento	Salmuera	0,15	2000 ppm Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> 1000 ppm Na <sub>5</sub> P <sub>3</sub> O <sub>10</sub>
Surfactante	Sulfonato	0,15	18000 ppm sulfonato 2000 ppm Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> 2000 ppm Na <sub>5</sub> P <sub>3</sub> O <sub>10</sub>
Polímero	Biopolímero	0,3	0,1 VP 500 ppm 0,2 VP 500 – 200 ppm
Posflujo	Agua fresca	---	---

Nota. Tomado De: Sheng J. J. (2013) Enhanced Oil Recovery, Field case studies. Elsevier.

A principios de 1974 las pruebas a los 10 pozos inyectoros mostraron que en las cercanías a estos el yacimiento se había fracturado (fracturas de 35 a 110 ft), pero se consideró que estas

fracturas no afectarían seriamente la eficiencia de barrido. Durante las pruebas realizadas en la inyección de los baches de biopolímero, se encontró que las fracturas se habían extendido y que en algunos casos estas llegaban a medir hasta 400 ft.

Los químicos de sacrificio que se emplearon fueron consumidos antes que llegaran al segundo pozo de observación. Pruebas de laboratorio mostraron que la alta concentración de iones divalentes fue la causa para que los agentes de sacrificio se consumieran. De igual manera sucedió con el pretratamiento. Se observó que la concentración de surfactante y polímero no cambió en los dos pozos de observación durante la inyección.

Tabla 10.

*Propiedades del yacimiento y el fluido del Campo Regular*

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Espesor	30 - 50	ft
Porosidad	22	%
Permeabilidad	53	mD
Temperatura	89	F
Gravedad API	42	°API
Viscosidad	2,2	cp
Salinidad agua	---	ppm

Nota. Tomado de: M. Rafiqul Islam. (2015) Unconventional Gas Reservoirs. Evaluation, Appraisal and Development. Elsevier. Canadá. 2015

En términos de producción, la mayoría de los pozos productores mostraron una producción de aceite incremental. La producción de aceite incrementó de 375 BOPD (Octubre 1981) hasta llegar a un pico de producción de 1622 BOPD (Agosto 1984). Se esperaba que el factor de recobro fuera del 24% del OOIP pero el pico de producción alcanzó solo el 20%.

*1.4.3.2 Campo El Dorado – Kansas (USA)* Otro piloto fue desarrollado en Kansas, en el campo El Dorado. Este campo había sido producido por producción primaria e inyección de agua. El piloto fue diseñado para hacer una comparación entre dos proyectos en el mismo campo para determinar los problemas y beneficios asociados con la aplicación de cada proyecto. Las dos áreas empleadas en los pilotos de inyección fueron: el norte de Chesney y el sur de Hegberg.

En el área norte de Chasney se utilizó un surfactante seguido por una solución de goma Xanthan. En el área sur de Hegberg se utilizó un sistema micelar seguido por una solución de HPAM.

A continuación, se va a hablar del piloto desarrollado en Hegberg.

La configuración del patrón original, fue una configuración continua de un patrón de nueve puntos en 25,6 acres cada patrón. Posteriormente, con estudios de modelamiento y de presión, se determinó que el patrón óptimo era de 4 arreglos de un patrón de 5 puntos con 6,4 acres para cada uno. Cada patrón consistía de 9 pozos inyectores, 4 productores, 12 de monitoreo y 2 pozos de observación. La repetición del patrón fue usada para minimizar la posibilidad de resultados erróneos propios de la heterogeneidad del yacimiento. El diseño de la secuencia de inyección para las dos áreas fue: Pretratamiento, preflujo, solución micelar, solución polimérica y finalmente un bache de agua.

La inyección del fluido de pretratamiento empezó en noviembre de 1975. Posteriormente, la fase de preflujo para esta zona comenzó el 20 de junio de 1976 y 9 meses más tarde se llevó a cabo la inyección del fluido micelar, el cual estaba conformado por: cuatro sulfonatos, aceite crudo, un cosurfactante y sal en solución acuosa.

En la siguiente tabla (Tabla 10) se puede ver los tamaños y concentración de los baches inyectados.

Tabla 11.

*Concentración y tamaño de baches del campo El Dorado*

<b>Patrón</b>	<b>Tipo de bache</b>	<b>Volumen (VP)</b>	<b>Concentración</b>
Pretratamiento	Solución acuosa de sal	0,10	20000 ppm NaCl
Preflujo	Solución alcalina de silicato	0,10	2810 ppm Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> 4820 ppm NaOH
Fluido micelar	Solución micelar	0,4	289500 ppm four Na alky aryl 26300 ppm C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> OH 667800 ppm de crudo 2810 ppm NaCl 4820 ppm C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> NO <sub>6</sub> Na <sub>3</sub>
Polímero	HPAM	0,60	680 ppm
Agua de empuje	Solución acuosa de sal	-	-----

Nota Tomado de: Miller R. J., Richmond C. N. (1978) El Dorado micellar-polymer project facility.

A continuación, se puede ver las características del yacimiento y el petróleo (Tabla 11)

Tabla 12.

*Propiedades del yacimiento y el fluido del campo El Dorado*

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Espesor	17,5	ft
Porosidad	24,5	%
Permeabilidad	208	mD
Temperatura	69	F
Viscosidad	---	cp
Salinidad agua	---	ppm

Nota. Tomado de: Miller R. J., Richmond C. N. (1978) El Dorado micellar-polymer project facility.

La producción de este piloto comenzó a incrementar posterior a la inyección del preflujo de agua. Se observó que la tendencia durante los primeros 6 meses fue creciente pero en los siguientes 3 meses la producción bajó. Dos meses después se realizó la inyección de solución micelar y se observó un buen aumento en la producción.

En este piloto también se pudo ver cómo la producción de agua iba disminuyendo a medida que se iba desarrollando el proyecto de inyección SP, logrando así una reducción en la producción de agua de casi 400 BWPD.

**1.4.3.3 Piloto sin nombre (ILLINOIS – USA)** Un proyecto más reciente de un piloto reportado por Mehdi Izadi Kamouei, en donde el área que se realizó fue de 20 acres con un patrón de 5 puntos. El área del piloto ha sido producida por más de 40 años con inyección de agua y el corte de esta ha llegado a 99,1%. La inyección de surfactante-polímero comenzó en Junio de 2011.

Aquí se desarrolló un estudio de laboratorio para obtener el diseño adecuado para el proyecto. El estudio consideró propiedades de la roca y los fluidos, la interacción roca fluido, concentración y tamaño de los baches de químicos. Para validar la formulación óptima del diseño, así como los resultados del piloto se realizó experimentos en corazones. El polímero utilizado fue un HPAM con un peso molecular bajo, mientras que el surfactante fue una mezcla de tres componentes aniónicos (sulfonato de olefina interno, aquil sulfato de propoxilato y sulfonato de aquilbenceno).

En este caso también se realizó una simulación numérica del proceso para predecir el comportamiento del piloto a escala de campo, usando los resultados de los parámetros obtenidos en el estudio de laboratorio. La concentración de surfactante fue de 0,7 wt% (7000 ppm) y la concentración del polímero fue de 2500 ppm. Los baches que se utilizaron y las concentraciones

en cuanto a la salinidad se presenta en la tabla 14. En la tabla 15 se puede ver las propiedades del yacimiento y del fluido de este campo.

Tabla 13.

*Tamaños y concentraciones de baches*

<b>TIPO DE BACHE</b>	<b>BACHE</b>	<b>VP</b>	<b>COCENTRACIÓN</b>
Preflujo	Salmuera	0,3	60000 ppm NaCl
Surfactante	Surfactante y polímero	0,4	7000 ppm sulfonato 2500 ppm HPAM 51000 ppm NaCl
Polímero	HPAM	0,4	2500 ppm HPAM 0,3 VP 45000 ppm NaCl 0,1 VP 35000 ppm
Postflujo	Salmuera	0,24	0,3 VP 35000 ppm 1,8 VP 55000 ppm 0,3 VP 8000 ppm

Nota. Tomado de: Kamouei M. (s.f.) Assesing productivity impairment of surfactant-polymer EOR using laboratory and field data.

Tabla 14.

*Propiedades del yacimiento y el fluido del campo*

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Espesor	20 – 25	ft
Porosidad (Prom)	18	%
Porosidad (max)	26	%
Permeabilidad	400	mD
Temperatura	82,4	F
Viscosidad	9	cp

Propiedad	Valor	Unidades
Gravedad API	37	°API
Número ácido	0,1	
Salinidad agua	62000	ppm

Nota. Tomado de: Kamouei M. (s.f.) Assessing productivity impairment of surfactant-polymer EOR using laboratory and field data.

Con la implementación de este proyecto se logró incrementar la producción de petróleo, la cual estaba por debajo de 5 BOPD, llegando a un pico de 49 BOPD y con un promedio de 35 BOPD. Esta producción de aceite no se mantuvo debido a problemas de productividad del pozo. La producción de agua también se vio afectada, pero a diferencia el aceite, esta disminuyó de 1300 BWPO hasta aproximadamente 550 BWPD.

Con base en lo anterior se puede ver que el proyecto puede ser viable si se superan algunos problemas que se presentaron, puesto que es importante identificar y/o ajustar dichos problemas con el fin de mejorar el comportamiento de predicción del campo.

**1.4.3.4 Desarrollo de inyección de químicos en Colombia** En Colombia, la industria petrolera se ha basado principalmente en la explotación de crudo por recuperación primaria. Haciendo una comparación de la cantidad de campos petroleros con los proyectos o pilotos de recuperación secundaria, se puede concluir que ha sido muy poco el desarrollo del recobro secundario en el país, sin embargo, en los últimos años se ha venido desarrollando proyectos de inyección de agua según lo reportado por Castro et. al (2014), donde dice que para ese año en Colombia se habían desarrollado solo 19 proyectos de inyección de agua y que la empresa estatal ECOPETROL tenía planeado la implementación de 27 nuevos proyectos de inyección de agua.

Con base en lo anterior, se puede decir que el petróleo producido por métodos de recuperación secundarios y/o terciarios ha sido muy poca.

Uno de los campos donde se ha desarrollado no solo la inyección de agua como método de recobro secundario sino también la inyección de un proceso de recuperación mejorada (Inyección de químicos), ha sido el campo San Francisco. Previo a la inyección de químicos, se realizaron investigaciones para implementar la inyección alternada de agua y gas (WAG por sus siglas en inglés), donde se realizaron pilotos en dos bloques del campo.

San Francisco está ubicado en el departamento de Huila, más específicamente en el municipio Palermo. Fue descubierto en el año 1984 y puesto en producción al año siguiente. En 1989 se inició un piloto de inyección de agua. Para el año 1991 el campo alcanzó su pico máximo de producción el cual fue de 27300 BOPD. En 1993 se inició un proyecto de inyección de agua dando como resultado una producción máxima de 25692 BOPD dos años después del inicio de la inyección.

Los dos pilotos de inyección WAG se desarrollaron en 2000 y 2011, respectivamente.

Luego de una serie de investigaciones llevadas a cabo en campo, se determinó que la inyección de Álcali-Surfactante-Polímero era la opción técnica y económicamente viable para elevar la producción y como consecuencia el factor de recobro. Con base en los estudios realizados en pruebas de laboratorio y simulaciones, se espera que el factor de recobro oscile entre 9% – 27% con un promedio de 16.5%.

El piloto de inyección de ASP fue iniciado en diciembre de 2013, en el bloque II. El mecanismo de producción primario del campo fue gas en solución, dando un factor de recobro alrededor del 30%. Este factor de recobro se aumentó en 7,2% gracias al proyecto de inyección de agua que se llevó a cabo. Aquí se perforaron 194 pozos de los cuales 98 son productores y 74 son inyectores, el patrón de inyección fue un patrón irregular.

La secuencia de inyección fue la siguiente: preflujo de agua fresca, seguido por el bache principal de químicos en donde estaban los tres químicos disueltos, posteriormente se inyectó un bache de HPAM y finalmente todos los baches inyectados fueron empujados con agua.

Este piloto fue inyectado en dos formaciones que son: formación Caballos inferior y formación Caballos superior (KCL y KCU, respectivamente por sus siglas en inglés). Aunque se realizaron en dos formaciones diferentes, las concentraciones y tamaños de los baches fueron los mismos para ambas.

En la tabla 15 se puede ver las concentraciones y tamaños de los baches. En la tabla 16 se observa las propiedades del yacimiento y el fluido.

Tabla 15.

*Tamaños y concentraciones de baches*

<b>Tipo de bache</b>	<b>Bache</b>	<b>VP</b>	<b>Concentración</b>
Preflujo	Agua fresca	---	---
ASP	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	0,35	17000 ppm Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>
	Surfactante		2000 ppm Enordet O242
	HPAM		1500 ppm Flopaam 3430S
Polímero	HPAM	0,35	750 ppm Flopaam 3330S
Postflujo	Agua fresca	---	---

Nota. Tomado de: Dueñas C. D. E. (2014) Inyección ASP en el Campo San Francisco. Ecopetrol S.A. – Colombia. 86° Reunion ARPEL a Nivel de Expertos (RANE) “Gestion de Reservorios”.

Tabla 16.

*Propiedades del yacimiento y el fluido del campo*

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Espesor	100	ft
Porosidad (Prom)	14 KCU / 10 KCL	%
Permeabilidad	665 KCU / 74 KCL	mD
Temperatura	82,4	F
Viscosidad	10 – 12	cp
Gravedad API	26,7	°API
Número ácido	0,1	
Salinidad agua	5000 KCU /12000 KCL	ppm

Nota. Tomado de: Dueñas C. D. E. Inyección ASP en el Campo San Francisco. Ecopetrol S.A. – Colombia. 86° Reunion ARPEL a Nivel de Expertos (RANE) “Gestion de Reservorios”. 2014.

Con este proyecto se logró aumentar la producción de aceite, la cual estaba en etapa de declinación. Cuando se empezó la inyección de químicos la producción de agua disminuyó de 1380 BWPD hasta 1110 BWPD y la producción de aceite iba aumentando, pasando de 790 BOPD hasta 1050 BOPD.

Hay que tener en cuenta que la producción de agua y aceite esta reportada hasta septiembre de 2014.

### 1.5 Heterogeneidad en los yacimientos

La heterogeneidad del yacimiento es la variación de las propiedades de la roca en un yacimiento (Peters, 2017). Las características geológicas de las rocas que conforman los yacimientos son extremadamente variables y presentan variaciones laterales y verticales, las cuales, pueden ocurrir a grandes distancias, o incluso a distancias muy cercanas. De esta manera, la heterogeneidad de un yacimiento depende en gran medida de los ambientes deposicionales y eventos subsecuentes a la formación del yacimiento.

Con base en lo anterior, la heterogeneidad puede incluir propiedades del yacimiento como permeabilidad, porosidad, espesor, saturación, fallas, fracturas, etc. Por lo tanto, para una descripción apropiada de un yacimiento, es necesario predecir la variación de estas propiedades como función de localizaciones espaciales.

La variación en la heterogeneidad es muy importante cuando se realizan cálculos de desplazamientos, principalmente la variación vertical de la permeabilidad.

Dyskstra y Parsons (1950) también estudiaron la variación de la heterogeneidad teniendo en cuenta el efecto de la estratificación de la permeabilidad en predicciones de inyección de agua. Con dicho estudio, el cual fue desarrollado en corazones de roca, encontraron un coeficiente de variación de permeabilidad ( $V$ ) el cual mide la heterogeneidad del yacimiento. Cuando  $V$  es 0 el yacimiento es poco estratificado (yacimiento uniforme) pero si  $V$  es igual a 1 el yacimiento es muy estratificado (yacimiento muy heterogéneo).

La heterogeneidad es uno de los factores más influyentes en el flujo de fluidos dentro del yacimiento y a causa de esta, proyectos de invasión con fluidos, miscibles o inmiscibles, pueden

llegar a ser ineficientes, por lo tanto, un buen estudio de dicho parámetro es muy importante. Las heterogeneidades más comunes que se presentan son:

- Variación areal y vertical de la permeabilidad
- Lenticularidad den las arenas
- Fracturas naturales e inducidas
- Permeabilidad direccional
- Falta de comunicación entre los pozos de inyección y producción

### **1.6 Químicos utilizados para el desarrollo de la simulación**

La invasión con químicos tiene como objetivos minimizar la tensión interfacial y disminuir la relación de movilidad con el fin de mejorar el control sobre la misma (Espinosa C. & Torres K. 2015). Un fenómeno adicional que puede ocurrir con la inyección de químicos (surfactantes) es la alteración en la mojabilidad de la roca.

Como se mencionó anteriormente, las variables de mayor influencia en los procesos de inyección de químicos, específicamente en la inyección de surfactante-polímero, son la concentración y el tamaño de bache de cada uno de estos. Teniendo en cuenta esto y considerando que se quiere realizar una sensibilización en las variables mencionadas para encontrar la configuración adecuada en este proceso, a continuación, se va a describir los químicos que serán empleados.

#### **1.6.1 Polímero**

El agente viscosificante es el polímero flopaam 3330S de la compañía SNF Floerger la cual hace referencia a una poliacrilamida parcialmente hidrolizada, con un grado de hidrólisis entre 25% -- 30% y con un peso molecular de 8 MDa (millones de Dalton), el cual se describe en un trabajo

realizado por Lee et al (2009). Este polímero también fue utilizado por Ramirez & Carlderón (2018) con la finalidad de observar, mediante simulación, el efecto de la salinidad del agua de formación en un proceso de inyección de polímero, del cual se tomaron las propiedades para el estudio del presente proyecto.

En la tabla 17 se muestra algunas propiedades relevantes del polímero, las cuales son datos de entrada al simulador para crear el componente.

Tabla 17.

*Propiedades del polímero*

<b>Característica</b>	<b>Valor</b>
Pero molecular ( <i>MDa</i> )	8
Grado de hidrólisis (%)	25 - 30
Adsorción máxima ( <i>lbmol/bbl</i> )	1.97950711299446e-009
RRFT	2
Temperatura crítica ( <i>F</i> )	0
Presión crítica ( <i>psi</i> )	0
Viscosidad a T° de yacimiento ( <i>cp</i> )	47.00609

### 1.6.2 Surfactante

Este químico pertenece a la familia de los sulfonatos de petróleo (sulfonato de oleofina interna (IOS)). El tensoactivo ENORDET O242 es un surfactante aniónico el cual, en su cadena, tiene una cantidad de carbonos que varía entre C20-C24, con una aplicabilidad salina de media a baja, además limitado por la presencia de cationes divalentes (Shell, 2015).

Este surfactante fue utilizado por Guerrero C. (2016) para desarrollar un manual de simulación de procesos de recobro químico en CMG. De este manual se tomaron las propiedades del surfactante ya que, por sus características, es un buen candidato para el desarrollo de este estudio.

En la tabla 18 se muestra algunas propiedades relevantes del surfactante, las cuales son datos de entrada al simulador para crear el dicho componente.

Tabla 18.

*Propiedades del surfactante*

<b>Característica</b>	<b>Valor</b>
Peso molecular ( <i>lb/lbmol</i> )	400
Adsorción máxima ( <i>lbmol/bbl</i> )	0.000598507
Temperatura crítica ( <i>F</i> )	0
Presión crítica ( <i>psi</i> )	0
Viscosidad a T° de yacimiento ( <i>cp</i> )	0.600578

## 2. Modelo de simulación

La simulación de yacimientos es una herramienta útil para el desarrollo de cualquier proyecto. En este caso, permite tener una idea de lo que puede pasar en el yacimiento y de esta manera anticipar posibles problemas que se presenten, bien sea con la inyección y/o producción de fluidos, así como el comportamiento de los mismos dentro del medio poroso.

El potencial de la simulación arrancó a finales de 1940 y el objetivo principal de esta es predecir el comportamiento final de un yacimiento en estudio y con base en los resultados obtenidos optimizar ciertas condiciones para aumentar la recuperación (Sepúlveda & Escobar). Con la ayuda de los avances tecnológicos, la simulación se ha vuelto cada vez más precisa en sus predicciones ya que anteriormente se tomaban propiedades, petrofísicas y de los fluidos, constantes para todo el yacimiento, haciendo que se sobreestimara el potencial de un modelo.

A continuación, se va a describir el modelo conceptual de simulación el cual fue desarrollado en el módulo de simulación STARS de la compañía CMG (v. 2015.10) con la finalidad de estudiar las variables de diseño (concentración y tamaño de bache) de un proceso de inyección de surfactante-polímero, en un yacimiento heterogéneo que cuenta con una zona preferencial de flujo.

## 2.1 Modelo de simulación GRM

El modelo de simulación que se va a utilizar en el desarrollo del presente trabajo consiste en la adaptación de un modelo proporcionado por el grupo de investigación de recobro mejorado (GRM), el cual se caracteriza por tener una zona de mayor permeabilidad y la porosidad obedece a una distribución normal.

**2.1.1 Dimensiones del Modelo GRM** En la tabla 19 se muestra las dimensiones del modelo, el cual consiste en una sección cúbica con un área de 96,4761 acres y 10 capas de 10 pies cada una en la dirección  $k$  para un espesor neto de 100 pies.

Tabla 17.

### Dimensiones del “Modelo GRM”

Dimensiones del “Modelo GRM”	
Área, acres	96,4761
Espesor, pies	100
Número de bloques en i, j, k	41 * 41 * 10 → 16810 bloques
Dimensiones de cada bloque	i-50 [ft] * j-50 [ft] * k-10 [ft]

El modelo proporcionado por GRM, es un modelo heterogéneo que cuenta con un canal preferencial de flujo; además cuenta con un rango de porosidad entre 18% - 20% y un rango de permeabilidad entre 70 mD y 300 mD. (Figuras 10 y 11)

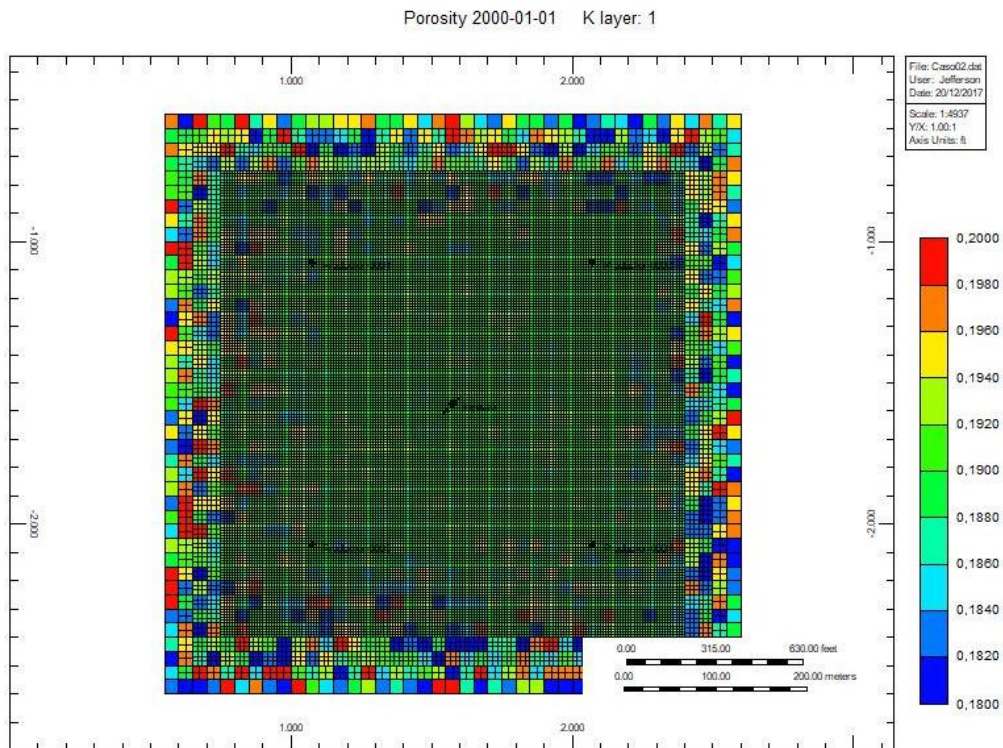
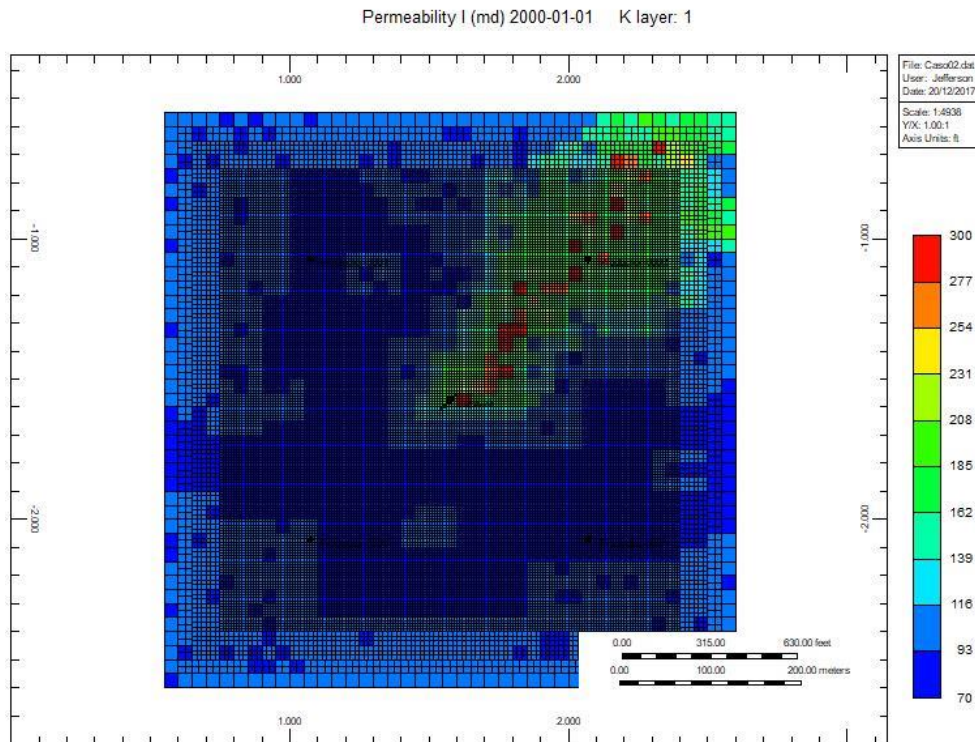


Figura 10. Porosidad MODELO GRM



*Figura 11.* Permeabilidad MODELO GRM

Este modelo GRM, será adaptado de acuerdo a las propiedades del campo colombiano, el cual se estudió en el capítulo anterior y del que se obtuvieron valores según la literatura para hacer dicho ajuste.

## 2.2 Modelo de simulación SP

**2.2.1 Dimensiones del Modelo SP** El modelo consiste en una sección cúbica de 41 divisiones en las direcciones i - j, con un área total de 96.4761 acres, y diez capas de 10 pies cada una en la dirección k, para un espesor neto de 100 pies.

La primera variación que se realizó en el modelo fue cambiar el área del patrón conservando la misma área total del modelo.

Tabla 20.

*Dimensiones del “Modelo SP”*

	<b>Modelo de Simulación</b>	<b>Patrón de Simulación</b>
Área, acres	96,476	62,500
Espesor, pies	100	100
Número de bloques en i, j, k	41 * 41 * 10 → 16810 bloques	33 * 33 * 10 → 10890 bloques
Dimensión de cada bloque	i-50 [ft] * j-50 [ft] * k-10 [ft]	i-50 [ft] * j-50 [ft] * k-10 [ft]

Asimismo, los valores reportados en la literatura, en cuanto a porosidad y permeabilidad, se muestran en la tabla 20. Este rango de porosidad y permeabilidad serán los nuevos que tendrán el modelo y con el cual se desarrollará el presente trabajo.

Tabla 21.

*Porosidad y Permeabilidad modelos “Modelo GRM” y “Modelo SP”*

<b>Ítem</b>	<b>Mínimos</b>	<b>Máximos</b>
K Modelo GRM	70	300
K Modelo SP	752	1441
$\phi$ Modelo GRM	0,180	0,200
$\phi$ Modelo SP	0,100	0,150

El ajuste de las propiedades petrofísicas mencionadas anteriormente se desarrolló mediante una ecuación, la cual respetará la distribución de dichas propiedades en todo el modelo, específicamente mantener el canal preferencial de flujo.

Para llevar a cabo lo mencionado anteriormente, hubo la necesidad de relacionar los rangos de porosidad y permeabilidad del MODELO GRM y el MODELO SP, por medio de ecuaciones que, en el caso de la porosidad, conservara la distribución normal con la cual se realizó el MODELO GRM y para la permeabilidad, mantuviese la zona preferencial de flujo.

Para encontrar las ecuaciones, se tomaron los valores máximos y mínimos de las propiedades mencionadas y con la ayuda de la ecuación de línea recta (ecuación 1) se logró ajustar la parte estática del modelo.

$$y - y_0 = m(x - x_0) \quad (2)$$

El desarrollo del ajuste se encuentra detallado en el **ANEXO A**.

Como se puede ver en las figuras 12 y 13, el modelo presenta un buen ajuste ya que mantiene la distribución heterogénea del MODELO GRM, pero con los nuevos rangos.

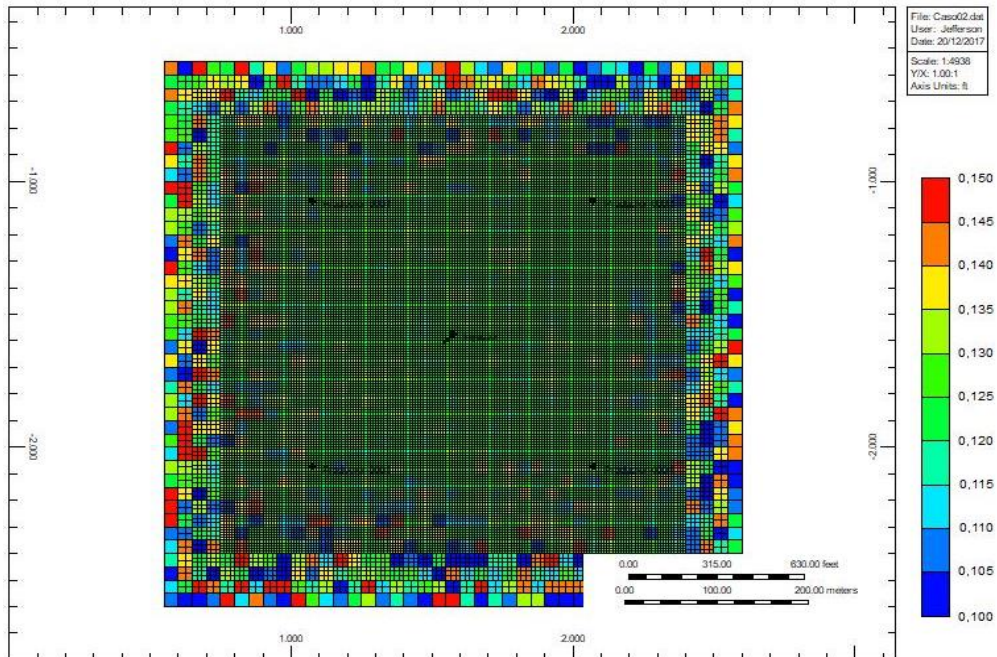


Figura 12. Porosidad MODELO SP

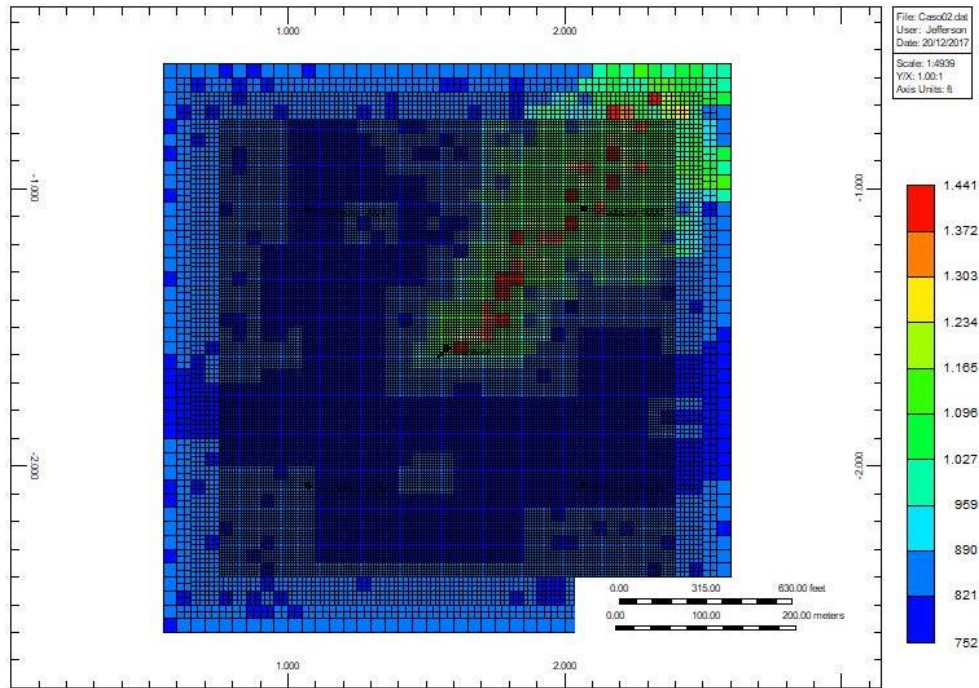


Figura 13. Permeabilidad MODELO SP

**2.2.2 Condiciones iniciales y modelo de fluidos del Modelo SP** En la tabla 20 se muestran las condiciones iniciales del modelo reportadas en la literatura para el inicio de la producción primaria.

Tabla 18.

*Condiciones iniciales y propiedades de los fluidos “Modelo SP”*

<b>Profundidad (tope), pies</b>	<b>3300</b>
$T$ – Temperatura de yacimiento, grados Fahrenheit	123,25
$P_i$ – Presión inicial, psi @ 4300 pies (0.434759 psi/ft)	1100
Tipo de fluido	Aceite Negro
Gravedad API, °API	26,7
$P_b$ – Presión de burbuja, psi	1081,982
$\mu_o$ – Viscosidad, cp @ $P_b = 1700$ psi	10,61

$\beta_o$ – Factor volumétrico de formación del aceite, bbl/STB	1.0813
$\gamma_g$ – Gravedad específica de gas (aire = 1)	0.6
$S_{wi}$ – Saturación de agua inicial, fracción	0,15
$S_{wir}$ – Saturación crítica de agua, fracción	0,112
$S_{oi}$ – Saturación de aceite inicial, fracción	0,85
$S_{or}$ – Saturación de aceite residual, fracción	0.4
Salinidad del agua de formación, ppm	5000

La mezcla de hidrocarburos corresponde a un fluido caracterizado como aceite negro. El crudo del campo es de 26,7 °API, con una viscosidad de 6,83 *cp* a presión de burbuja.

Además, el Modelo SP se caracteriza por presentar una depleción rápida debido a que la fuente de energía natural del yacimiento es la expansión roca fluido y el empuje por gas en solución, haciendo que, la presión del yacimiento se encuentre rápidamente por debajo de la presión de burbuja.

El modelo de fluidos fue creado en IMEX y posteriormente fue importado el simulador STARS. Una vez importado el modelo PVT, se puede observar el ajuste de ambos al analizar componentes como Factor volumétrico, Densidad del Aceite, viscosidad del aceite y GOR.

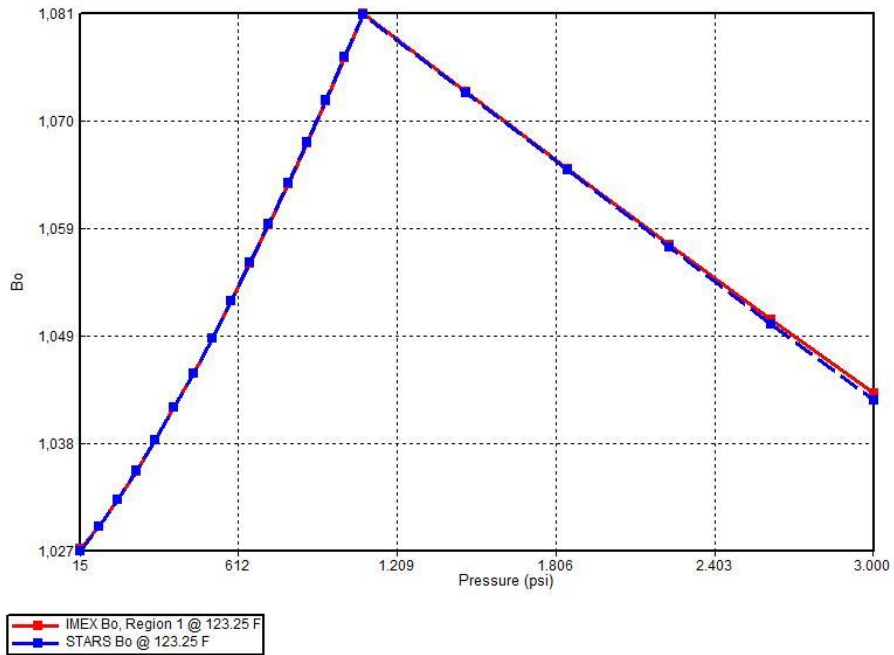


Figura 14. Conversión IMEX-STARs del factor volumétrico de formación del aceite en función de la presión

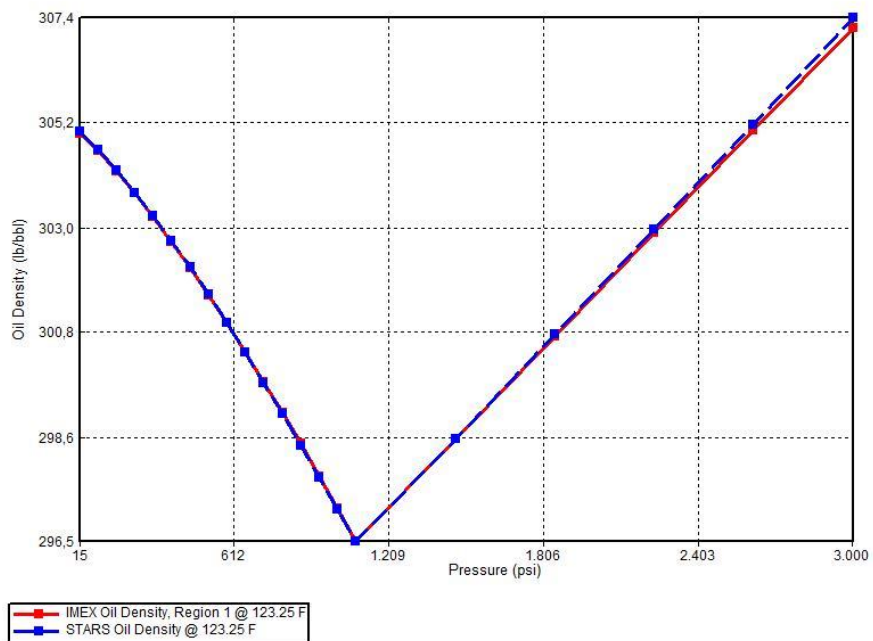


Figura 15. Conversión IMEX-STARs de la densidad del aceite en función de la presión

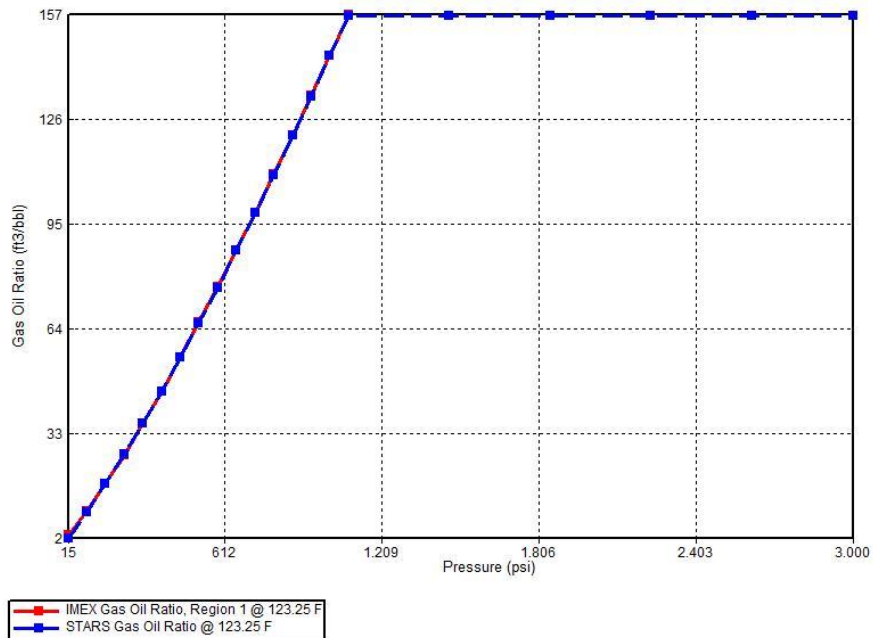


Figura 16. Conversión IMEX-STAARS de la viscosidad del aceite en función de la presión

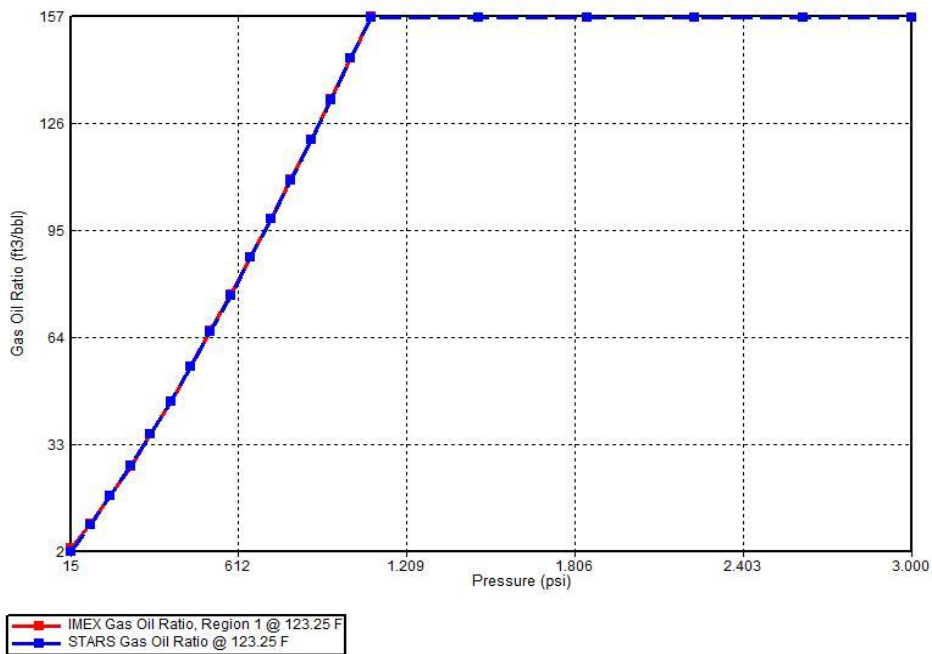


Figura 17. Conversión IMEX-STAARS de la relación gas-aceite en función de la presión

Antes y después de importar el modelo de fluidos a STARS, se hizo una verificación de los datos que se muestran en las gráficas anteriores (Figura 14, 15, 16, 17). Esto se hace con el fin de validar los datos reportados en la literatura del campo colombiano en estudio. En la *tabla 21* se muestra una comparación entre los datos mostrados en los simuladores (IMEX y STARS) y los reportados en la literatura.

Tabla 19.

*Comparación entre los datos de la literatura y los resultados del modelo PVT de CMG*

<b>Propiedad</b>	<b>Literatura</b>	<b>Simuladores</b>
Factor volumétrico de formación del aceite, <i>bbl/STB</i>	1.0813	1.0806
Densidad del aceite, <i>lb/bbl</i>	300.14	290.46
GOR, <i>ft<sup>3</sup>/bbl</i>	155,405	156,57
Viscosidad del aceite, <i>cp</i>	7,12	6,84

Como se puede ver en la tabla anterior, la diferencia entre los datos es poca, por lo que se considera un buen ajuste para el desarrollo del presente estudio.

El valor de presión inicial es ajustado según lo reportado en el estudio realizado en el campo colombiano en el cual se basa este trabajo (Dueñas, 2014).

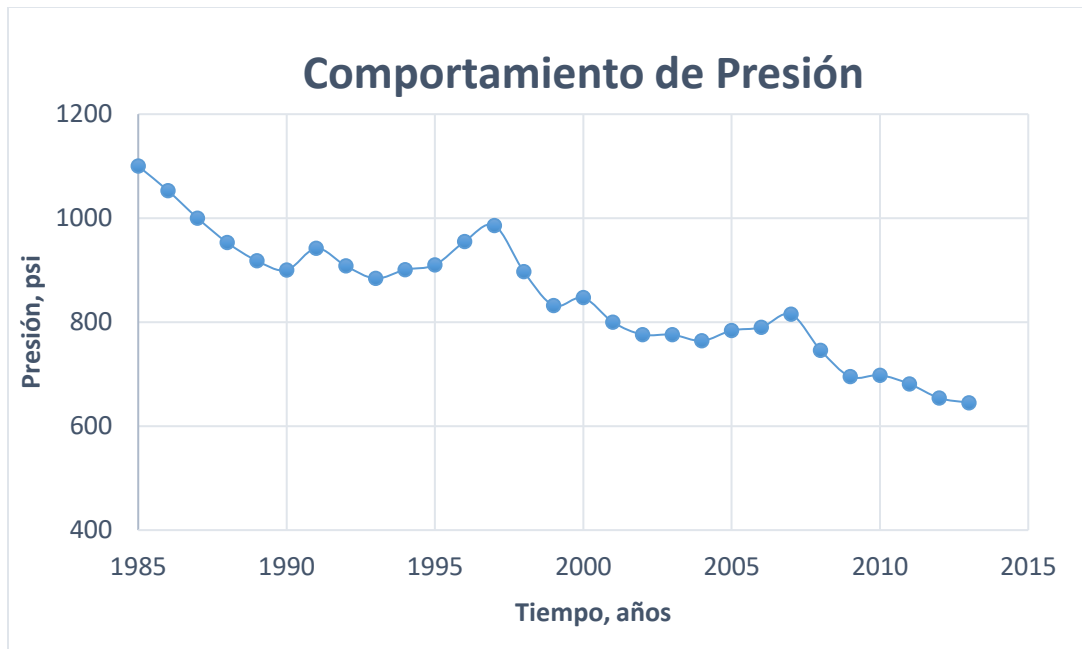


Figura 18. Comportamiento de la presión del yacimiento con el tiempo.

Nota Tomado de: Dueñas C. D. E. Inyección ASP en el Campo San Francisco. Ecopetrol S.A. – Colombia. 86° Reunion ARPEL a Nivel de Expertos (RANE) “Gestion de Reservorios”. 2014.

**2.2.3 Información de los pozos productores** El modelo cuenta con un patrón de inyección de 5 puntos invertido (4 pozos productores y 1 pozo inyector). El espaciamento entre el pozo inyector y los pozos productores es el mismo en cada caso y equivale aproximadamente a 1166,726 ft.

$$L = 1650 \text{ Ft}$$

$$a = 825 \text{ Ft}$$

$$d = 1166,726 \text{ Ft}$$

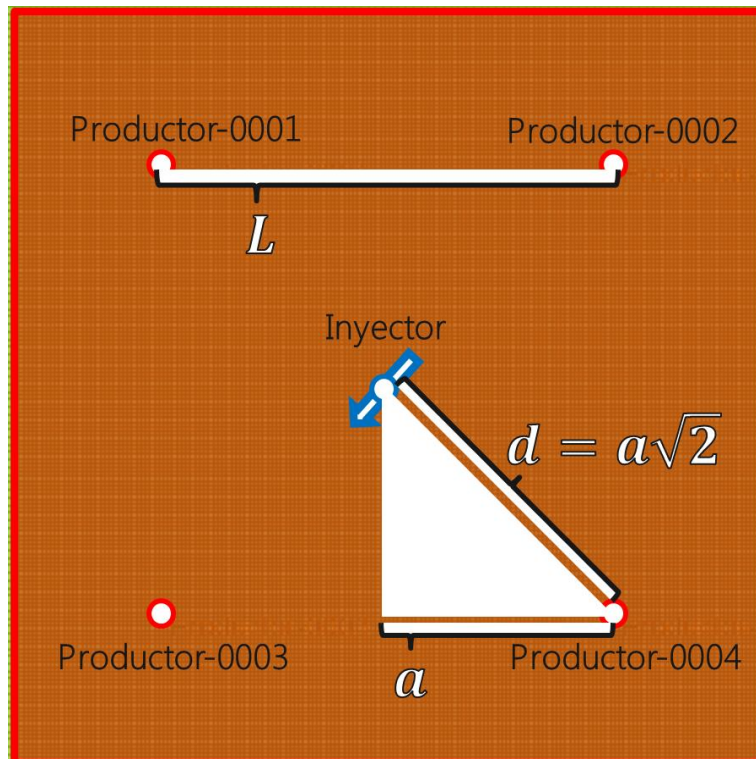


Figura 19. Espaciamiento entre pozos Modelo SP.

Nota Tomado de: RQ-2017-TP-03 IA, (Informe interno GRM), Ramírez J.E., Calderón R.F.; 2017.

Para este modelo las condiciones operativas de los pozos se mantuvieron constantes. Estas condiciones se pueden ver en la siguiente tabla:

Tabla 20.

*Condiciones operativas de los pozos productores*

<b>Condiciones operativas de los pozos productores</b>	
BHP- Mínima Presión de fondo fluyente, psi	100
DWA- Máxima Presión de Draw-Down, psi	30

**2.2.4 Ajuste del comportamiento de presión utilizando modificadores de volumen** La función VAMOD (modificador de volumen/área) es una herramienta que permite multiplicar el volumen de una celda un número determinado de veces con el fin de realizar simulaciones de un yacimiento con un volumen grande, pero con un área de menor tamaño. Esta herramienta de CMG también se utiliza para realizar ajustes históricos en simulaciones de sectores de un modelo full-fill para de esa manera hacer predicciones más exactas.

En el presente proyecto se utilizó la herramienta VAMOD para aportar presión al yacimiento debido a que la caída de presión es muy alta. Aunque la caída de presión se debe a diferentes factores, esta herramienta es de gran ayuda para atacar dicho inconveniente.

Con base en lo anterior, se propusieron diferentes valores de VAMOD con el fin de escoger el que mejor comportamiento presentara, teniendo como valor variable de mayor peso la presión.

Los valores que se proponen son de 17, 20, 25 y 35. En la siguiente gráfica se observa una comparación en el comportamiento de presión con los diferentes valores de modificador de volumen/área.

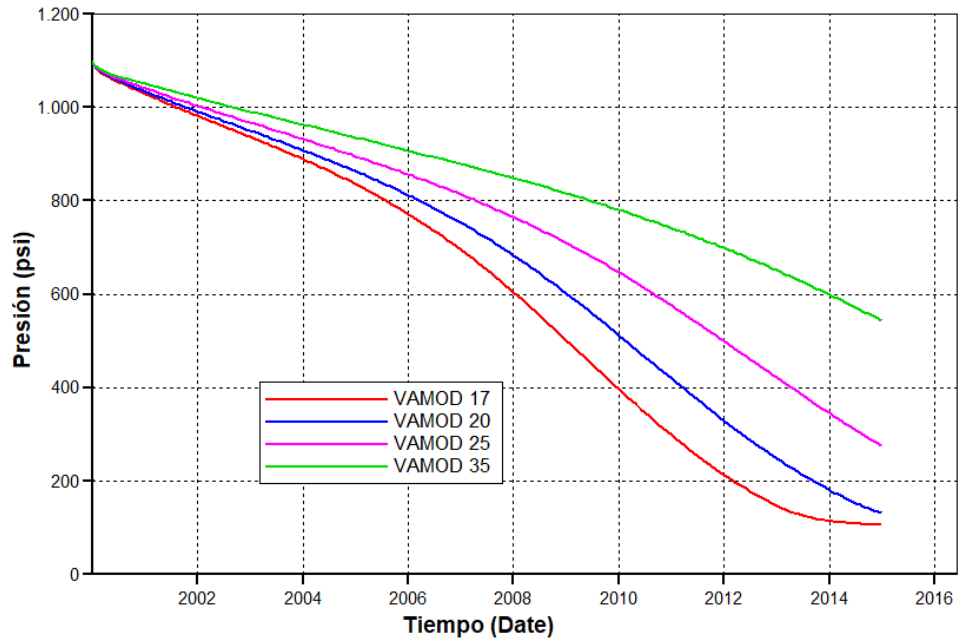


Figura 20. Efecto del VAMOD sobre la presión del yacimiento.

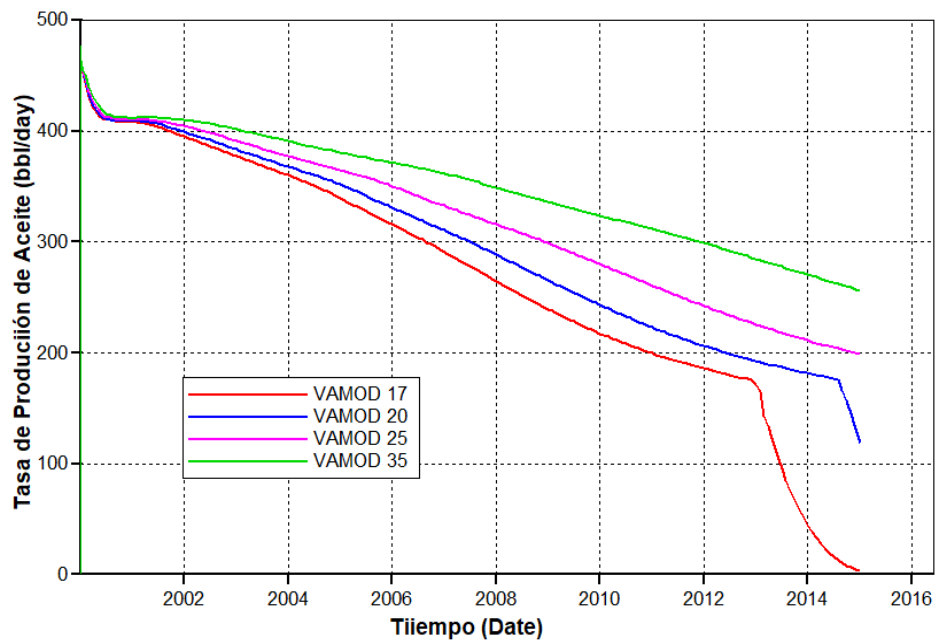


Figura 21. Efecto del VAMOD sobre la tasa de producción de aceite.

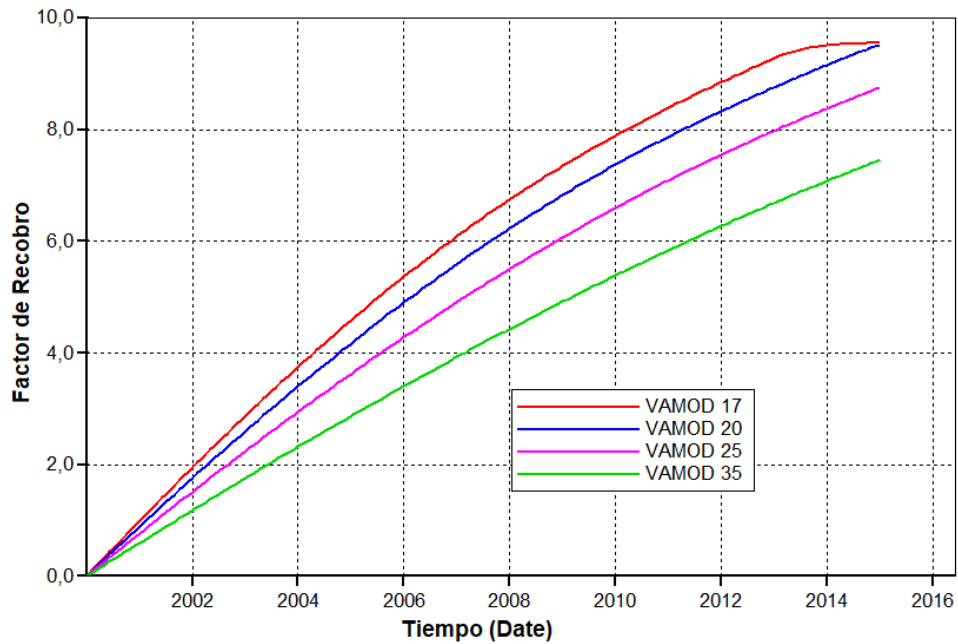


Figura 22. Efecto del VAMOD sobre el factor de recobro de aceite

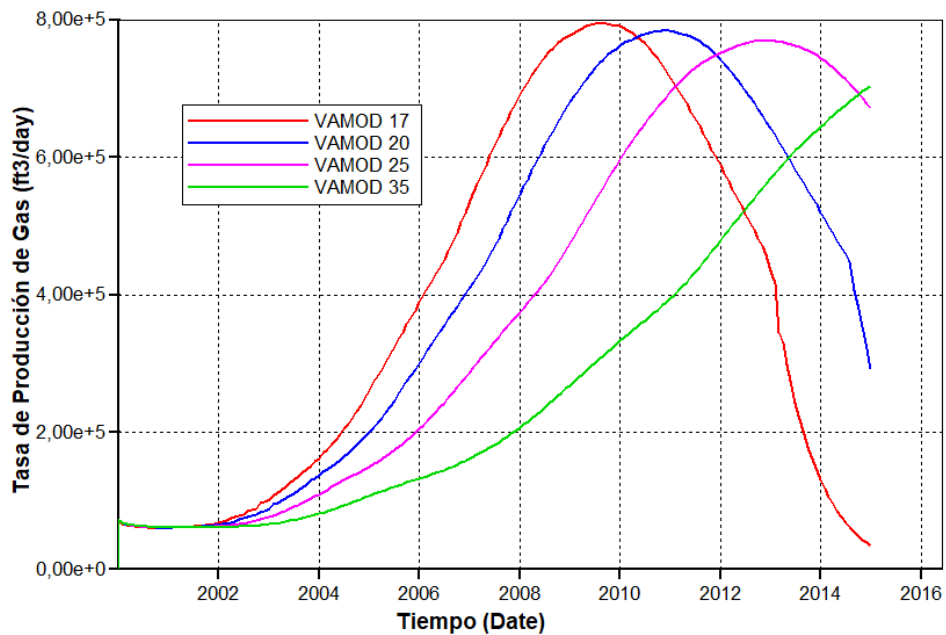


Figura 23. Efecto del VAMOD sobre la tasa de producción de gas

En las gráficas se puede ver que el mejor comportamiento se tiene con el VAMOD\_35 excepto en el factor de recobro.

El comportamiento de dichas gráficas se debe a la función como tal de la herramienta VAMOD, ya que, al multiplicar una celda por un número determinado de veces, a medida que incrementa el valor, el volumen de aceite que va a aportar va a ser mayor y por lo tanto la caída de presión y la producción de aceite se mantendrá por más tiempo. El factor de recobro tiene un comportamiento opuesto ya que, a pesar de mantener una mayor producción, el volumen que drenan los pozos en comparación con el volumen aportado por el VAMOD es menor y por lo tanto el factor de recobro será más bajo.

En la gráfica del gas se observa que a medida que se aumenta el VAMOD el pico de producción tarda más tiempo en alcanzarlo. Esto se debe al mantenimiento de presión que aporta el valor más alto del VAMOD.

Basándose en la figura 18, que muestra el comportamiento de la presión vs tiempo del yacimiento colombiano en estudio, se valida que el VAMOD 20 es el que más se ajusta al comportamiento de presión durante la producción primaria del campo, el cual fue de 8 años. Hay que resaltar que, de esos 8 años de producción, solo se tendrán en cuenta los primeros 5 años ya que después de este tiempo se realizaron proyectos de inyección de agua en unos sectores del campo, por lo cual se presenta el aumento en la presión, haciendo que no se pueda ajustar por más tiempo.

**2.2.5 Refinamiento del MODELO SP** El tamaño de cada celda del modelo es de 50ft, lo que equivale a un área de 2500ft (0.0574 acres); ya que el tamaño de la celda juega un papel importante dentro del comportamiento histórico del modelo debido a que se tiene un modelo heterogéneo y

con el fin de discretizar de una mejor manera el comportamiento de los químicos, se plantearon 3 escenarios adicionales con celdas de menor tamaño para observar el comportamiento de la producción primaria en dichos escenarios. El refinamiento se hizo en las direcciones i-j y se conservó el tamaño de la celda en dirección k (10 ft) para todos los escenarios.

En la siguiente tabla (tabla 23) se muestra el tamaño de la celda para los diferentes escenarios de refinamiento propuestos.

Tabla 21.

*Escenarios de refinamiento MODELO SP*

<b>Sin Refinar</b>	
Dimensiones de los bloques	i-50 [ft] * j-50 [ft] * k-10 [ft]
<b>Refinamiento 1</b>	
Dimensiones de los bloques	i-25 [ft] * j-25 [ft] * k-10 [ft]
<b>Refinamiento 2</b>	
Dimensiones de los bloques	i-16,67 [ft] * j-16,67 [ft] * k-10 [ft]
<b>Refinamiento 3</b>	
Dimensiones de los bloques	i-12,5 [ft] * j-12,5 [ft] * k-10 [ft]

En las figuras 24, 25 y 26 se muestra el efecto del tamaño de la celda para los escenarios de refinamiento propuestos.

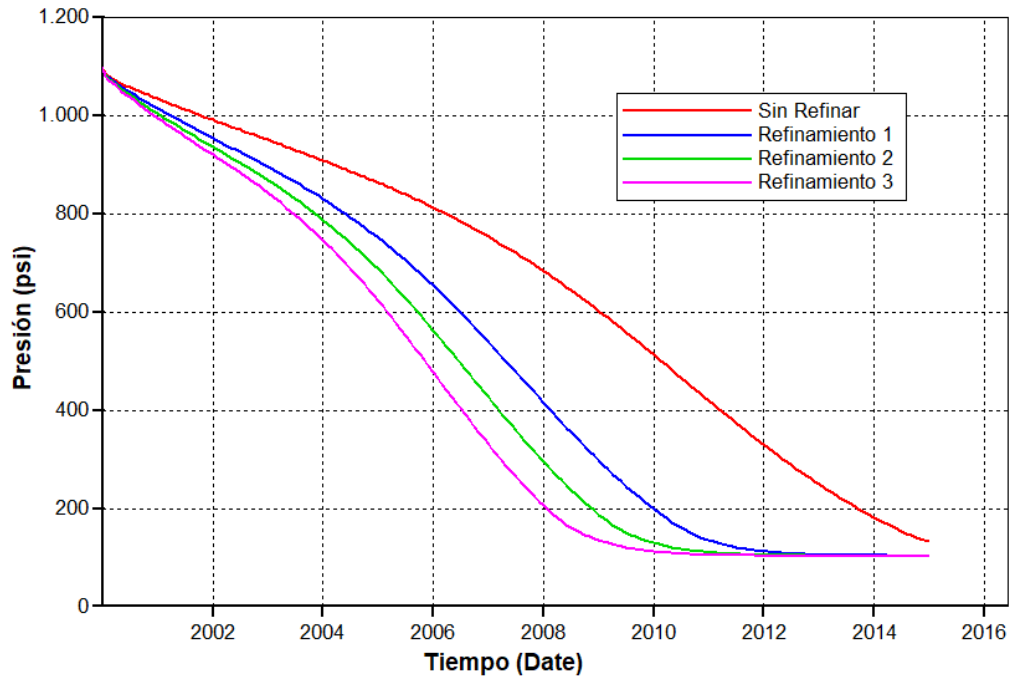


Figura 24. Efecto del tamaño de celda sobre la presión del yacimiento

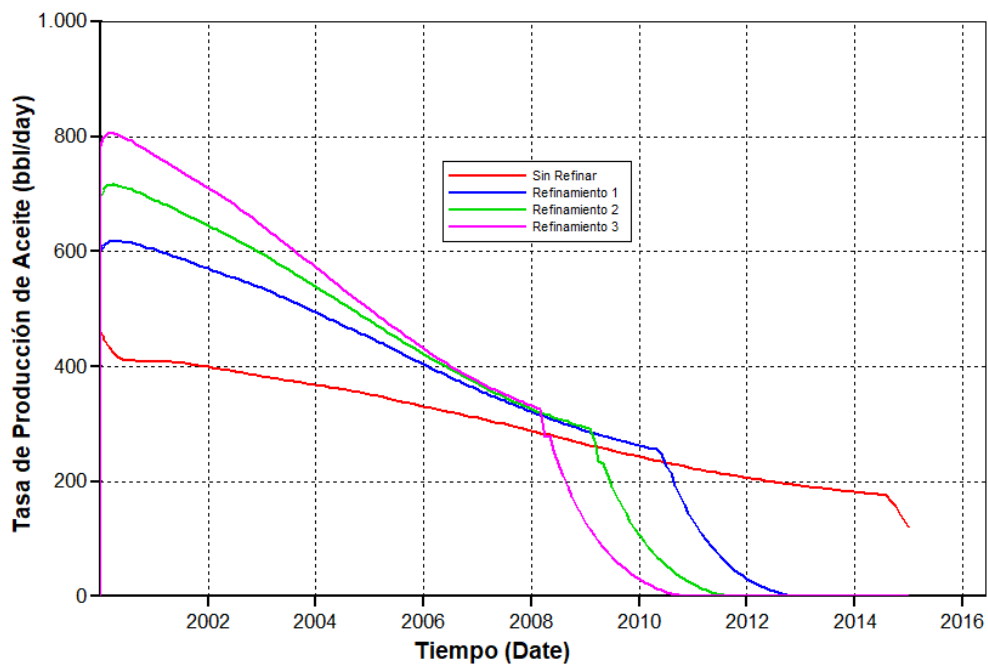


Figura 25. Efecto del tamaño de celda sobre la producción de aceite

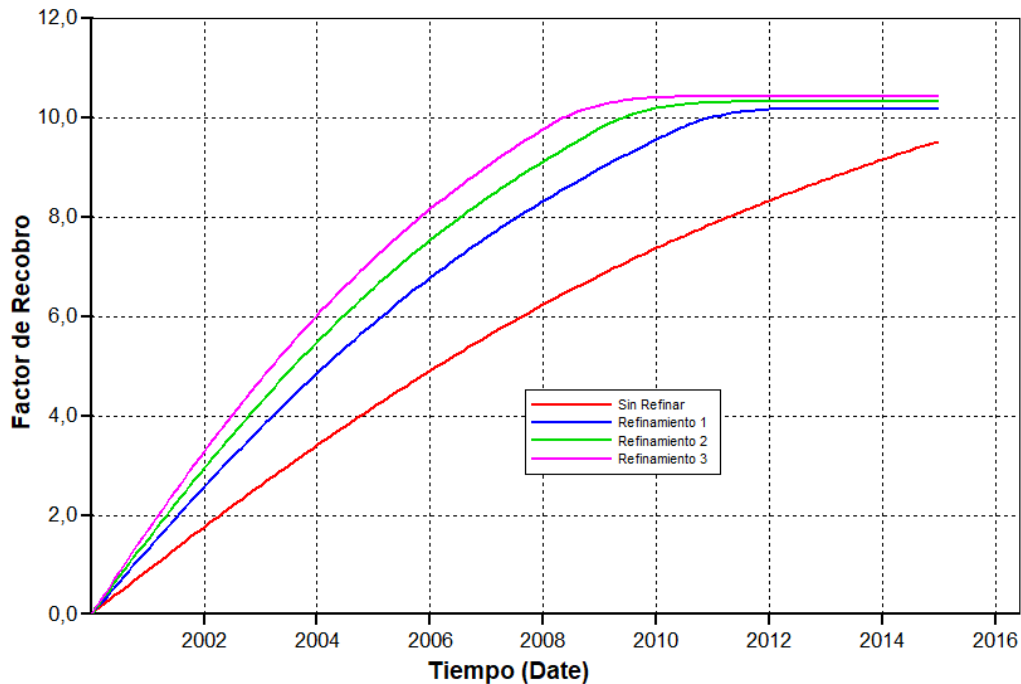


Figura 26. Efecto del tamaño de celda sobre la producción de aceite

Evaluando la producción primaria a 15 años, se observa que al disminuir el tamaño de celda la caída de presión es mayor y dicha caída se refleja en el comportamiento de la producción de aceite. A pesar de los cambios significativos que se observan con la variación del tamaño de celda, los resultados en el factor de recobro tienden a estabilizarse en el mismo valor (entre 10.5% y 10.6%). Así pues, de la misma manera que en el factor de recobro, la producción acumulada de aceite (figura 27) tampoco se ve afectada en la variación del tamaño de celda puesto que tiende a estabilizarse hacia el mismo valor.

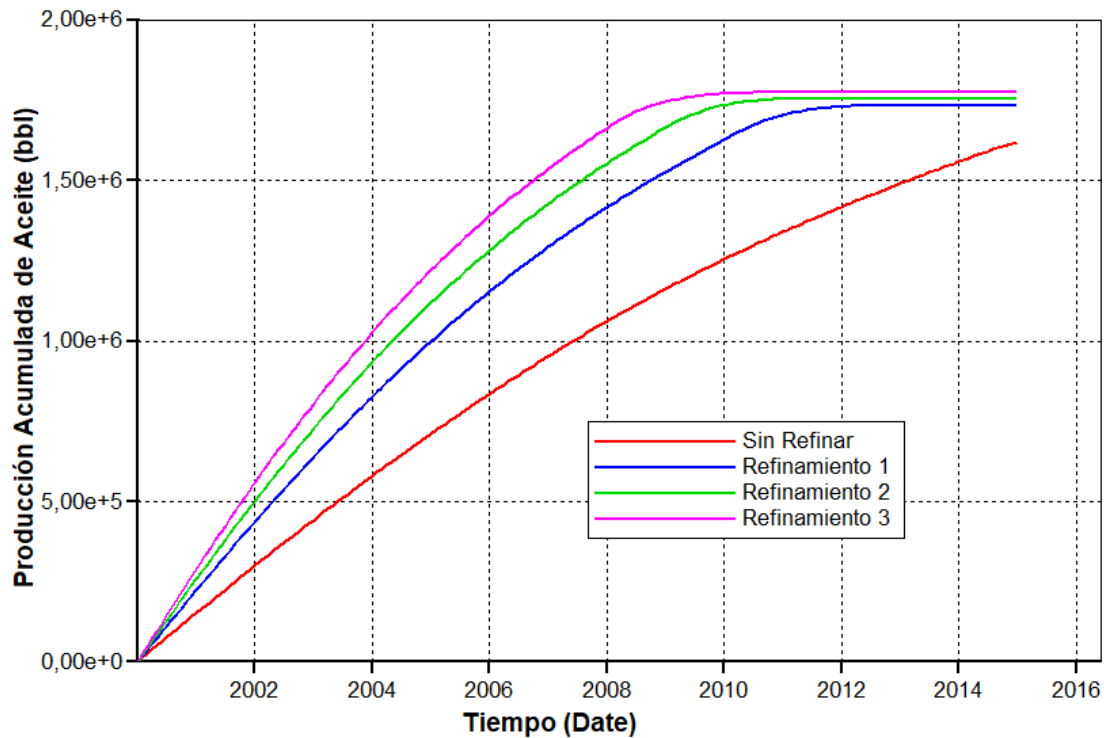


Figura 27. Efecto del tamaño de celda sobre la producción acumulada de aceite

Con base en lo anterior, se puede inferir que el tamaño de celda afecta el comportamiento de la caída de presión y de la tasa de producción de aceite, generando una depleción más rápida, pero sin alterar en gran medida el factor de recobro final y las tasas acumulativas de fluidos, lo que hace pensar que debido a este comportamiento, se espera que en la zona de interés (patrón) las saturaciones de los fluidos no tengan variaciones significativas puesto que factores de recobro y producciones acumulativas similares conllevan a una saturación remanente similar en todos los escenarios.

En la tabla 24, se puede ver los tiempos de cada corrida para los diferentes escenarios de tamaño de celda. El tiempo es un factor a tener en cuenta para escoger el refinamiento adecuado, ya que un tamaño de celda pequeño tendrá mejores resultados en el comportamiento histórico, también se debe considerar la disponibilidad del equipo de cómputo.

Tabla 22.

*Tiempo de simulación para cada escenario*

<b>Escenario (ID)</b>	<b>Tiempo de simulación</b>
Sin refinar	2 min., 12 seg.
1	6 min., 45 seg.
2	18 min., 38 seg.
3	37 min., 29 seg.

Con base en los tiempos de simulación y teniendo en cuenta que el tamaño de celda no representó cambios significativos en variables como el factor de recobro, saturaciones remanentes y producciones acumuladas, se decidió tomar el tamaño de celda del escenario 2.

Después de haber escogido el tamaño de celda, se debe realizar nuevamente un ajuste en el comportamiento de presión puesto que, como se puede ver en la figura 24, la caída de presión quedó por debajo del ajuste histórico que se tenía.

Para realizar dicho ajuste, se propone aumentar el tamaño del VAMOD, tomando los valores que se habían propuesto anteriormente.

En la gráfica se puede ver una comparación con el tamaño de celda seleccionado y los valores de VAMOD propuestos.

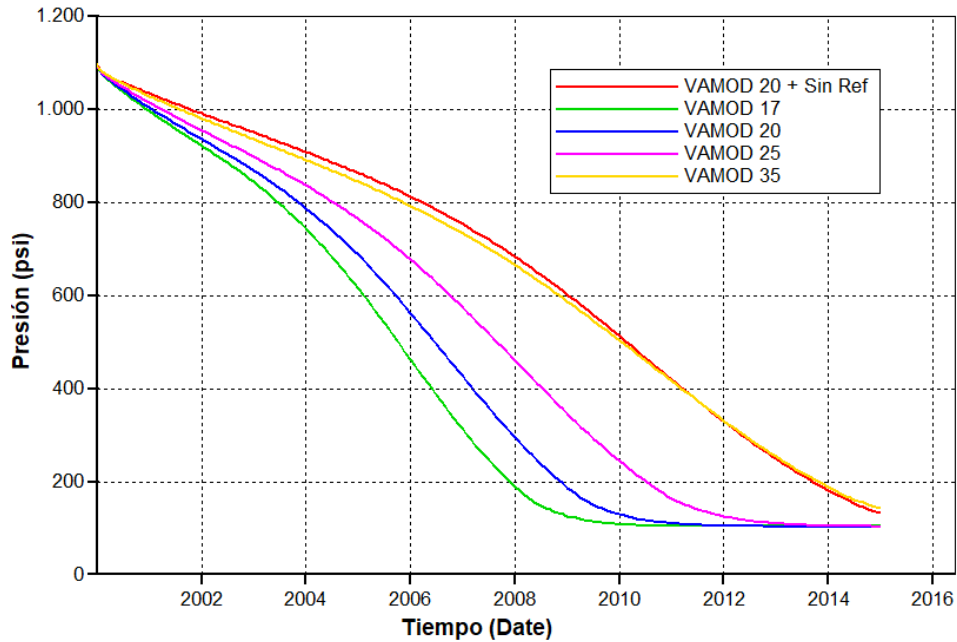


Figura 28. Efecto del VAMOD sobre la presión del yacimiento para el tamaño de celda seleccionado

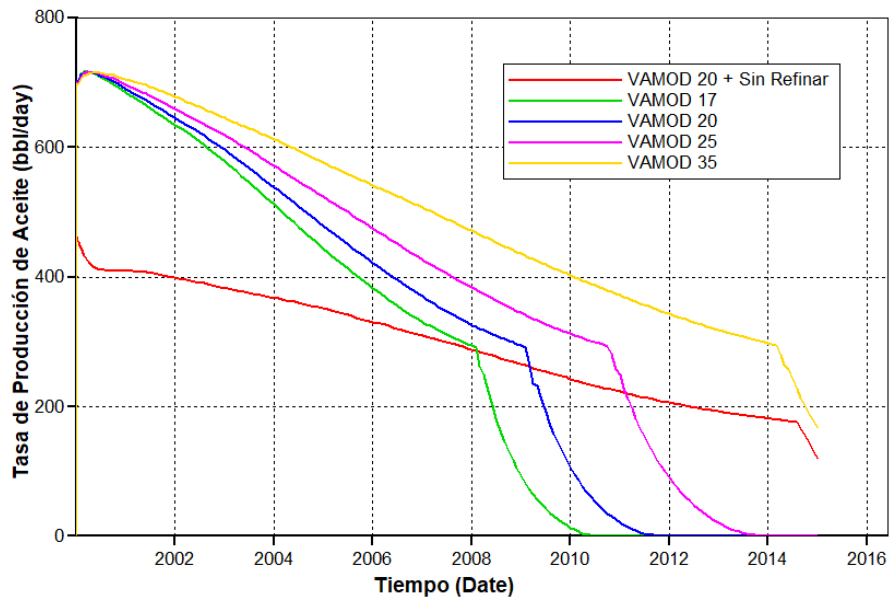


Figura 29. Efecto del VAMOD sobre la tasa de producción de aceite para el tamaño de celda seleccionado

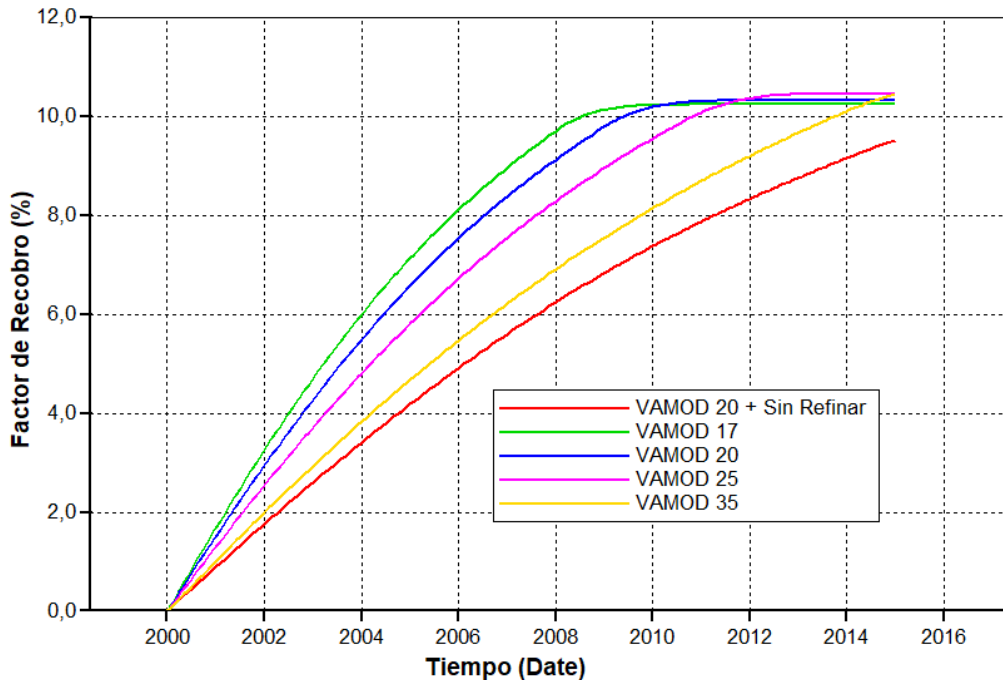


Figura 30. Efecto del VAMOD sobre el factor de recobro de aceite para el tamaño de celda seleccionado

Como se puede ver en las gráficas, principalmente en la gráfica del comportamiento de presión, la que mejor ajuste tiene en comparación con el modelo sin refinar es la que tiene un VAMOD de 35. Así mismo, en las demás gráficas se puede ver que, en tiempo, también tiene un buen ajuste y los valores superiores en las tasas de producción y las tasas acumulativas se debe al aumento en el volumen aportado por el VAMOD.

**2.2.6 Resultados Producción Primaria** En la etapa de producción primaria, los mecanismos de empuje que actúan en el modelo son los de expansión roca-fluido y gas en solución, siendo este último el de mayor efecto ya que la presión de burbuja está muy cerca a la presión inicial del modelo y en consecuencia el gas que se encuentra disuelto se libera en los primeros meses. Asimismo, no se tuvo en cuenta otro mecanismo de producción primaria como acuífero o capa de

gas por recomendaciones de aplicaciones para procesos de invasión con agentes químicos (Chang, 1978; Sheng et al, 2015; Paris de Ferrer, 2001).

Con base en lo anterior, el valor en el factor de recobro tiene un valor acorde a los mecanismos de empuje primario y las demás gráficas también corresponden al comportamiento asociado a los mecanismos mencionados.

A continuación, se presenta una tabla donde se menciona los aspectos más relevantes de la etapa de producción primaria para el año 2009, ya que a esta fecha se va a iniciar la inyección de agua lo cual se mencionará más adelante.

Tabla 23.

*Aspectos relevantes de la etapa de producción primaria*

<b>Mecanismos de producción primaria</b>	<b>Gas en solución, expansión roca-fluido</b>
Tiempo de producción primaria ( <i>años</i> )	9
Factor de recobro (%)	7.63
Presión (psi)	648
Saturación de aceite ( <i>fracción</i> )	0.6505
Saturación de gas ( <i>fracción</i> )	0.0812
Saturación de agua ( <i>fracción</i> )	0.2683
Relación gas-aceite ( <i>pies<sup>3</sup>/bbl</i> )	1610.4
Tasa de producción de gas ( <i>pies<sup>3</sup>/día</i> )	746990
Tasa de producción de aceite ( <i>bbl/día</i> )	463.86
Tasa de producción de agua ( <i>bbl/día</i> )	320.92

## 2.3 Inyección de agua

**2.3.1 Inicio Inyección de Agua** Como se describió anteriormente, se seleccionó para el desarrollo del presente trabajo un patrón de inyección de 5 puntos invertido (4 productores – 1 inyector), con lo cual se garantiza un mejor barrido en el área de interés, ya que con un patrón normal (1 productor – 4 inyectores) el agua podría canalizarse debido a la heterogeneidad del modelo y el barrido no sería eficiente.

La producción primaria se evaluó a 15 años, sin embargo, la inyección de agua se decide implementar en el año 2009 con base a los siguientes aspectos:

Primero se tuvo en cuenta la presión del yacimiento, ya que, como se mencionó anteriormente, la presión de saturación la alcanza en los primeros meses de producción y el gas que libera ayuda al mantenimiento de presión; una vez llegue al punto de producción máxima de gas el yacimiento se depletará rápidamente porque no tiene ningún otro aporte de energía. Cabe añadir que en el año 2009 la presión tiene un valor relativamente alto y, por lo tanto, al empezar la etapa de inyección de agua, esta haría un sostenimiento de presión y la vida del yacimiento podría extenderse por más tiempo; a diferencia de si se inyecta agua más tarde. Seguidamente se tuvo en cuenta la relación gas-aceite (GOR) puesto que, en primer lugar, el pico de producción de gas se alcanza a principios de 2011 y el GOR alcanza su máximo 8 meses después, y segundo, a causa de lo anterior, después del año 2012 el factor de recobro tiende a estabilizarse y no habrá cambios significativos en dicho valor, indicando el final de la etapa de producción primaria. Finalmente, se tuvo en cuenta la tasa de producción de aceite, ya que en este año la tasa de producción es buena (436 bls) y la idea es mantener dicha tasa.

Teniendo en cuenta las consideraciones mencionadas, así como sugerencias de autores como Amhen (2010) y Willhite (1986), el yacimiento es buen candidato para la implementación de un proceso de recobro secundario (inyección de agua) y posteriormente el desarrollo de un proceso de recuperación terciaria (inyección de SP). Así pues, el inicio de la inyección de agua se realizará en el año 2009.

**2.3.2 Sensibilidad tasa de inyección** Para el desarrollo de inyección de agua se propuso diferentes escenarios en cuanto a la tasa de inyección, buscando como objetivo principal, tener el mayor factor de recobro en esta etapa de recuperación secundaria. Los valores propuestos para las tasas de inyección de agua, se basó en un balance volumétrico, teniendo en cuenta que, al inyectar un barril de agua, este desplazará un barril de petróleo. También hay que tener en cuenta que la saturación de agua en el yacimiento al comienzo de la producción primaria (30%) y en el año 2009 es superior a la saturación irreducible (11,2%), el balance volumétrico se debe tener en cuenta la tasa de producción de líquidos y no solo la tasa de producción de aceite.

En la siguiente tabla se muestra los escenarios propuestos para las tasas de inyección de agua, las cuales tienen valores iguales y superiores a la tasa de producción de líquidos. Los valores operativos de los pozos productores e inyector se mantuvieron constantes para todos los escenarios, así como el tiempo del inicio de inyección (2009).

Tabla 24.

*Tasas de inyección de Agua a Sensibilizar*

<b><i>STW</i> – Máxima tasa de inyección de agua,</b>				
<b>bwpd (<math>i_w</math>)</b>				
<b><math>i_w \rightarrow</math></b>	850	900	950	1000

Además, para garantizar la integridad del yacimiento, es decir, que no se genere fracturas dentro del mismo, se decide poner un límite de 2100 psi en la presión de fondo (BHP) del pozo inyector. Este valor está a 400 psi por debajo del valor de presión de fractura.

A continuación, se presentan las gráficas de las simulaciones con los diferentes escenarios de inyección de agua. La simulación se realizó hasta el año 2025, teniendo en cuenta que la inyección de agua comenzó en el año 2009 y terminó en el año 2020 (11 años de inyección).

Los resultados que se mostrarán y posteriormente serán analizados son: la producción de aceite, presión, factor de recobro, relación agua-aceite y las saturaciones de los diferentes fluidos.

- ***Presión promedio del yacimiento:*** Los principales objetivos que se buscan con un proceso de inyección de agua es aumentar la producción de aceite y también ayudar a un mantenimiento en la presión en yacimientos que tienen una rápida depleción. Ahora bien, como se puede ver en la gráfica, el agua inyectada en los diferentes escenarios no está siendo efectiva, ya que no se observa un incremento significativo en el valor de la presión, aún cuando se está inyectado tasas relativamente altas en comparación con la cantidad de líquidos que se están produciendo. Así pues, para garantizar un sostenimiento en la presión, se debe inyectar tasas muy altas de agua, lo que no es técnica ni económicamente viable.

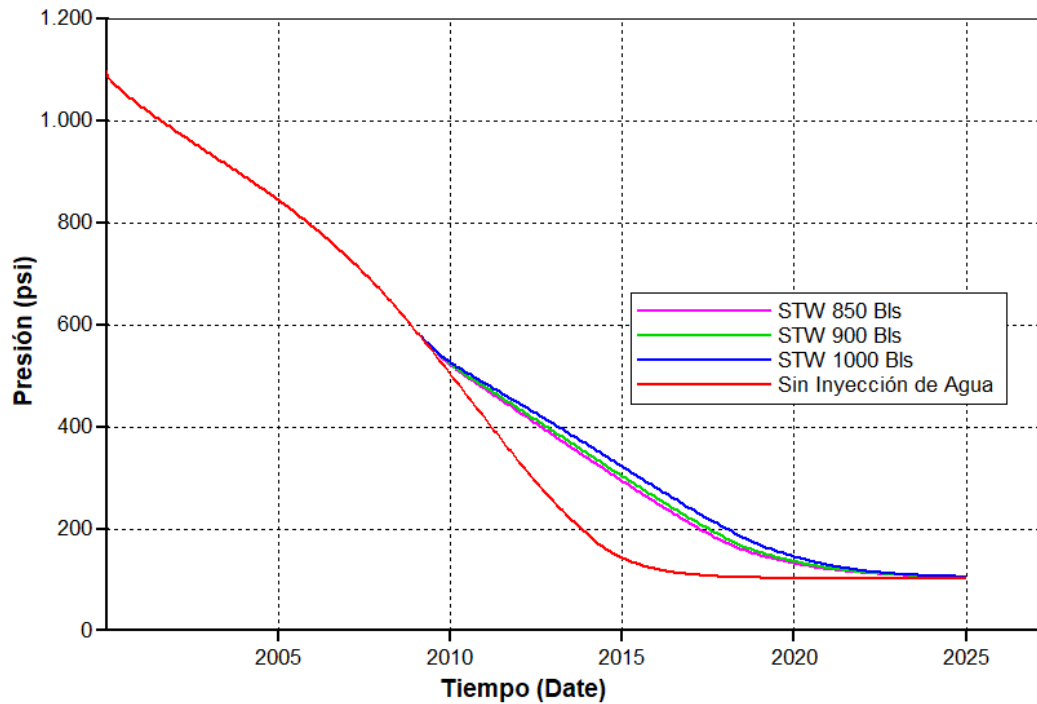


Figura 31. Comportamiento de la presión del yacimiento para cada escenario de inyección de agua

- **Tasa de producción de aceite:** como se mencionó anteriormente, la invasión con agua ayuda a la recuperación de aceite aumentando la producción de este y, por lo tanto, aumenta la vida productiva del yacimiento. Aunque en la gráfica se puede ver un aumento en la tasa de aceite, dicho incremento no es significativo y la producción no se extiende por un periodo de tiempo prolongado, dando como resultado que a principios y finales el año 2017 (para las tasa de inyección de 850 bls/día y 900 bls/día, respectivamente) y en mediados del 2018 (para la tasa de inyección de 1000 bls/día) la vida productiva del yacimiento se termine y, como se observa en la gráfica, la producción caiga drásticamente.

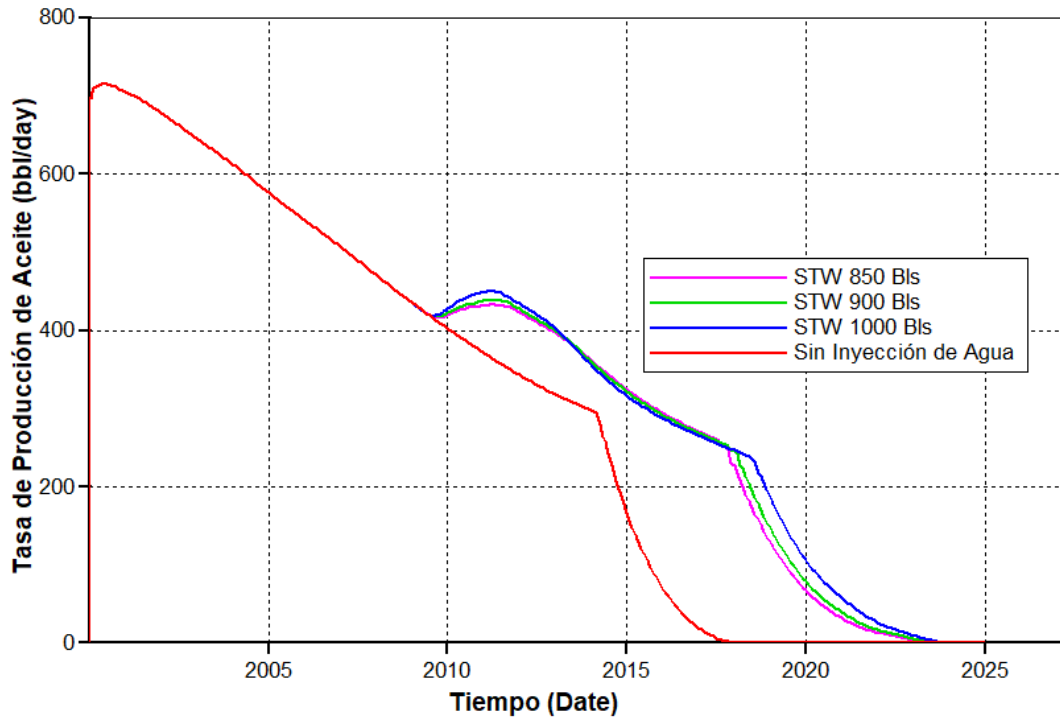


Figura 32. Comportamiento de la tasa de producción de aceite para cada escenario de inyección de agua

- **Relación de producción agua/aceite (WOR):** en la etapa de producción primaria, esta relación no tiene un valor alto y se mantiene constante durante los 15 años de evaluación de esta primera etapa (línea roja). En la gráfica se observa que, al iniciar la inyección de agua, dicha relación tiende a incrementar en función del tiempo. Es evidente que a medida que aumenta la tasa de inyección, el WOR también aumenta. Esto último está relacionado con el tiempo de ruptura, puesto que, generalmente, cuanto mayor sea la tasa de inyección el tiempo de ruptura será menor. De esta gráfica se puede inferir el tiempo en el cual el agua alcanza los pozos productores, pues cuando esto pasa, el WOR tiende a incrementar rápidamente.

Esta relación es un criterio importante para un posterior método de recuperación mejorada con métodos químicos. Autores como Needham y Doe (1987) explican que para proyectos

pilotos, el WOR no debe ser mayor a 10 porque los químicos inyectados (polímeros) no serían eficientes.

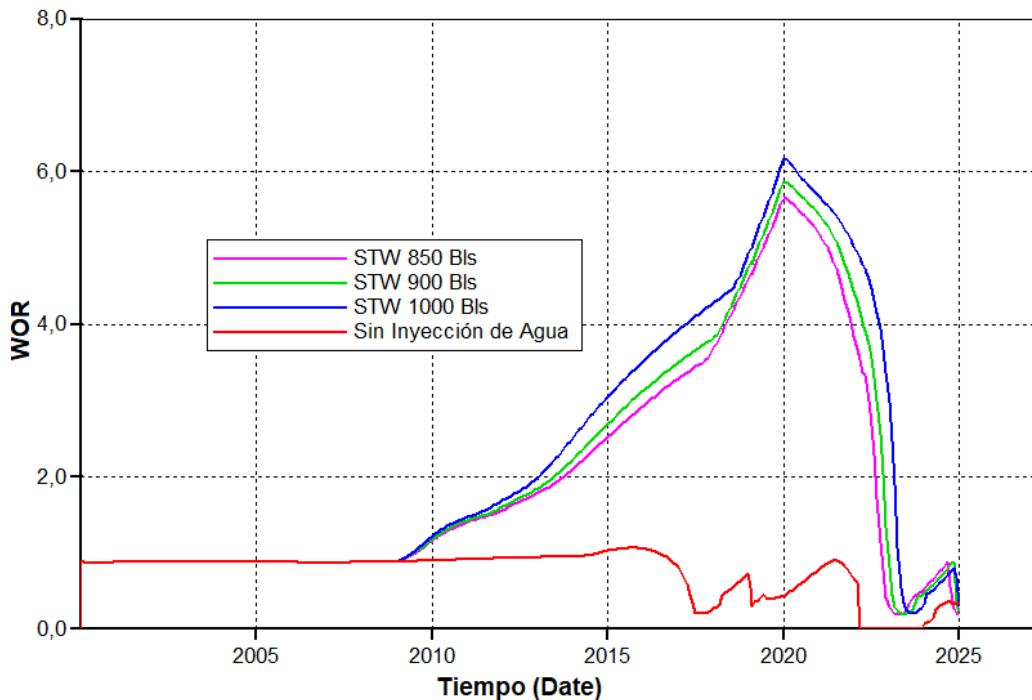


Figura 33. Comportamiento de la relación agua-aceite para cada escenario de inyección de agua

A continuación, se presentan las gráficas comparativas entre las saturaciones de los fluidos presentes en el yacimiento desde el inicio de la simulación (producción primaria) y posterior a la inyección de agua (final de la simulación, 2020):

- **Saturación de gas:** como se observa en la gráfica, la saturación de aceite incrementa rápidamente debido a la cercanía entre la presión inicial (1100psi) y la presión de burbuja (1082psi) dando como resultado que el gas se libere en etapas tempranas. Durante la inyección de agua, la saturación de gas no aumenta de la misma manera que lo hace al comienzo de la vida del yacimiento como consecuencia de la presión que genera el agua.

Aunque la presión cae con la invasión con agua, se puede observar que no cae de la misma manera que en la etapa de producción primaria (Figura de la presión).

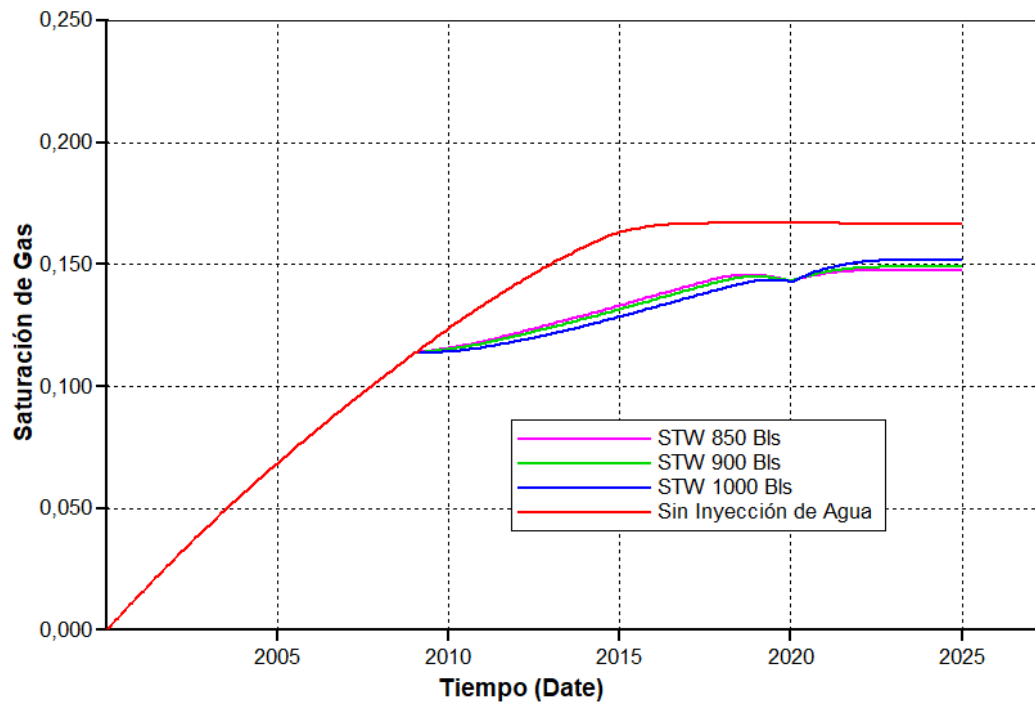


Figura 34. Comportamiento de la saturación promedio de gas para cada escenario de inyección de agua

- **Saturación de aceite:** Comparando la saturación de aceite antes y después de la inyección, se puede ver que esta no tiene un cambio apreciable. Con base en lo anterior, se puede decir que el factor de recobro final para estas dos etapas será similar ya que saturaciones de aceite similares representan una cantidad de aceite recuperado similar.

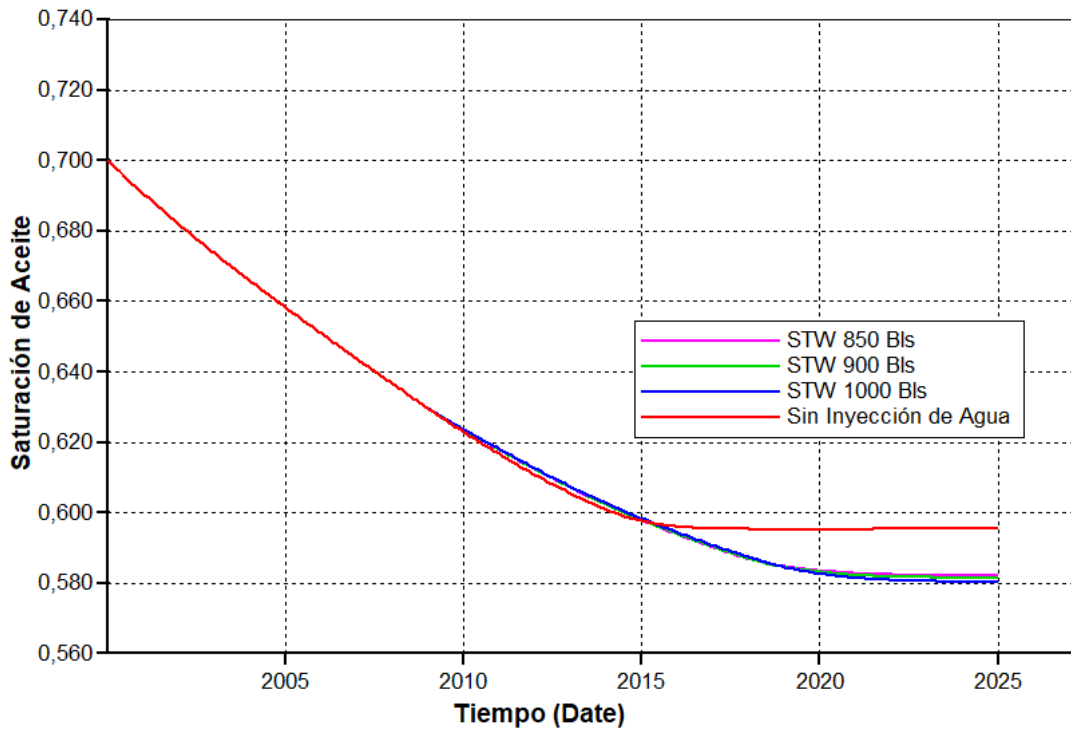


Figura 35. Comportamiento de la saturación promedio de aceite para cada escenario de inyección de agua

- **Saturación de agua:** en cuanto a esta, en la gráfica se puede apreciar como aumenta desde que se inicia la inyección de agua. También se puede apreciar que después del año 2015, la saturación se mantiene constante para los tres escenarios, lo que hace pensar que al poco tiempo después que el agua haya hecho ruptura, los canales de flujo entre los pozos productor-inyector se estabilizan y como consecuencia, la saturación no presente cambios significativos.

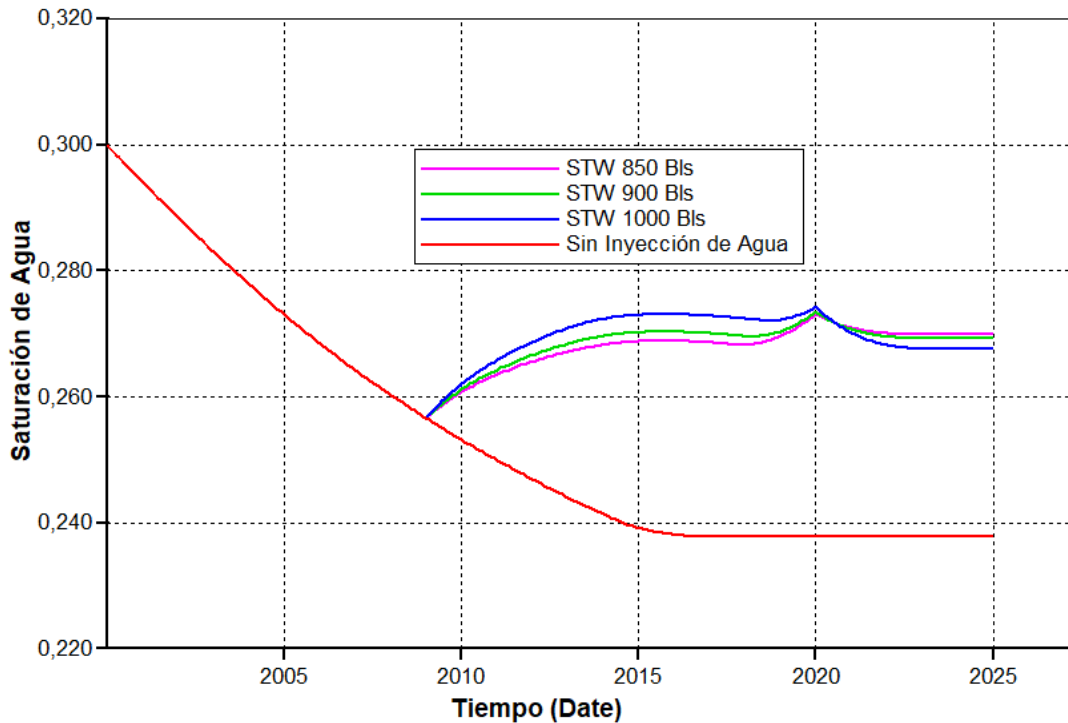


Figura 36. Comportamiento de la saturación promedio de agua para cada escenario de inyección de agua

**2.3.3 Problemas en la inyección de Agua** Como se observa en las gráficas anteriores, la inyección de agua no está siendo eficiente ya que no hay un mantenimiento de presión, aun cuando se está inyectando a una tasa de 1000 bl/día.

Analizando el modelo en una vista en 3D, se observó el problema que se está presentando y corresponde a la canalización del agua hacia el pozo productor-002 y también la segregación gravitacional está teniendo marcada influencia durante el desarrollo de la inyección de agua. Además, otra causa de la pobre eficiencia durante la invasión es debido a la permeabilidad de la última capa del modelo, generando que el agua haga irrupción rápidamente en los pozos productores, principalmente en el pozo productor-002.

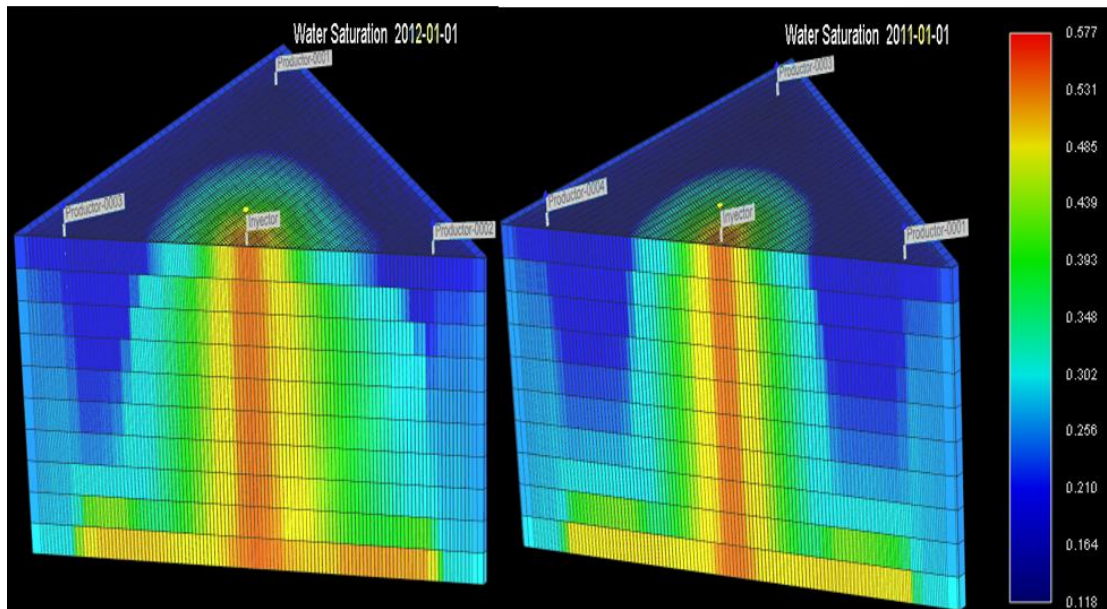


Figura 37. Vista en 3D canalización Inyección de Agua

**2.3.4 Soluciones propuestas para la inyección de agua** En relación con los problemas que se presentan en el modelo los cuales se mencionan anteriormente, se plantean soluciones con las cuales se logre un mejor barrido durante la inyección de agua y la eficiencia del proceso sea mayor. El principal inconveniente se presenta en la última capa y en la zona de mayor permeabilidad del modelo. Teniendo esto claro, se presentan diferentes configuraciones para atacar dicho problema:

Tabla 25.

*Configuraciones de Solución a la inyección de Agua*

Configuración	Descripción
Configuración 1	Capa 10 cerrada para el pozo productor 2
Configuración 2	Capa 10 cerrada para los productores 1, 3 y 4. Capa 9 y 10 cerrada para el productor 2

Configuración	Descripción
Configuración 3	Capa 9 y 10 cerrada para todos los pozos productores
Configuración 4	Capas 9 y 10 cerradas para los productores 1, 3 y 4. Capa 8, 9 y 10 cerrada para productor 2
Configuración 5	Capa 10 cerrada para todos los pozos productores.

El pozo inyector se mantuvo constante inyectando en todas las capas (1 a 10) y a una misma tasa de inyección (900 bls/día) para tener una comparación directa y escoger el mejor escenario. En las siguientes gráficas se observa el comportamiento de las configuraciones propuestas para dar solución a los problemas presentes con la inyección de agua.

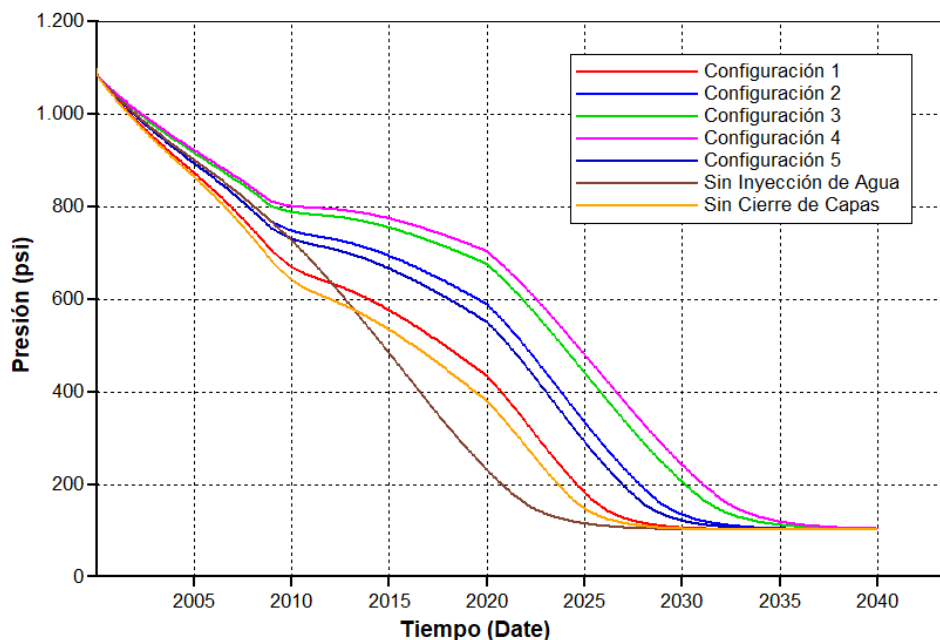


Figura 38. Comportamiento de la presión del yacimiento para las diferentes configuraciones

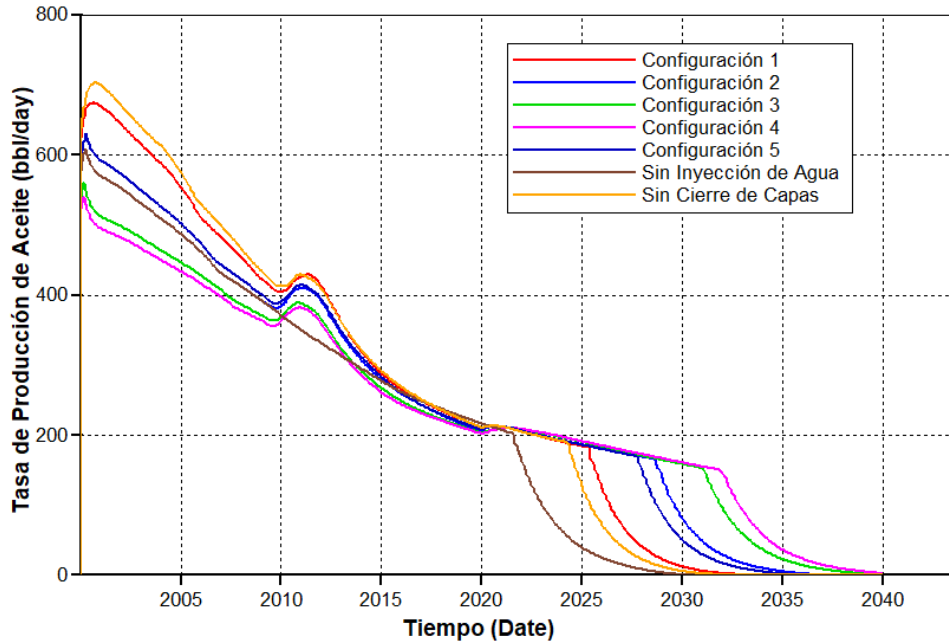


Figura 39. Comportamiento de la tasa de producción de aceite para las diferentes configuraciones

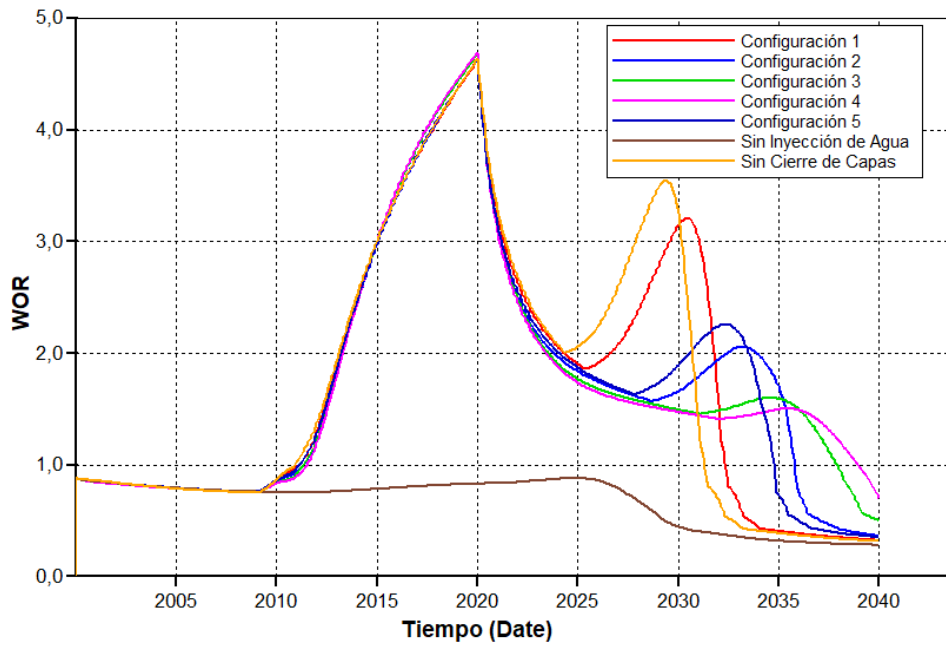


Figura 40. Comportamiento de la relación agua-aceite para las diferentes configuraciones

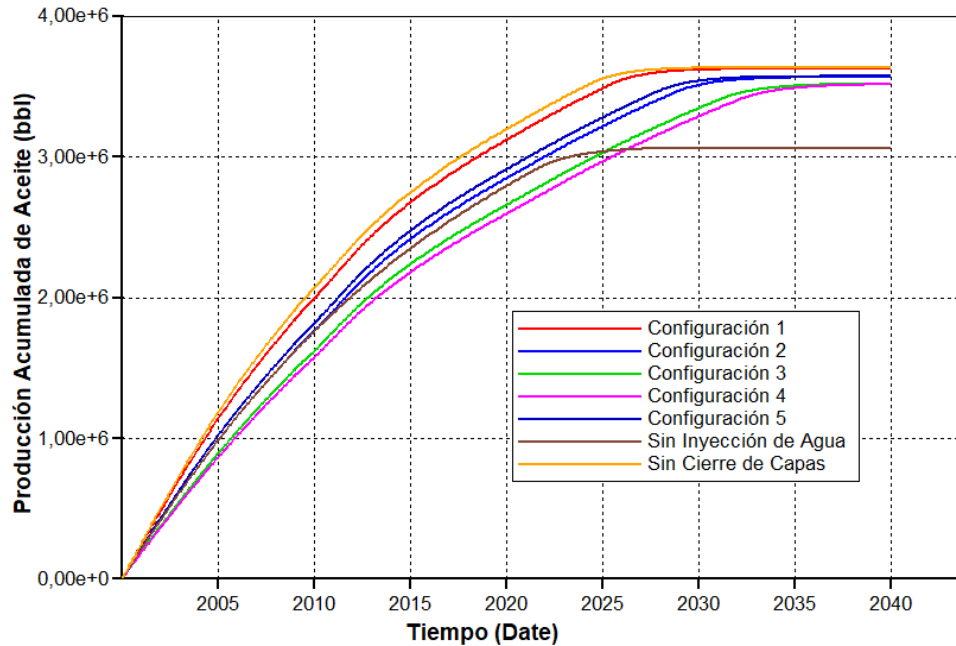


Figura 41. Comportamiento de la producción acumulada de aceite para las diferentes configuraciones

Para elegir el escenario que mejor comportamiento tenga y basándose en las gráficas mostradas, se considera los siguientes aspectos: teniendo que lo que se busca es mantener la presión durante el mayor tiempo posible, con una caída en la producción no tan pronunciada y considerando el factor de recobro, así como las producciones cumulativas de gas, agua y aceite.

Con base en lo anterior, la configuración elegida para seguir con el desarrollo del presente proyecto es la configuración 4.

En las gráficas se puede ver que dicha configuración es la que mejor comportamiento de presión tiene. Además, debido a la cantidad de perforaciones cerradas, la tasa de producción de aceite es la más baja, pero con una caída menos pronunciada. A pesar de lo anterior, la producción cumulativa no presenta variaciones significativas con el resto de las configuraciones propuestas ya que tienen a estabilizarse en el mismo valor, generando así un factor de recobro similar en todos los escenarios.

El corte de agua y la relación agua-aceite (WOR) para el escenario elegido, presenta valores similares en comparación con los demás y se puede apreciar que después del año 2020, cuando se deja de inyectar agua, el corte de agua, así como el WOR son los que tienden a disminuir más dicho valor. Este comportamiento puede atribuirse a la segregación del agua en las capas inferiores, las cuales están cerradas y hacen que la producción de agua sea menor.

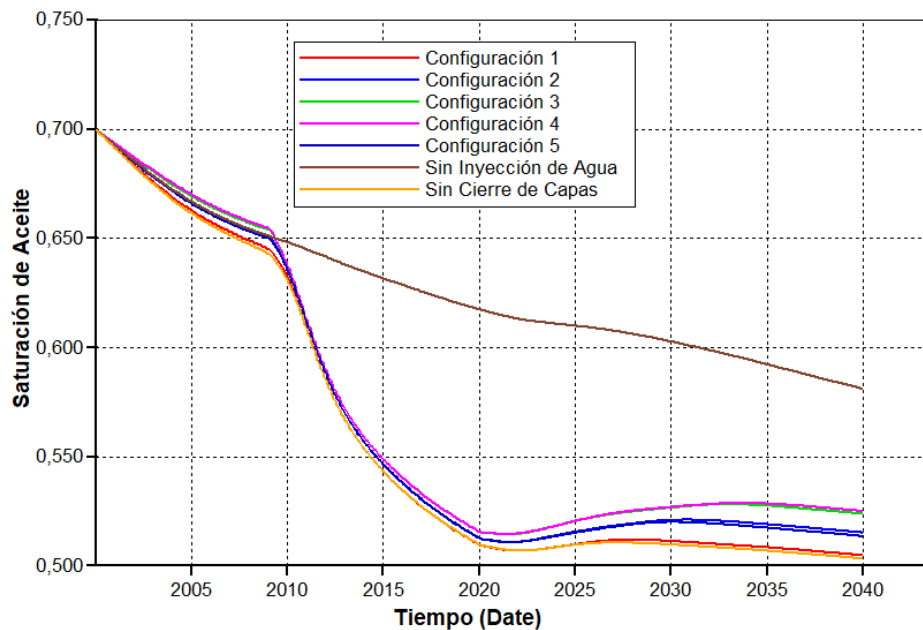


Figura 42. Comportamiento de la saturación promedio de aceite para las diferentes configuraciones

Como se puede ver en la gráfica, la saturación de aceite al final de la etapa de inyección y posterior a esta, es similar para todos los casos, teniendo variaciones muy pequeñas entre una y otra configuración (0,52 – 0,50). Analizando esta gráfica también podemos observar que una cantidad significativa de petróleo aún está presente en el yacimiento, lo que justifica una inversión en un método de recobro mejorado con inyección de químicos, pues diferentes autores

recomiendan que para que este tipo de recuperación terciaria sea eficiente, debe haber una saturación alta de petróleo.

En cuanto a de saturación de agua y gas, se puede ver que, el gas tiene el menor valor de saturación, ya que la presión se mantiene por más tiempo y en un valor más alto que las diferentes configuraciones, dando como resultado un valor de saturación más bajo y por lo tanto una producción de gas menor. Por otro lado, la saturación de agua tiene un valor alto ya que hay una cantidad considerable que se queda atrapada en las últimas capas debido a la segregación gravitacional.

Finalmente, se tiene que la configuración 4 se va a utilizar para seguir con la inyección de los químicos. Dicha configuración se empleará cuando se inicie la inyección de agua (2009) y de esta manera aprovechar la cantidad de aceite que se puede recuperar durante la etapa de producción primaria.

**2.3.5 Resultados Producción Primaria** En la siguiente tabla se muestra los aspectos más relevantes al final de la etapa de inyección de agua (2015) para posteriormente realizar la inyección y análisis de los químicos

Tabla 26.

*Aspectos relevantes de la etapa de inyección de agua*

Tiempo de inyección de agua ( <i>años</i> )	6
Factor de recobro incremental (%)	17.71
Presión (psi)	537.54
Saturación de aceite ( <i>fracción</i> )	0.5331
Saturación de gas ( <i>fracción</i> )	0.0370
Saturación de agua ( <i>fracción</i> )	0.4299

---

Relación gas-aceite ( <i>pies<sup>3</sup>/bbl</i> )	846.47
Tasa de producción de gas ( <i>pies<sup>3</sup>/día</i> )	234674
Tasa de producción de aceite ( <i>bbl/día</i> )	277.24
Tasa de producción de agua ( <i>bbl/día</i> )	674.15
Relación agua-aceite	2.43
Corte de agua (%)	70.86

---

### 3. Análisis de los resultados

Basándose en los estudios de campo mostrados en el Capítulo 1 de este libro y de recomendaciones propuestas por autores como: Alí M. & Mahmud B. (2015), Paris de Ferrer M. (2001), Guerrero C. (2015), Ariza I. & Bautista L. (2017), entre otros, se tomaron los rangos de concentración y tamaño de bache para realizar la sensibilidad de un proceso de inyección de surfactante-polímero, los cuales se muestran en las tablas 31 y 32.

Tabla 27.

*Rango de aplicación del polímero*

<b>Polímero</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>
Concentración (ppm)	500	3000
Tamaño de bache (VP)	0,1	0,5

Tabla 28.

*Rango de aplicación del polímero*

<b>Surfactante</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>
Concentración (ppm)	1500	6000
Tamaño de bache (VP)	0,1	0,4

Una vez definidos los rangos de concentración, se debe realizar la conversión de partes por millón (ppm) a fracción molar ( $X_i$ ), ya que al simulador se le debe ingresar los valores en estas unidades. Para realizar dicha conversión, se utiliza la siguiente ecuación:

$$X_i = \frac{(W_{t_i}/M_{w_i})}{\sum_{i=1}^{n_c} W_{t_i}/M_{w_i}} \quad (3)$$

Donde,  $W_{ti}$  es la concentración en ppm dividida en 10000 y  $M_{wi}$  es el peso molecular de cada componente

Para calcular los volúmenes porosos a inyectar se tiene en cuenta la tasa de inyección, el tiempo de inyección y el volumen poroso del modelo. Para este caso, se debe considerar solo el volumen poroso del sector a evaluar puesto que es en esta zona donde los químicos van a tener influencia. Además, el modelo de simulación tiene modificadores de volumen, lo que también afectaría los resultados obtenidos si se tiene en cuenta todo el volumen del modelo. Así pues, la ecuación para calcular el VP a inyectar, en cuanto al tiempo total de inyección, es la que se presenta a continuación.

$$\text{Tiempo de inyección} = \frac{VP_{\text{sector}} * \text{Fracción VP a inyectar}}{\text{Tasa de inyección}} \quad (4)$$

En la tabla 33 se presenta el tiempo requerido, en años, para lograr la inyección de los diferentes volúmenes porosos que se van a evaluar.

Tabla 29.

*Conversión VP a Tiempo*

VP	Tiempo
0.1	1 año, 9 meses y 18 días
0.25	4 años, 6 meses y 6 días
0.3	5 años y 6 meses
0.4	7 años, 3 meses y 18 días
0.5	9 años 2 meses y 12 días

### 3.1 Inyección temprana de los químicos

La inyección de agua es el método de recuperación secundaria más utilizado a nivel mundial por su facilidad en la aplicación, así como la disponibilidad del fluido. Pero la viscosidad del agua es la mayor limitante, ya que al tener menor viscosidad que el crudo esta se moverá más rápido dentro del medio poroso haciendo un barrido ineficiente y consecuentemente habrá una baja eficiencia de barrido areal y volumétrica.

El agua también puede ser ineficiente porque hay aceite que no puede ser desplazado debido a las fuerzas viscosas y capilares, las cuales el agua no puede vencer para barrerlo.

Por lo anterior, cuando el agua se hace ineficiente, es donde el uso de aditivos químicos se presenta como una solución para alargar la vida productiva del yacimiento.

El inicio de la inyección de estos químicos es muy importante ya que, técnicamente, se debe hacer cuando el agua se ha vuelto ineficiente, diferentes estudios muestran que entre más temprano se inyecten, especialmente los surfactantes, serán mejor la recuperación puesto que la cantidad de aceite a contactar será mayor y por lo tanto el aceite será alterado y podrá ser desplazado más fácilmente.

Uno de estos estudios fue realizado por AlKhatip M. & Alshehri A. (2015) en el cual concluyeron que la implementación de la inyección de surfactantes en etapas tempranas permite condiciones más favorables para la recuperación del crudo.

la respuesta del yacimiento y así escoger el año de inicio de inyección de los químicos

Es por esto que se realiza una optimización en el tiempo de inyección de los químicos para observar Para hacer una comparación directa en la optimización del inicio de la inyección, se toma un valor de 0.3 VP para cada químico, pues se considera un valor normal para el desarrollo de este tipo de procesos.

En la figura 43 y 44 se observa la respuesta de la producción acumulada de aceite y la tasa de producción instantánea, respectivamente, cuando se inyecta en etapas tempranas y etapas tardías de la inyección de agua. Se muestra que el mejor comportamiento se tiene con la inyección en el año 2015, seguido por la inyección en el año 2018 y el escenario menos eficiente se tiene en el año 2029.

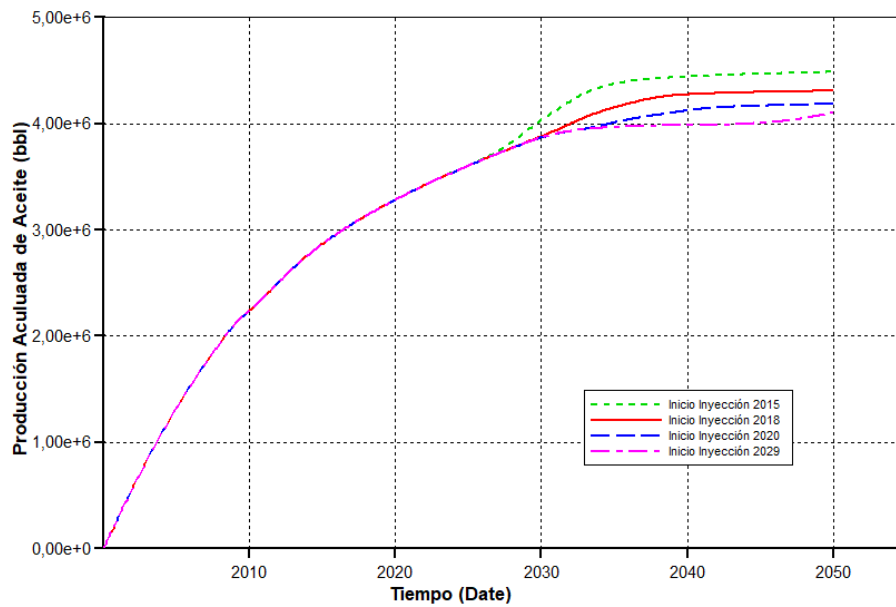


Figura 43. Respuesta de la Producción Acumulada de Aceite a la Inyección de químicos en diferentes años

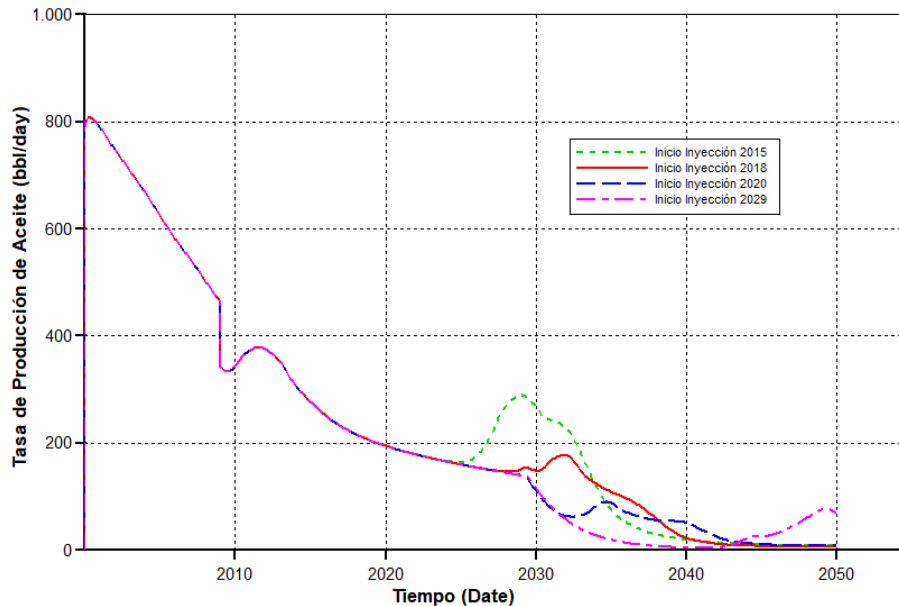


Figura 44. Respuesta de la Tasa de Producción Instantánea a la Inyección de químicos en diferentes años

Como se ha mencionado anteriormente, la inyección de surfactante-polímero tiene la finalidad de disminuir la tensión interfacial y aumentar la viscosidad del agua inyectada. Con base en lo anterior, la tasa de producción instantánea aumentará como consecuencia de la interacción de los químicos con los fluidos presentes en el yacimiento.

En la figura 45 se puede ver la saturación de aceite al final de la simulación, mostrando que al inyectar químicos en etapas tempranas se logra reducir la saturación de aceite más rápido, además se observa que, con la inyección en el 2015, para este caso, se logra el valor más bajo de saturación en comparación con los demás escenarios.

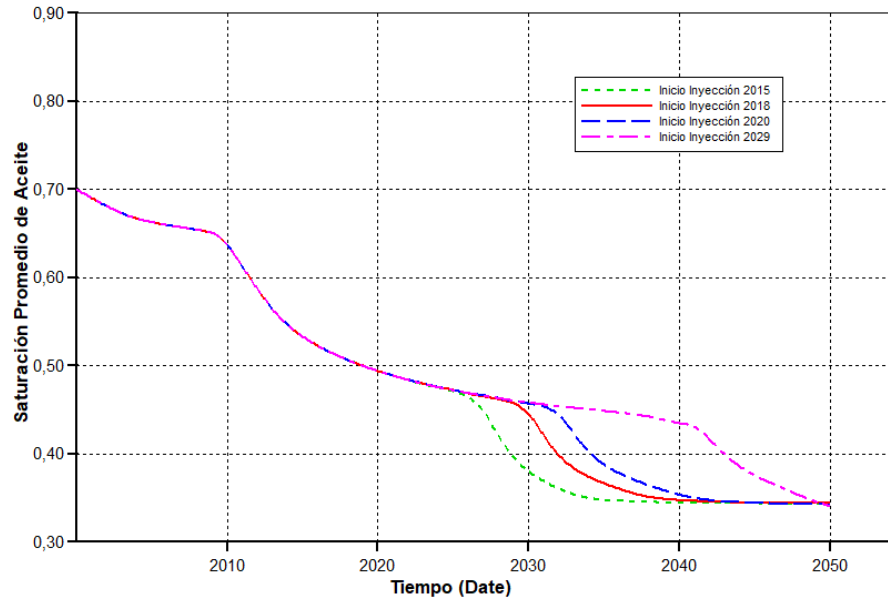


Figura 45. Respuesta de la Saturación de Aceite a la Inyección de químicos en diferentes años

Con base en las gráficas mostradas anteriormente, se confirma la conclusión del estudio realizado por AlKhatip M. & Alshehri A. (2015) y por lo tanto, el inicio de la etapa de recobro mejorado con métodos químicos se realizará el 1 de enero de 2015.

### 3.2 Diseño experimental

Con base en los rangos seleccionados anteriormente, así como el análisis de inyección de volúmenes porosos iguales, se decide tomar tres valores para realizar los escenarios de simulación que posteriormente serán analizados. De igual manera, el valor mínimo para la concentración de polímero se aumentó a 750ppm ya que se descartó el valor de 500ppm debido a la ineficiencia que mostró en el análisis de los volúmenes porosos iguales.

El diseño experimental que se realizará consiste en la variación de 4 parámetros donde cada uno de estos consta de 3 valores diferentes, para lo cual se harán todas las posibles combinaciones

de dichos parámetros a fin de realizar un total de 81 corridas de simulación. Las variables objetivo a tener en cuenta a la hora de analizar los resultados de los 81 experimentos son: presión promedio del yacimiento, producción acumulada de aceite, tasa de producción de aceite, factor de recobro, saturación de aceite y el corte de agua.

En la tabla 33 se presenta la matriz de los posibles escenarios a evaluar.

Tabla 30.

*Diseño Experimental*

<b>Parámetros</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Intermedio</b>	<b>Máximo</b>
Concentración surfactante [ppm]	1500	3500	6000
Concentración polímero [ppm]	750	1500	2500
Tamaño de bache surfactante [VP]	0.1	0.25	0.4
Tamaño de bache polímero [VP]	0.1	0.3	0.5

La inyección de surfactante-polímero se aplica a yacimientos que han sido agotados por medio de sus mecanismos de empuje natural, los cuales ya no son eficientes, aun cuando se ha aplicado la inyección de agua como método de recuperación secundaria, dando como resultado que algunos pozos tengan que ser cerrados. Con la ayuda de los agentes químicos mencionados, la producción puede aumentar puesto que al reducir la tensión interfacial entre el agua y el aceite además de darle mayor viscosidad al agua inyectada, se podrá incrementar la producción de aceite, reactivando aquellos pozos que tuvieron que cerrarse por factores asociados a la recuperación primaria y secundaria.

Este tipo de recuperación mejorada tiene asociadas muchos factores que pueden afectar en proceso haciéndolo ineficiente técnica y/o económicamente. Por lo anterior, es este capítulo se tendrá en cuenta la producción de aceite, el corte de agua, las diferentes saturaciones de la zona

invadida por los químicos, teniendo en cuenta las variables de diseño que más afectan este tipo de procesos, los cuales son la concentración y el tamaño de bache de cada químico.

### 3.3 Resultados corridas de simulación

En el Anexo B se muestra los factores más importantes a tener en cuenta para el análisis al final de la simulación numérica, la cual termina en el año 2040. Estos factores son: Saturaciones de los diferentes fluidos presentes en el medio poroso, la producción acumula y el factor de recobro incremental en las tres etapas por las que ha sido explotado el yacimiento (producción primaria, inyección de agua e inyección de químicos).

Debido a la cantidad de experimentos (81) es difícil mostrar el análisis de cada uno de estos teniendo en cuenta la concentración y la cantidad de químico inyectado, por lo tanto, de cada configuración de VP inyectado, se tomarán los 3 mejores escenarios para su respectivo análisis.

**3.3.1 Inyección de 0.1VP de Surfactante y 0.1VP de Polímero** De la tabla mostrada en el **Anexo B** se tiene que, aunque se aumenta la recuperación de aceite, aumenta el factor de recobro y disminuye la saturación de aceite, el químico que mayor efecto tiene sobre la recuperación de este, es el polímero, puesto que los resultados muestran que a pesar de inyectar 1500ppm, 3500ppm y 6000ppm de surfactante con la misma cantidad de polímero, se tienen valores similares en el factor de recobro incremental.

En las figuras 46, 47 y 48 se compara las tasas de producción de aceite, el corte de agua y presión, respectivamente, entre los escenarios planteados manteniendo la cantidad de inyección constante y variando la concentración de los químicos.

El comportamiento en la presión no tiene una diferencia marcada entre los escenarios planteados, excepto en los escenarios donde se inyecta la concentración más baja de polímero (750ppm) la cual tiene un valor de 20 psi por debajo de los otros.

Como se ha mencionado anteriormente, la inyección de soluciones químicas se caracteriza por el aumento en la producción de aceite, dando como resultado un aumento en la producción acumulada de este, tal como se muestra en la figura 47. Por lo anterior, la tasa de producción de aceite, al igual que la presión, no representa cambios significativos en su comportamiento, aunque se observa un incremento de 67 bbls en los mejores casos. Por otro lado, a pesar de lo anterior, la reducción en el corte de agua y por ende la reducción en la tasa de producción de esta a causa del polímero, genera beneficios económicos para el desarrollo de este tipo de procesos. De la figura 48 y con base en lo anterior, se puede inferir que la inyección de 0.1VP con una concentración de polímero intermedia (1500ppm) se tiene el mejor escenario técnica y económicamente ya que no hay una diferencia significativa con los escenarios de mayor concentración en la producción de aceite y el corte de agua.

Para este escenario, la configuración con la que se tuvo el valor más bajo de saturación de aceite fue la inyección de 1500 ppm de surfactante y 2500 ppm de polímero.

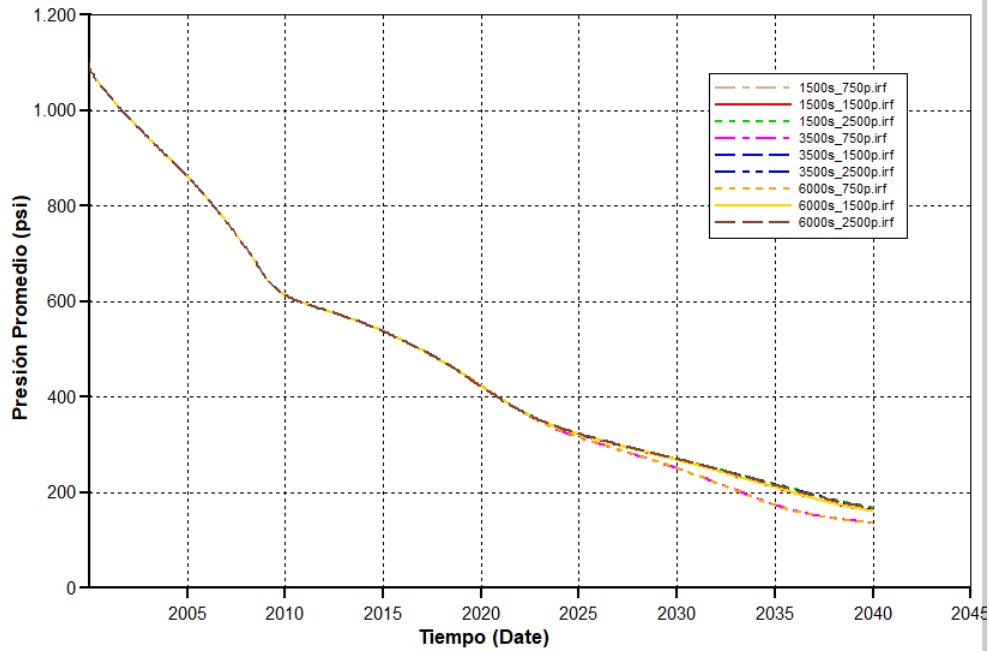


Figura 46. Presión casos 0.1VPs-0.1VPp

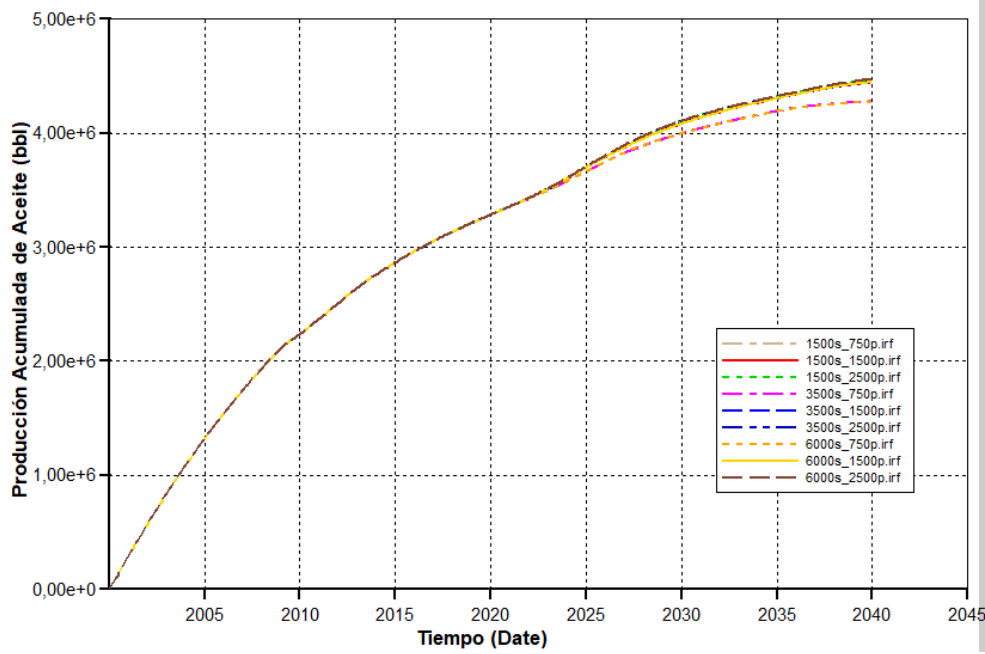


Figura 47. Producción Acumulada de Aceite casos 0.1VPs-0.1VPp

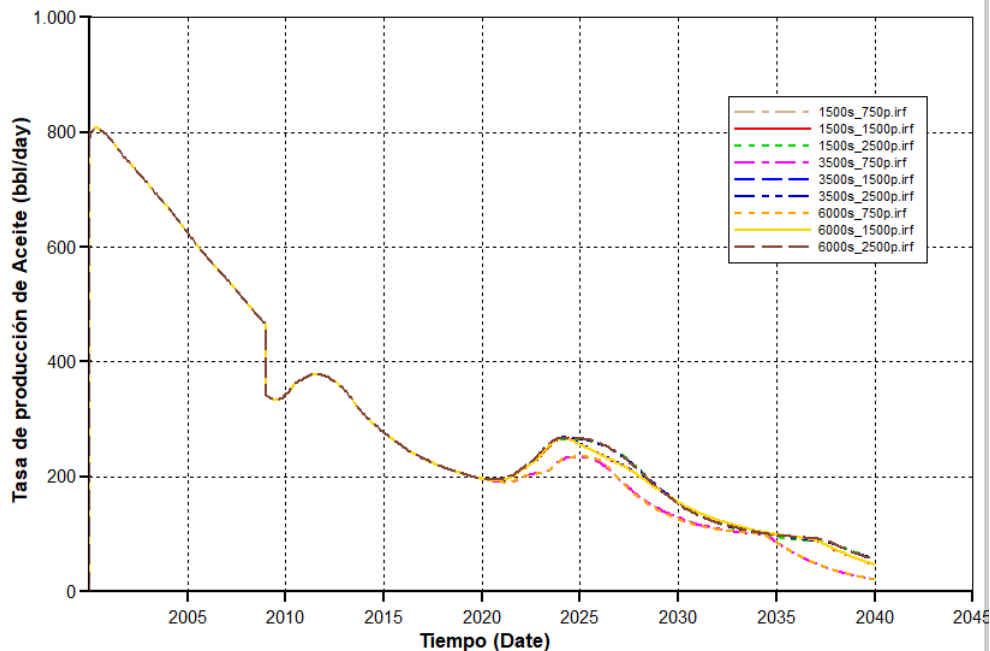


Figura 48. Tasa de Producción de Aceite casos 0.1VPs-0.1VPp

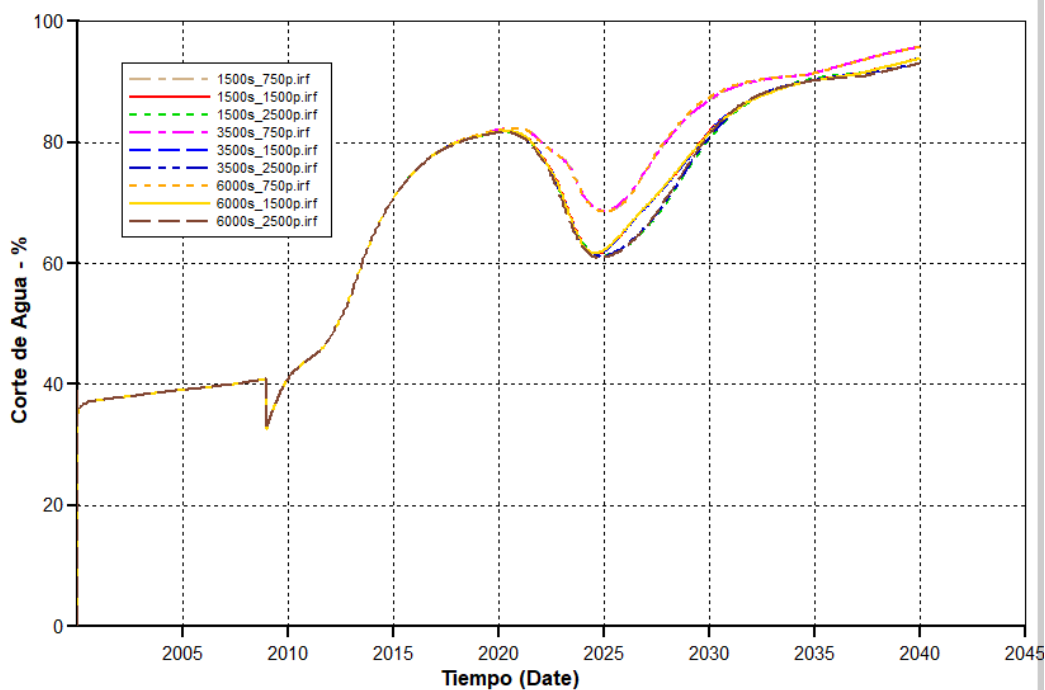


Figura 49. Corte de Agua casos 0.1VPs-0.1VPp

**3.3.2 Inyección de 0.1VP de Surfactante y 0.3VP de Polímero** Para los escenarios planteados con la inyección de estos tamaños de bache, los que mejor desempeño tuvieron al final de la

simulación fueron la inyección de 2500 ppm de polímero, con las diferentes concentraciones de surfactante (1500 ppm, 3500 ppm y 6000 ppm), dando como resultado un factor de recobro incremental de 45%, 45.12% y 45.17%, respectivamente. Al igual que en el escenario anterior, se puede decir que el químico que más influencia tiene sobre el proceso es el polímero, esto puede suceder por la adsorción del surfactante en el medio poroso, lo cual hace que se degrade el bache y se vuelva ineficiente el proceso. Por esta razón se hace necesario la inyección de un co-surfactante o la pre-inyección de sustancias alcalinas para que actúen como agentes de sacrificio y de esta manera cuando se inyecte el bache principal de surfactante no se degrade rápidamente y logre contactar la mayor cantidad de crudo posible.

En la figura 50, 51, 52 y 53 se presenta el comportamiento de la presión, producción acumulada de aceite, tasa de producción de aceite y corte de agua, respectivamente. El comportamiento en la presión no presenta cambios significativos, pero a diferencia de los escenarios de inyección de 0.1VP de surfactante y polímero, en estos casos se tiene un mejor sostenimiento de la presión al final de la simulación con excepción de los escenarios donde se inyecta una concentración de 750ppm de polímero.

En la producción acumulada y producción diaria se notan tres tendencias marcadas, las cuales se diferencian por la cantidad de polímero inyectado, dando como resultado que a mayor cantidad de este químico inyectado habrá una recuperación más alta, incrementando la producción en 85 bls, 150 bls y 179 bls, para las concentraciones de 750 ppm, 1500 ppm y 2500 ppm, respectivamente.

Cabe resaltar que para el año 2040, cuando se finaliza la simulación, con la inyección de 1500 ppm de polímero se tiene una producción menor a comparación con las concentraciones de 2500ppm y 750ppm.

Como se ha mencionado anteriormente, la disminución en el corte de agua es uno de los factores que acompañan los procesos que involucren agentes viscosificantes (polímeros) y para estos escenarios se presentó la reducción de hasta el 56% con las concentraciones más altas, seguido por la concentración intermedia que logró reducir un 48,78% y por último la concentración más baja, la cual redujo el corte de agua un 32%.

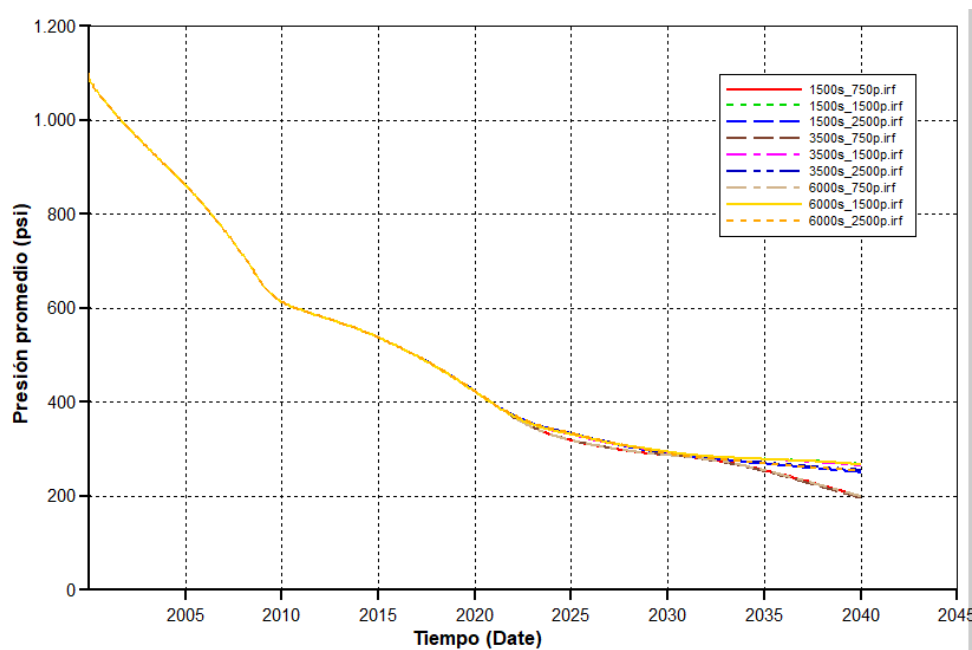


Figura 50. Presión casos 0.1VPs-0.3VP

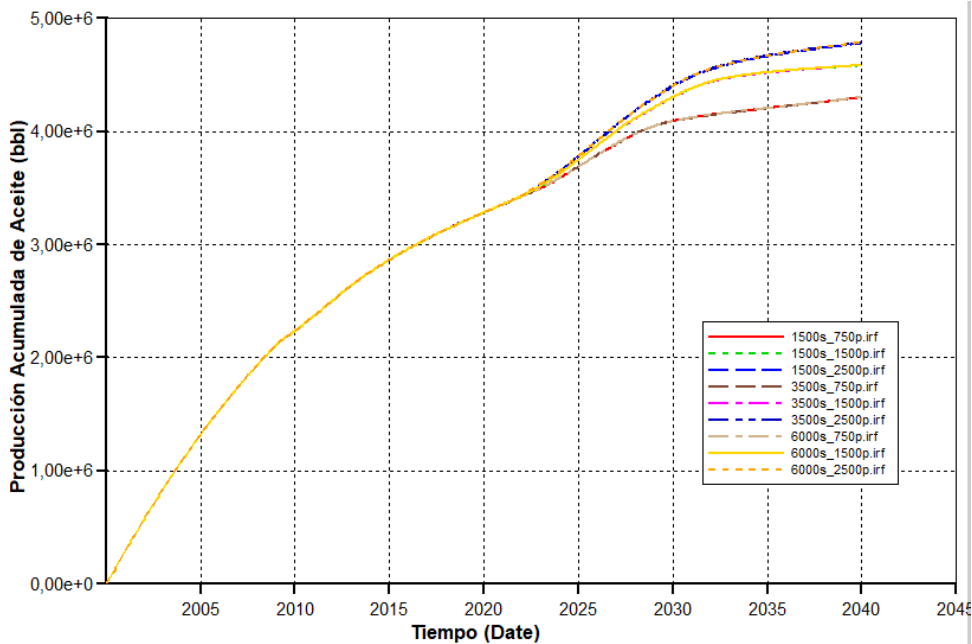


Figura 51. Producción Acumulada de Aceite casos 0.1VPs-0.3VP

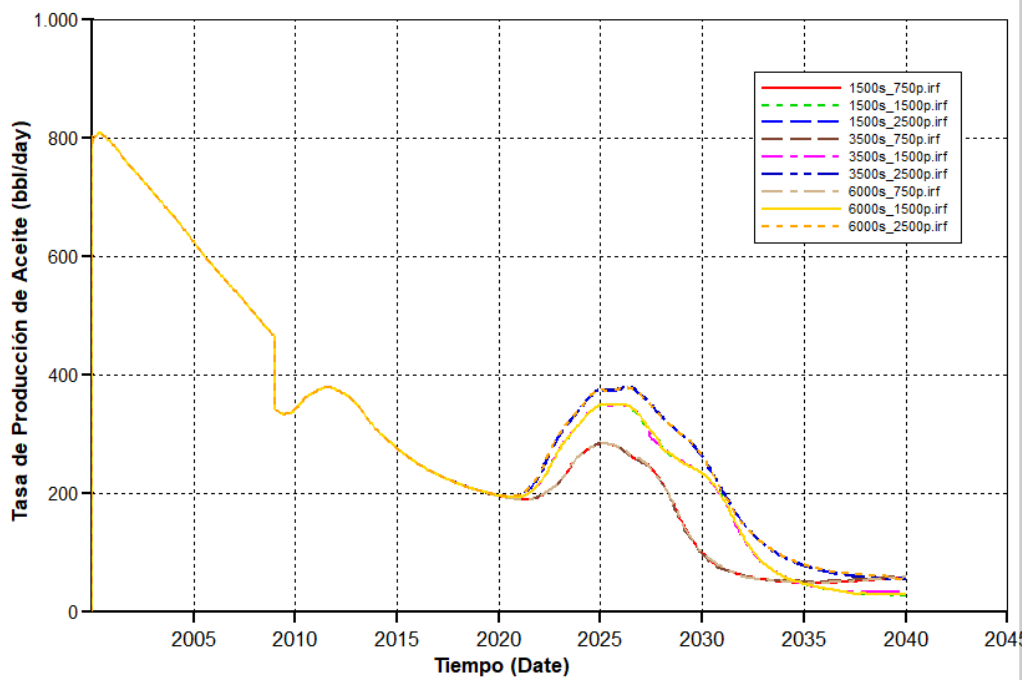


Figura 52. Tasa de Producción de Aceite casos 0.1VPs-0.3VP

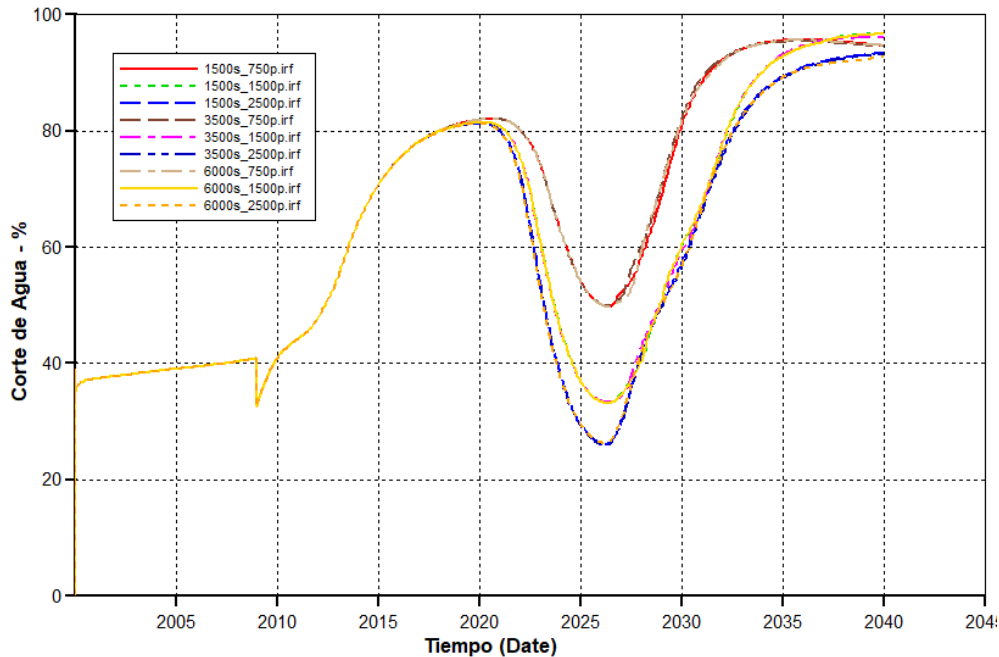


Figura 53. Corte de Agua casos 0.1VPs-0.3VP

**3.3.3 Inyección de 0.1VP de surfactante y 0.5VP de Polímero** Con esta configuración los mejores escenarios en cuanto al factor de recobro se lograron con la inyección de 3500 ppm de surfactante y 2500 ppm de polímero, 6000 ppm de surfactante y 1500 ppm de polímero, y 1500 ppm de surfactante y 2500 ppm de polímero, representando factores de recobro incremental de 46.25%, 46.22% y 45.97%, respectivamente. Como se puede apreciar, no hay una diferencia marcada entre los diferentes escenarios, por lo cual el que mejor desempeño tuvo al final de la simulación fue el de 1500 ppm de surfactante y 2500 ppm de polímero, teniendo en cuenta que fue la que menor saturación de aceite logra para el año 2040.

El comportamiento de la presión, producción acumulada de aceite, producción diaria de aceite y el corte de agua se muestran en las gráficas 54, 55, 56 y 57, respectivamente.

El aumento en la presión después del año 2035 puede estar asociado al taponamiento de canales preferenciales de flujo, haciendo que el post-flujo barra zonas que antes no había podido contactar,

dando como resultado un valor más bajo en la saturación residual de aceite en los escenarios que hasta ahora se han mostrado.

La producción acumulada y la producción diaria de aceite tienen 3 tendencias marcadas, de lo cual se puede inferir que la concentración de surfactante es indiferente en cuanto al aumento de la producción de aceite ya que los resultados indican que el polímero es el agente más influyente pues con la misma concentración, independientemente del surfactante, se logra una producción similar. Esto también hace más económico el proceso debido a los costos asociados de cada uno de estos químicos, pues el polímero es menos costoso que el surfactante.

El corte de agua tiene reducciones similares que en el caso anterior. La reducción con la concentración más alta de polímero puede ser de 58.5%.

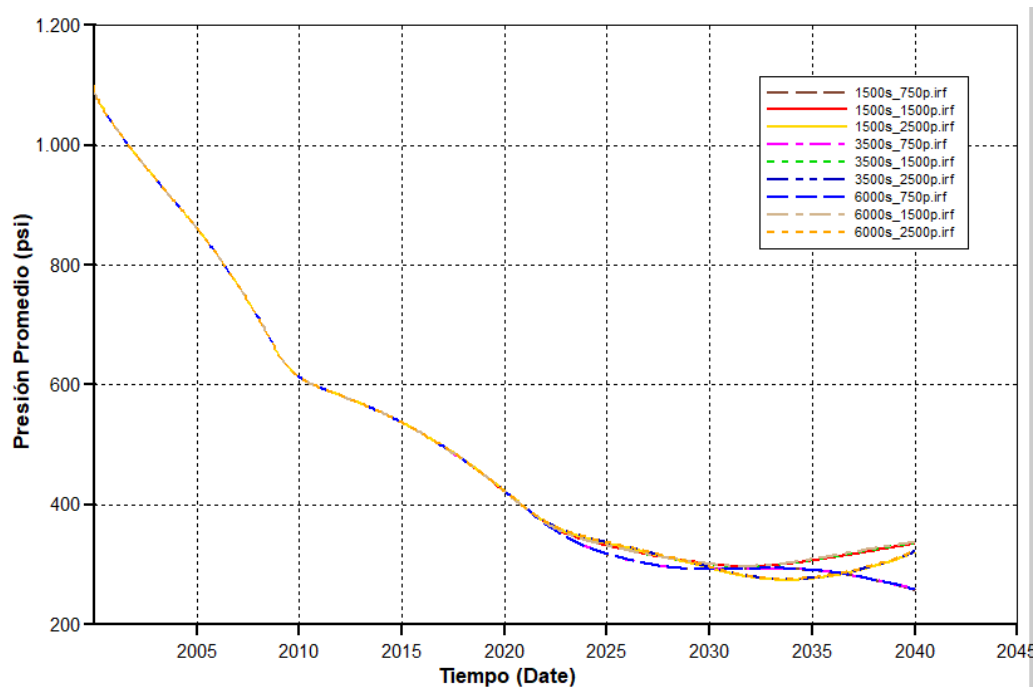


Figura 54. Presión casos 0.1VPs-0.5VP

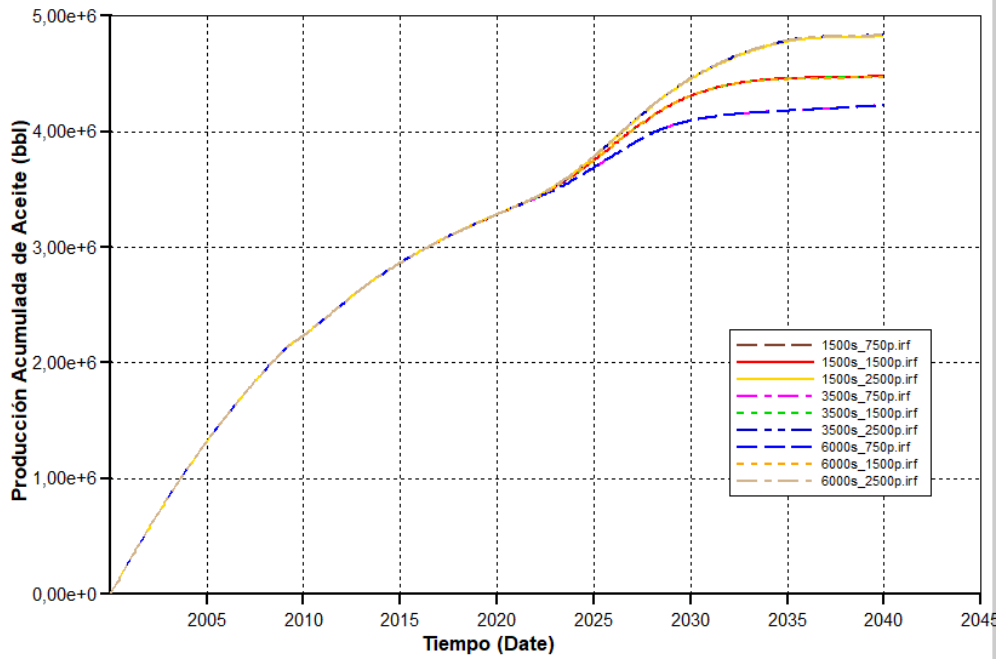


Figura 55. Producción Acumulada de Aceite casos 0.1VPs-0.5VP

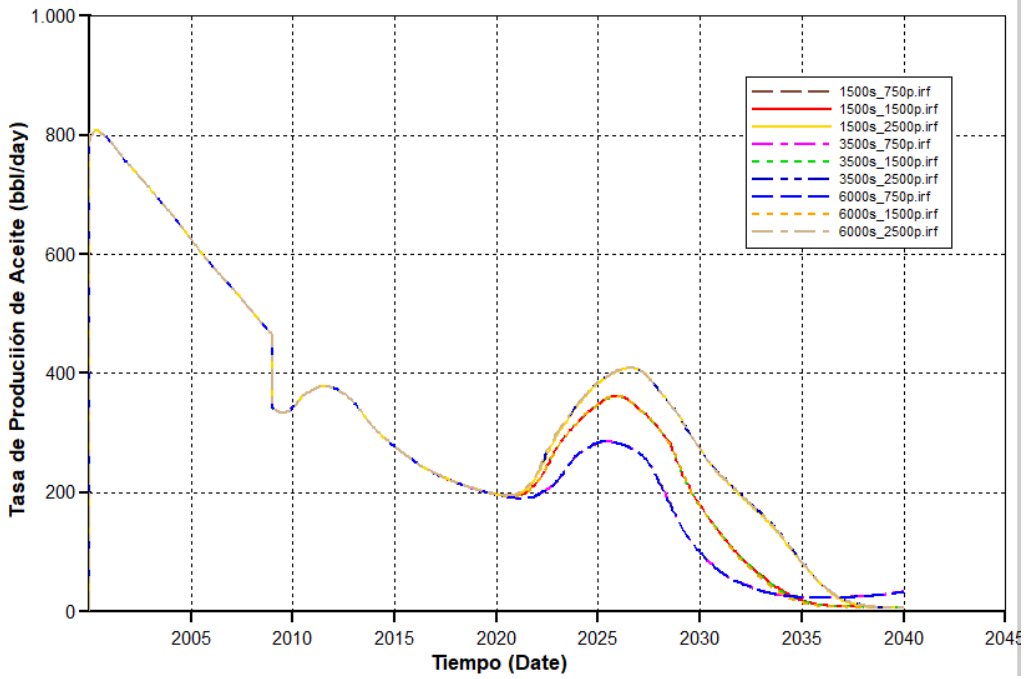


Figura 56. Tasa de Producción de Aceite casos 0.1VPs-0.5VP

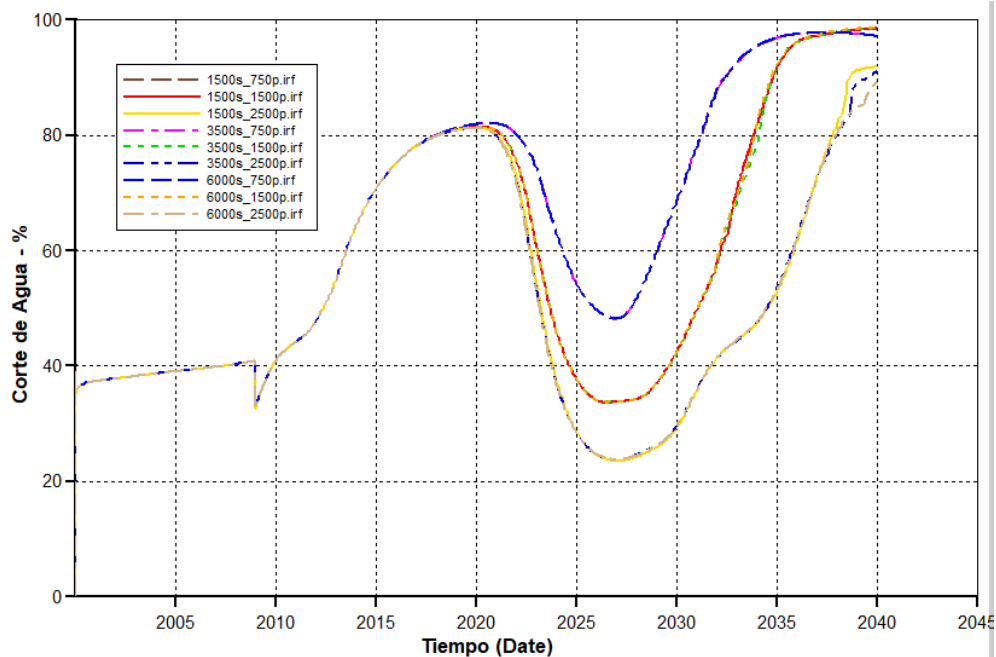


Figura 57. Corte de Agua casos 0.1VPs-0.5VP

**3.3.4 Inyección de 0.25VP de surfactante y 0.1VP de Polímero** Para este caso, con una inyección de 6000 ppm de surfactante y 2500 ppm de polímero se logró el mayor factor de recobro incremental, dando como resultado 36.70% de recuperación incremental. En la tabla 15 se puede observar que los valores más altos de recuperación incremental se dieron con las concentraciones más altas de polímero (2500 ppm).

A pesar de lo anterior, la saturación de aceite tuvo su menor valor con la configuración de 3500 ppm de surfactante y 2500 ppm de polímero, aunque la diferencia entre unos escenarios no cambia mucho ya que la variabilidad se encuentra en el orden de los 0.001 a 0.005.

En las figuras 58, 59, 60 y 61 se muestra el comportamiento de la presión, producción acumulada de aceite, tasa de producción de aceite y corte de agua, respectivamente.

El comportamiento de la presión no tiene marcada diferencia entre los escenarios propuestos. La tasa de producción diaria tampoco tiene una gran diferencia entre todos los escenarios y por lo

tanto la producción acumulada tiene un comportamiento similar. El aumento en la producción es de aproximadamente 72 barriles, el cual es el pico más alto de producción que se da a finales del año 2027.

El aumento en la producción de aceite sucede en el mismo año que se reduce el corte de agua, el cual se disminuye hasta en 22% con las concentraciones de polímero más altas y en un 14% con las concentraciones más bajas.

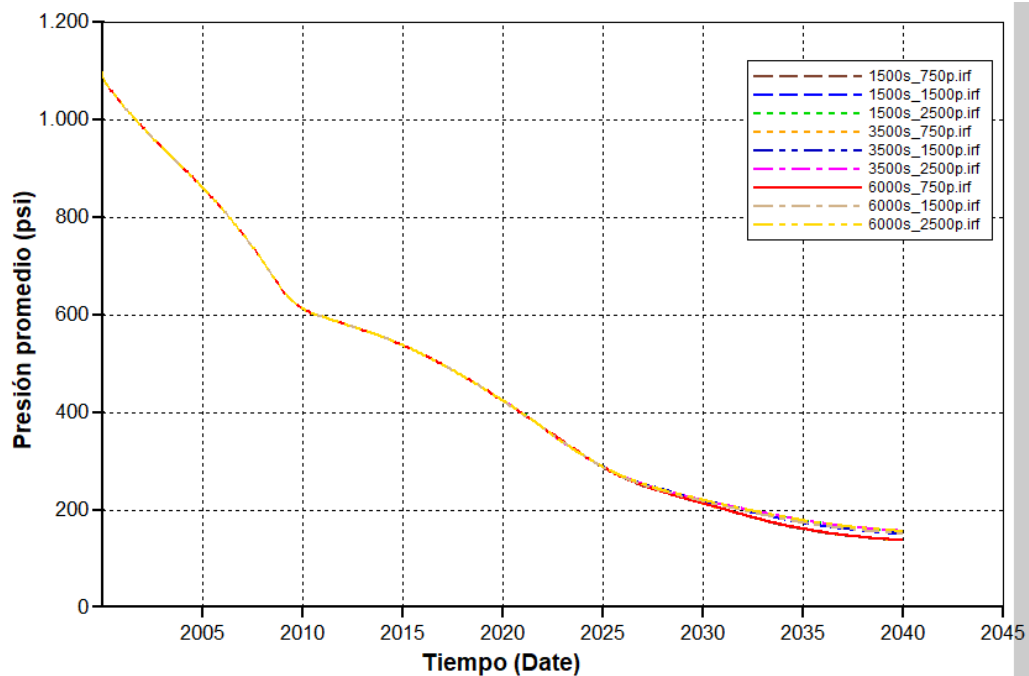


Figura 58. Presión casos 0.25VPs-0.1VP

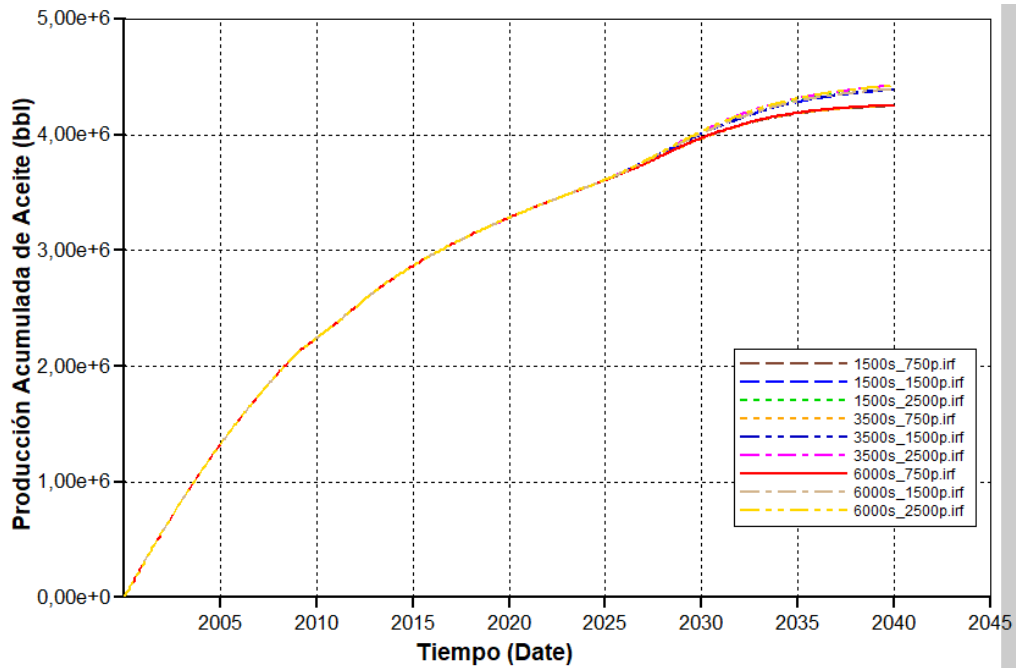


Figura 59. Producción Acumulada de Aceite casos 0.25VPs-0.1VP

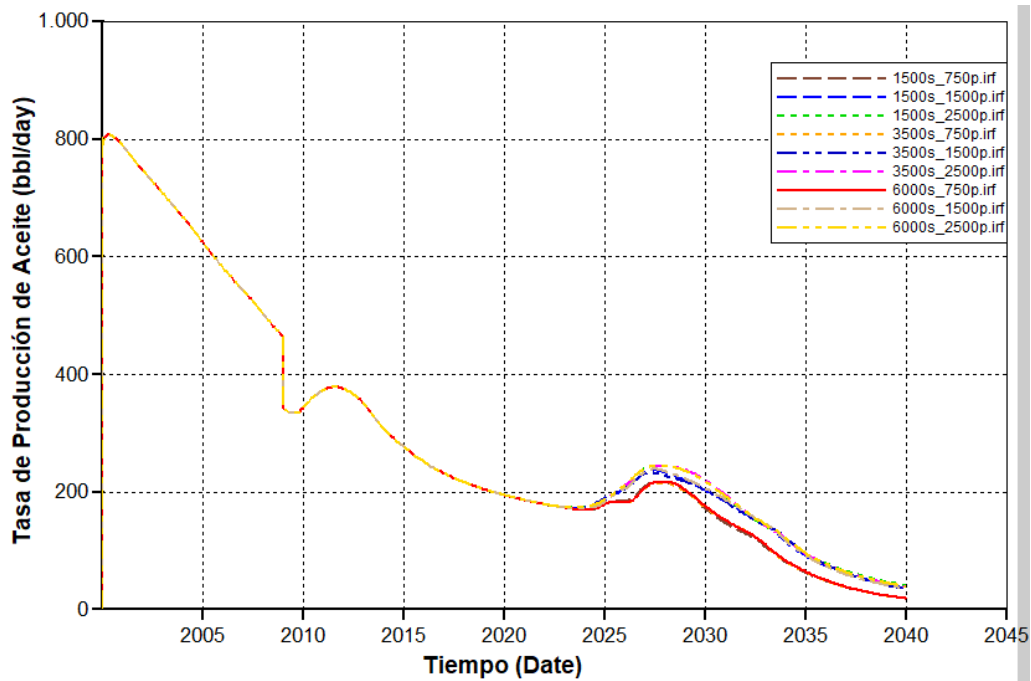


Figura 60. Tasa de Producción de Aceite casos 0.25VPs-0.1VP

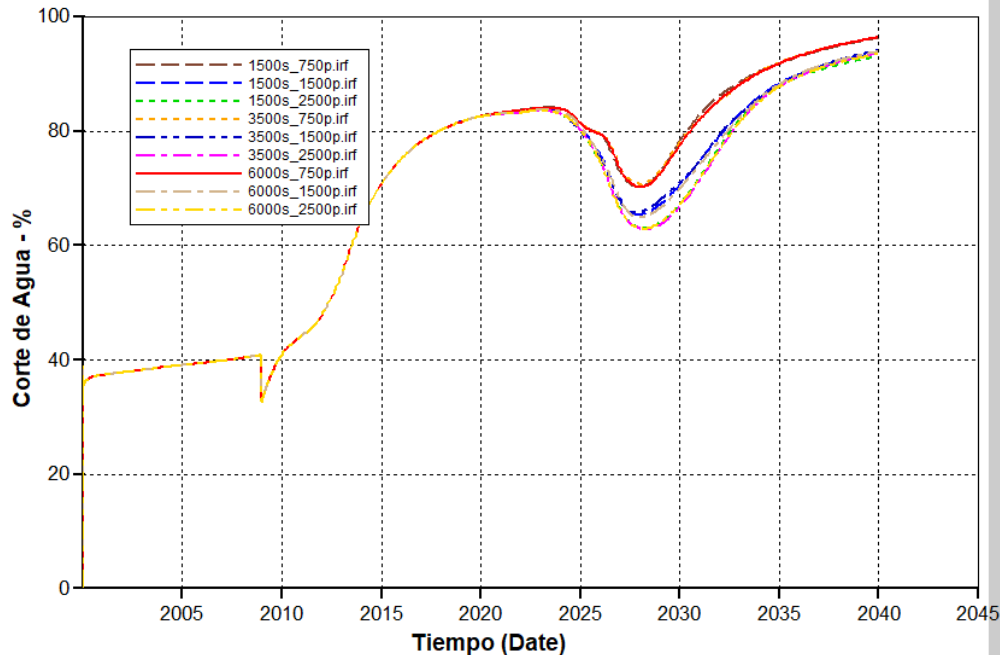


Figura 61. Corte de Agua casos 0.25VPs-0.1VP

**3.3.5 Inyección de 0.25VP de Surfactante y 0.3VP de Polímero** De la tabla mostrada en el **Anexo B** se puede apreciar que, para la inyección de estos baches, los mejores escenarios, en cuanto al factor de recobro, se lograron con la inyección de 3500 ppm de surfactante y 2500 ppm de polímero, seguido por la inyección de 1500 ppm de surfactante y 2500 ppm de polímero, y la inyección de 6000 ppm de surfactante y 2500 ppm de polímero, dando como resultado factores de recobro incremental de 45.87%, 45.80% y 45.73%, respectivamente. De igual forma, en la tabla 15 también se puede apreciar que el escenario donde se logró el valor más bajo de saturación de aceite se logró con la configuración donde se inyectó 1500 ppm de surfactante y 2500 ppm de polímero.

En las figuras 62, 63, 63 y 65 se presenta el comportamiento de la presión, producción acumulada de aceite, tasa de producción de aceite y corte de agua, respectivamente, como resultado de la inyección de 0.25 VP de surfactante y 0.3 VP de polímero.

Se puede ver que, con la inyección de los diferentes escenarios propuestos, no hay una diferencia significativa en la presión promedio del yacimiento, puesto que casi todos los escenarios tienden a estabilizarse en el mismo valor (197.4 psi), con excepción de uno, el cual tiende a estabilizarse a un valor 28 psi más bajo que lo demás. La respuesta de los escenarios en cuanto a la producción acumulada y la tasa de producción diaria se divide en tres tendencias, las cuales se explican por la cantidad de polímero inyectado. Así pues, con la concentración más baja de polímero se logra una menor cantidad de aceite recuperado; por el contrario, con la inyección de un mismo tamaño de bache con mayor concentración, se logra una mayor producción acumulada y consecuentemente la tasa de producción diaria también será mayor.

La reducción en el corte de agua es significativa, ya que, con la concentración más alta de polímero, se logra una reducción de hasta 58.2% de la producción de agua. Con la concentración intermedia de polímero la reducción es de 50,2% y con la concentración más baja de polímero la reducción es de 33,6%.

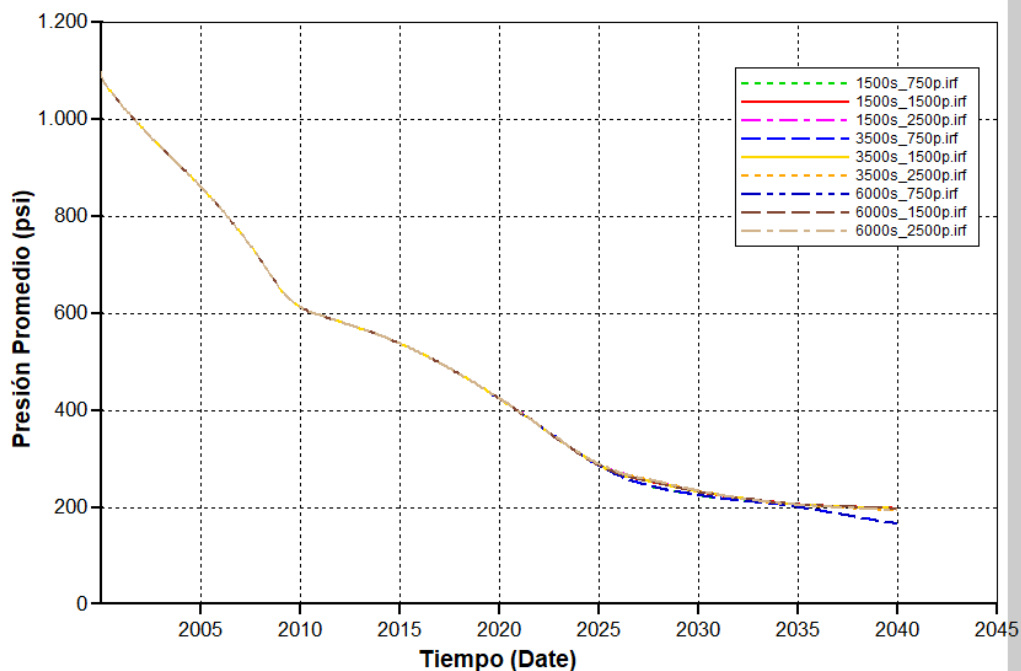


Figura 62. Presión casos 0.25VPs-0.3VP

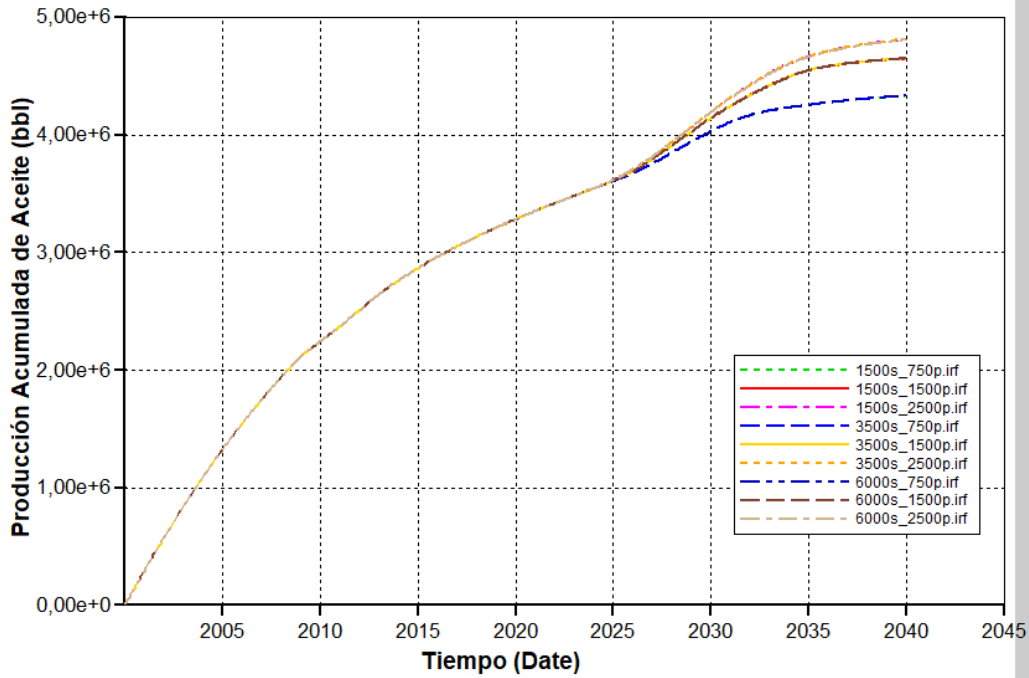


Figura 63. Producción Acumulada de Aceite casos 0.25VPs-0.3VP

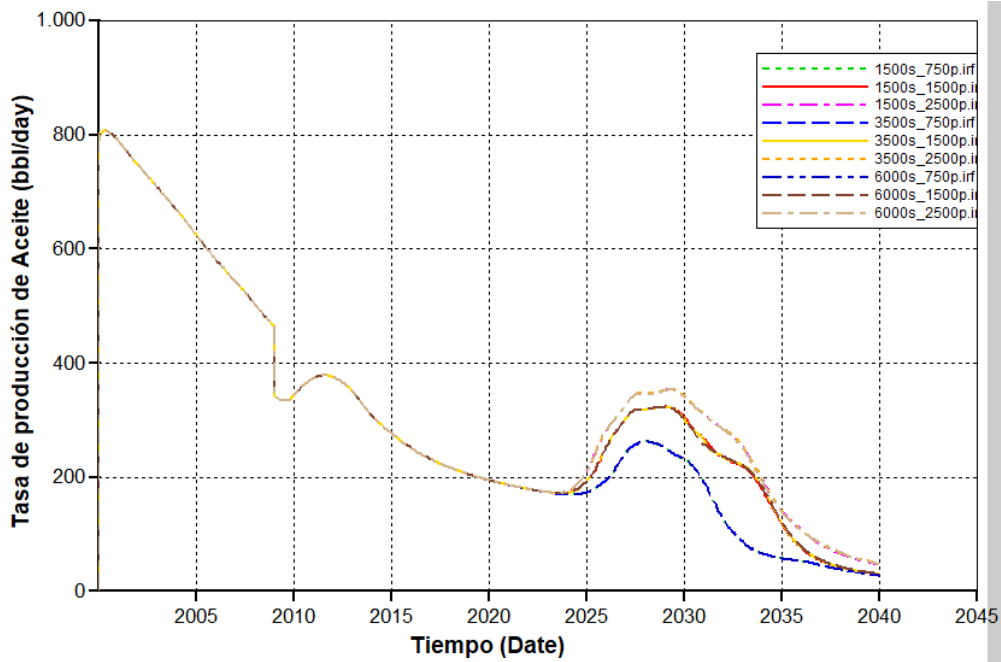


Figura 64. Tasa de Producción de Aceite casos 0.25VPs-0.3VP

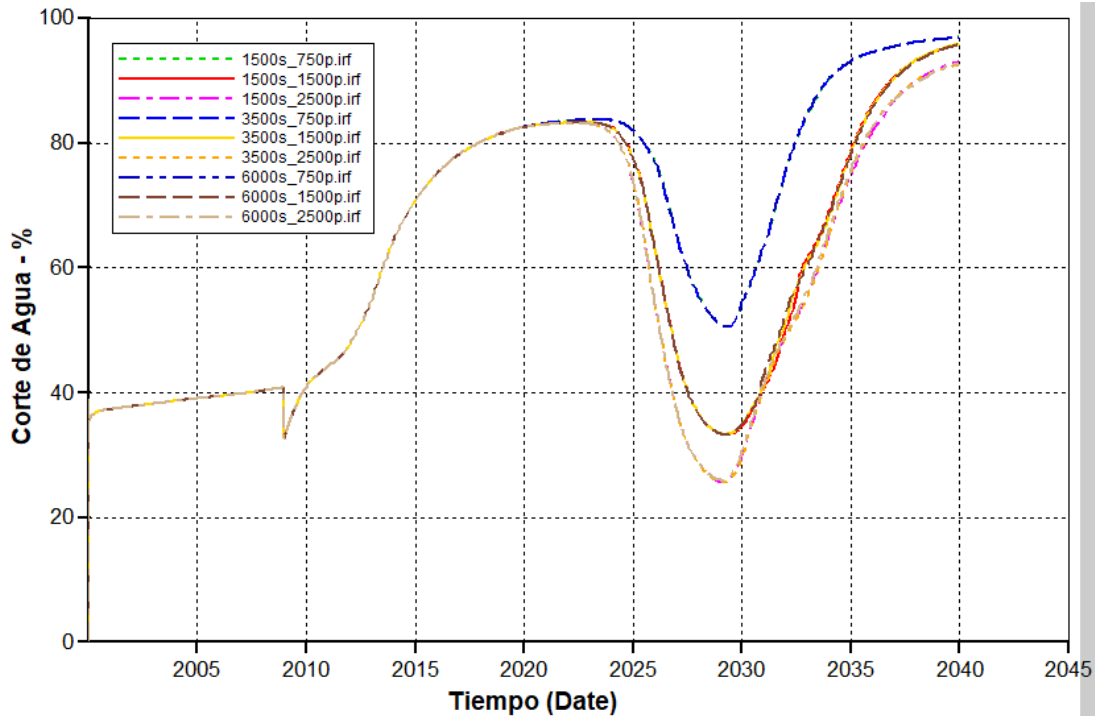


Figura 65. Corte de Agua casos 0.25VPs-0.3VP

**3.3.6 Inyección de 0.25VP de Surfactante y 0.5VP de Polímero** Con la inyección de estos baches, igual que la configuración analizada previamente, las concentraciones que mejor desempeño tuvieron, en cuanto al factor de recobro, fueron la inyección de 2500 ppm de polímero con las diferentes concentraciones de surfactante (1500 ppm, 3500 ppm y 6000 ppm). El factor de recobro, para estas tres configuraciones, varía 0.03%, lo cual no representa una diferencia significativa. De igual forma, la saturación de petróleo para el final de la simulación tampoco tiene una diferencia significativa, puesto que está también varía en, aproximadamente, un 0.03%. El valor más bajo de saturación se logró con la inyección de 6000 ppm de surfactante y 2500 ppm de polímero.

En las figuras 66, 67, 68 y 69 se puede ver la respuesta del yacimiento en cuanto a la presión, la producción acumulada de aceite, la tasa de producción de aceite y el corte de agua, respectivamente.

Al igual que en el escenario anterior, la presión promedio del yacimiento tiende a estabilizarse en el mismo valor, pero la causa de que este valor sea mayor es por la cantidad de polímero inyectado. De igual manera, la respuesta del yacimiento en cuanto a la producción acumulada y la tasa de producción diaria sigue tres tendencias que se marcan por la concentración de polímero que se inyecta en las diferentes configuraciones.

La reducción en el corte de agua es mayor para esta configuración de tamaños de bache, ya que se logra reducir hasta en 61,1% la producción de agua y a diferencia del escenario anterior, cuando el corte de agua empieza a aumentar nuevamente como consecuencia del post-flujo, este lo hace de una manera más lenta, tanto así que para el final de la simulación el corte de agua llega hasta el 70% con el escenario de mayor concentración de polímero, ya que los escenarios de concentración intermedia y baja, este valor llega hasta 98%.

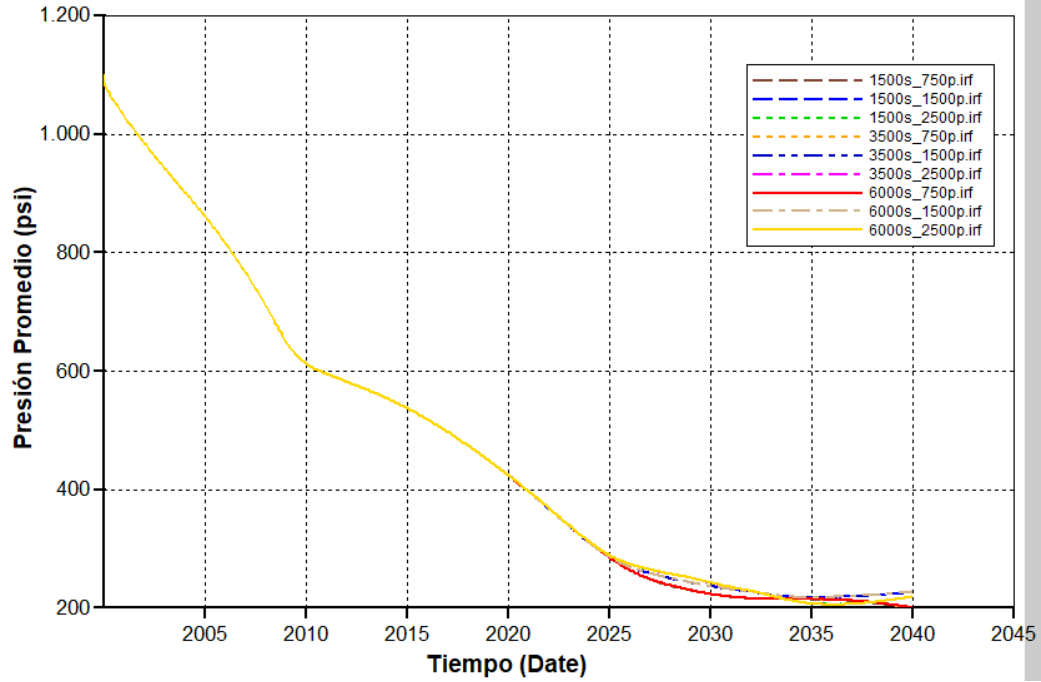


Figura 66. Presión casos 0.25VPs-0.5VP

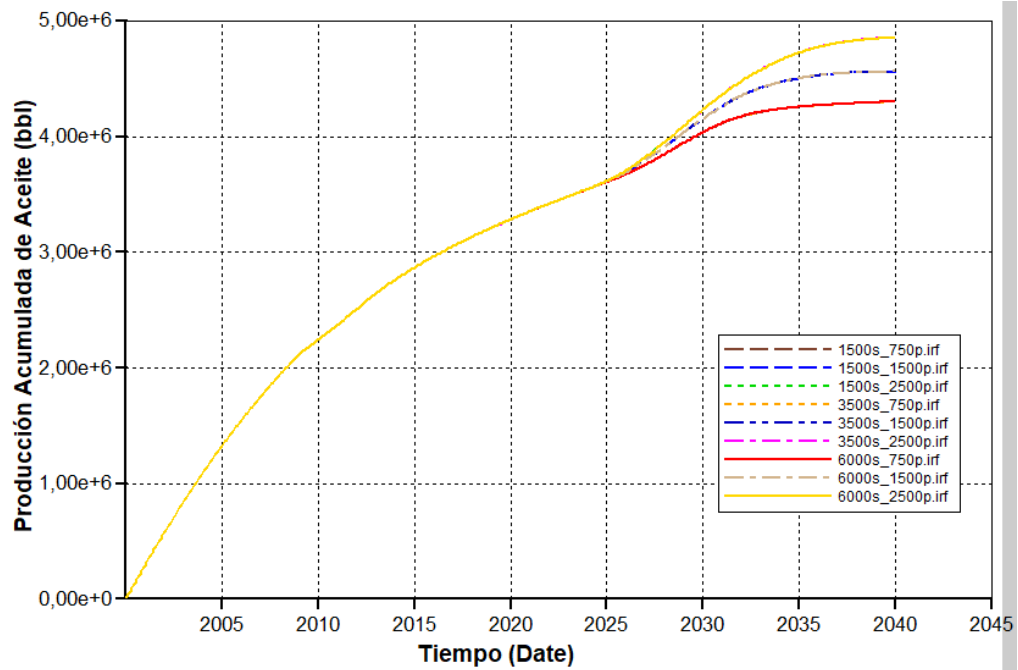


Figura 67. Producción Acumulada de Aceite casos 0.25VPs-0.5VP

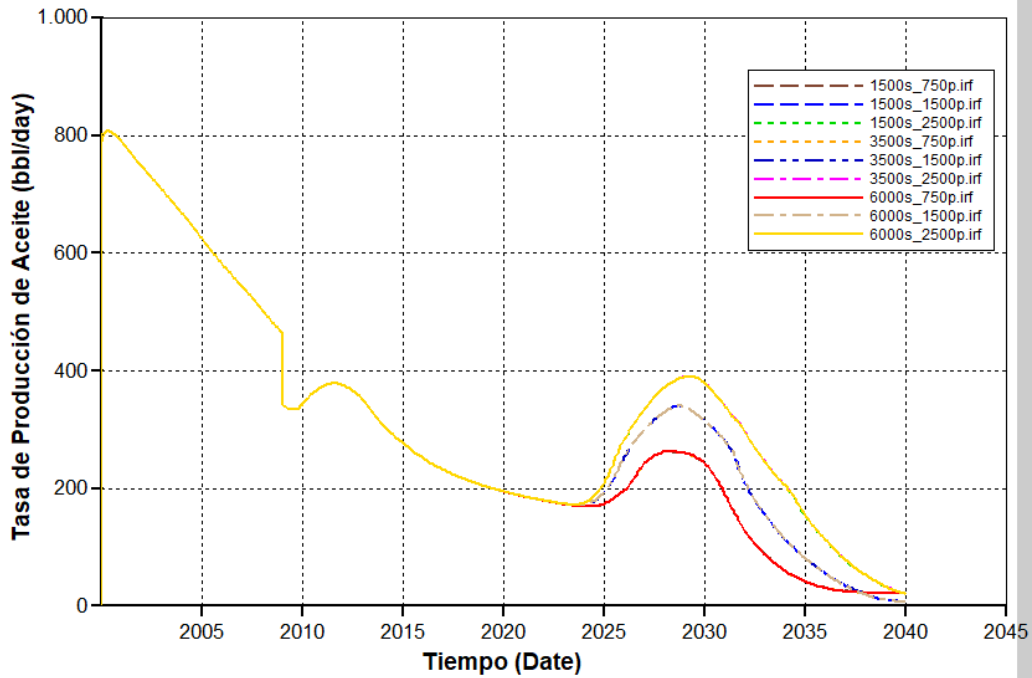


Figura 68. Tasa de Producción de Aceite casos 0.25VPs-0.5VP

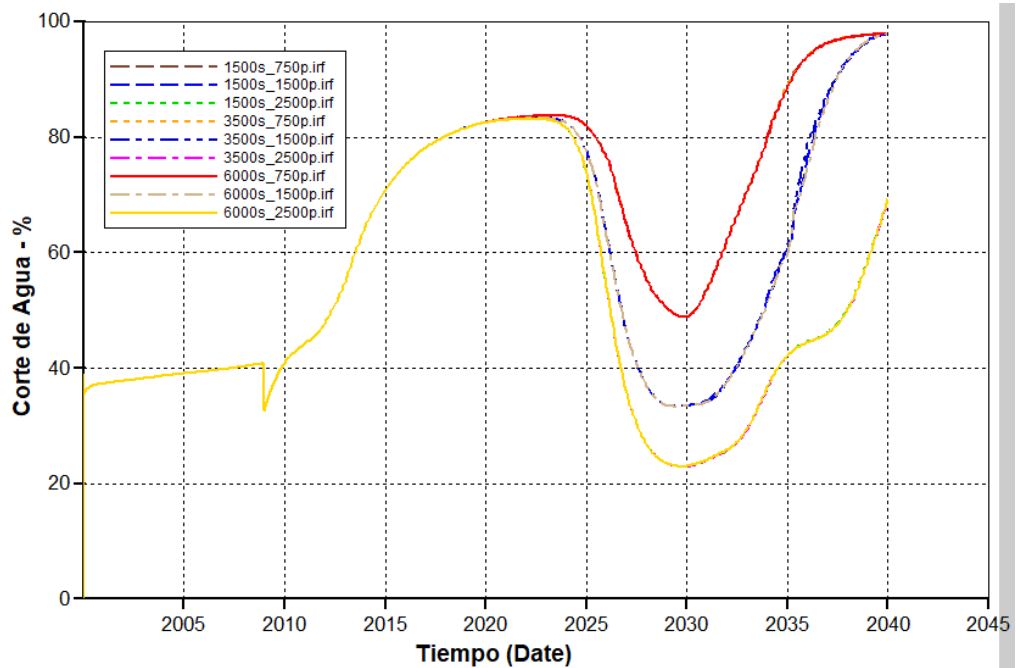


Figura 69. Corte de Agua casos 0.25VPs-0.5VP

**3.3.7 Inyección de 0.4VP de Surfactante y 0.1VP de Polímero** Las diferentes configuraciones, en cuanto a la concentración, no presenta mucha variación en el factor de recobro puesto que se alcanzan valores desde 30,26% hasta 33,81% de recuperación incremental.

Los tres escenarios más eficientes teniendo en cuenta solo el factor de recobro fue la inyección de 2500 ppm de polímero y los diferentes escenarios de concentración de surfactante, lo cual representa valores desde 33.79% hasta 33.81%. A pesar de lo anterior, el valor más bajo de Sor se alcanzó con la inyección de 3500 ppm de surfactante y 1500 ppm de polímero, sin embargo, la diferencia en todos los escenarios representa un cambio de aproximadamente 2% entre el valor más bajo y el más alto.

En las figuras 70, 71, 72 y 73 se presenta la respuesta del yacimiento en cuanto al comportamiento de la presión, producción acumulada de aceite, tasa de producción de aceite y corte de agua, respectivamente. Se puede apreciar que el valor promedio de la presión tiende hacia el mismo valor, lo que significa, que la concentración de los químicos no es un factor relevante en la respuesta de esta, ya que las gráficas se superponen una sobre otra.

Para la inyección de estos tamaños de baches, tal como se acaba de mencionar, la concentración de los químicos no representa un factor relevante en la respuesta del yacimiento, pues las gráficas de producción acumulada de aceite y la tasa de producción diaria muestran tendencias similares para todos los casos.

A diferencia de lo anterior, en el corte de agua sí se presenta diferentes tendencias, las cuales están influenciadas por la cantidad de polímero inyectado, ya que, a medida que aumenta la concentración de este, la producción de agua disminuye siendo indiferente la cantidad de surfactante que se inyecta. Esto se debe a la diferencia de viscosidad entre la solución de polímero

y la solución de surfactante, donde esta última tiene un valor similar a la viscosidad del agua de inyección.

Para esta configuración de tamaños de bache, el corte de agua, con la concentración más alta de polímero, puede reducirse hasta en 20%. Por el contrario, con la concentración más baja, se reduce el corte de agua hasta en 10%.

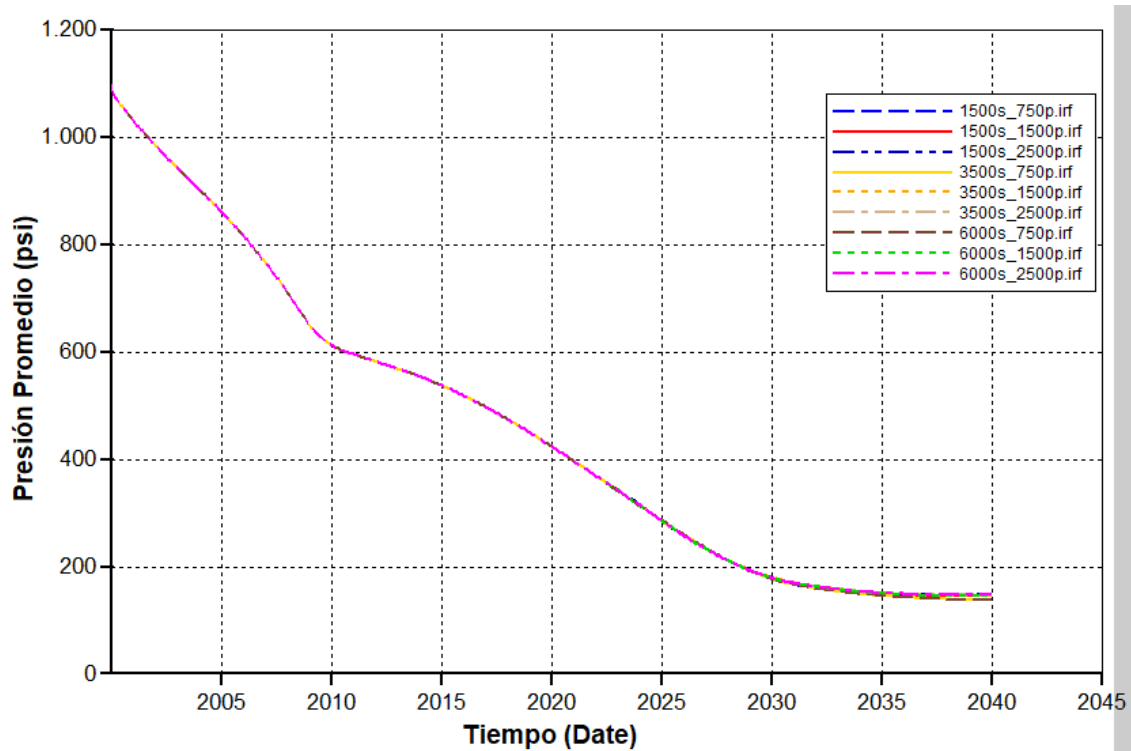


Figura 70. Presión casos 0.4VPs-0.1VP

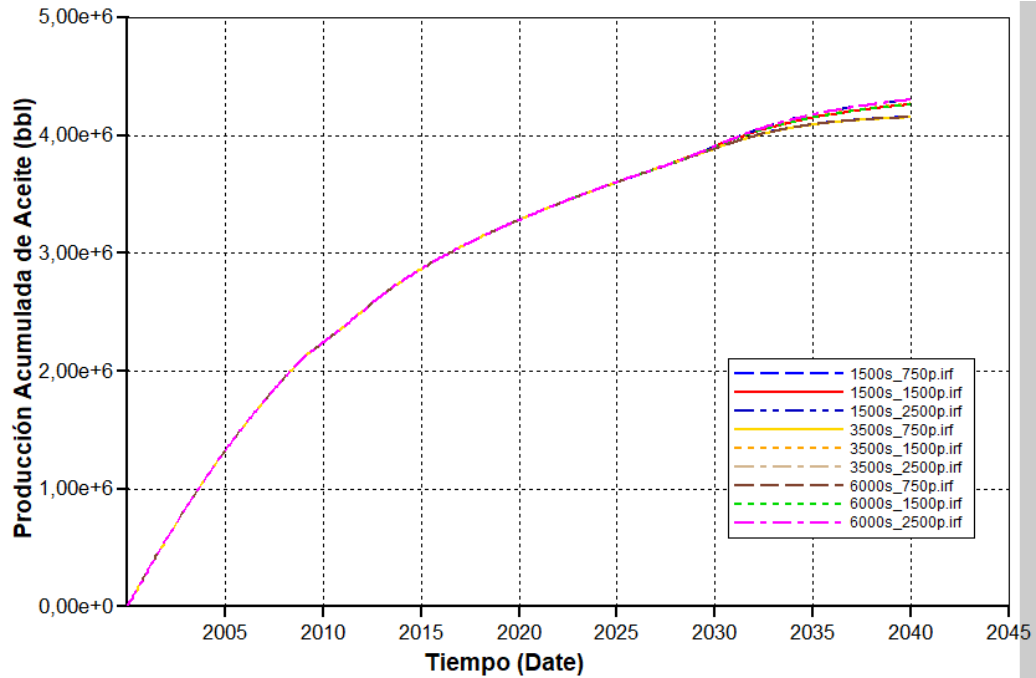


Figura 71. Producción Acumulada de Aceite casos 0.4VPs-0.1VP

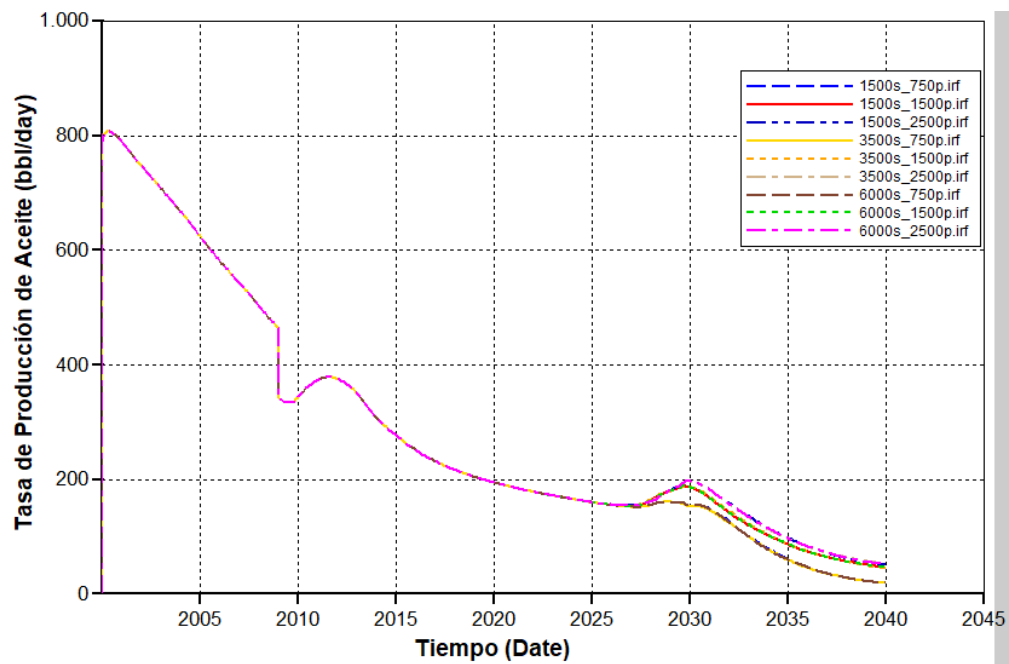


Figura 72. Tasa de Producción de Aceite casos 0.4VPs-0.1VP

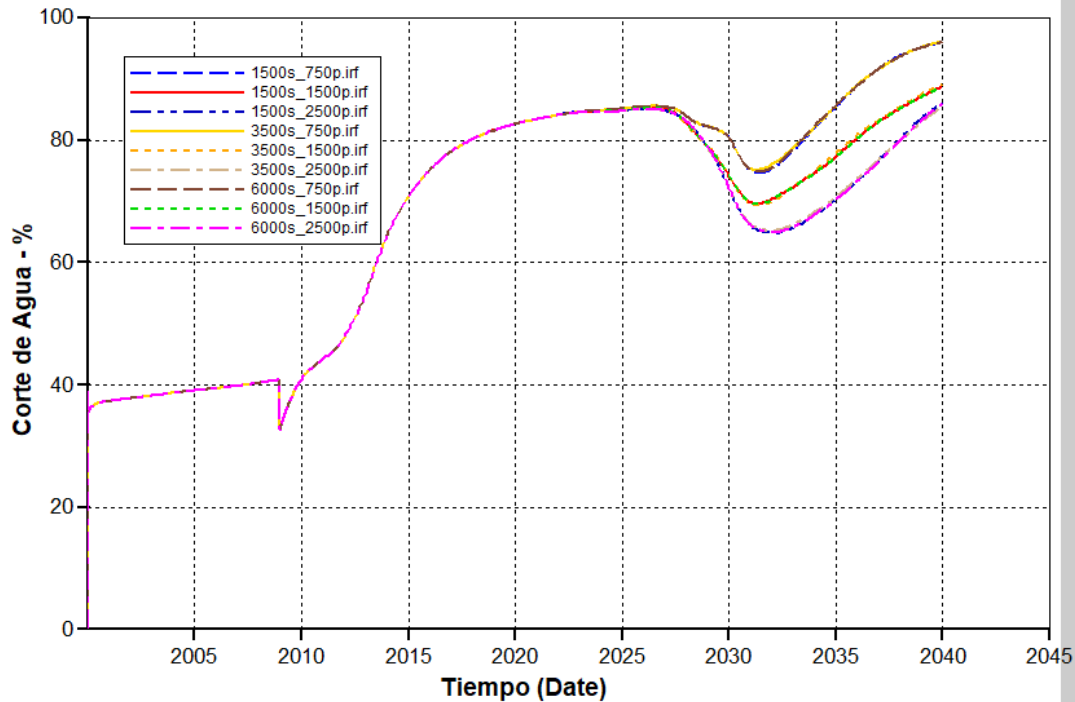


Figura 73. Corte de Agua casos 0.4VPs-0.1VPp

**3.3.8 Inyección de 0.4VP de Surfactante Y 0.3VP de Polímero** De la tabla mostrada en el **Anexo B** se puede apreciar que los mejores escenarios en cuanto al factor de recobro se tienen cuando se inyecta la concentración de 2500 ppm de polímero con las tres concentraciones de surfactantes propuestas. Por lo anterior, con la cantidad de polímero inyectado y la concentración de 1500 ppm, 3500 ppm y 6000 ppm se tienen factores de recobro incremental de 42.04%, 42.08% y 42.10%, respectivamente.

Para este caso, a diferencia de los resultados obtenidos con los diferentes tamaños de baches mencionados anteriormente, el valor más bajo de saturación de aceite representa cambio apreciable a comparación de los demás, tal como se puede ver en la tabla. Este valor de saturación se alcanzó al inyectar 1500 ppm de surfactante y 1500 ppm de polímero.

En las figuras 74, 75, 76 y 77 se presenta el comportamiento de la presión, producción acumulada de aceite, tasa de producción de aceite y corte de agua, respectivamente. De estas

figuras se puede apreciar que siguen tendencias de acuerdo a la cantidad de polímero que se inyecta al medio poroso, pero con la salvedad de que la concentración de 1500 ppm de surfactante y 1500 ppm de polímero, sigue la tendencia de la inyección de este último químico en los primeros años, pero después de un tiempo se aleja un poco del comportamiento de las otras dos curvas.

El corte de agua para los diferentes escenarios se reduce hasta en 61.2%, 53.36% y 32,78%, con la concentración de polímero alta, intermedia y baja, respectivamente.

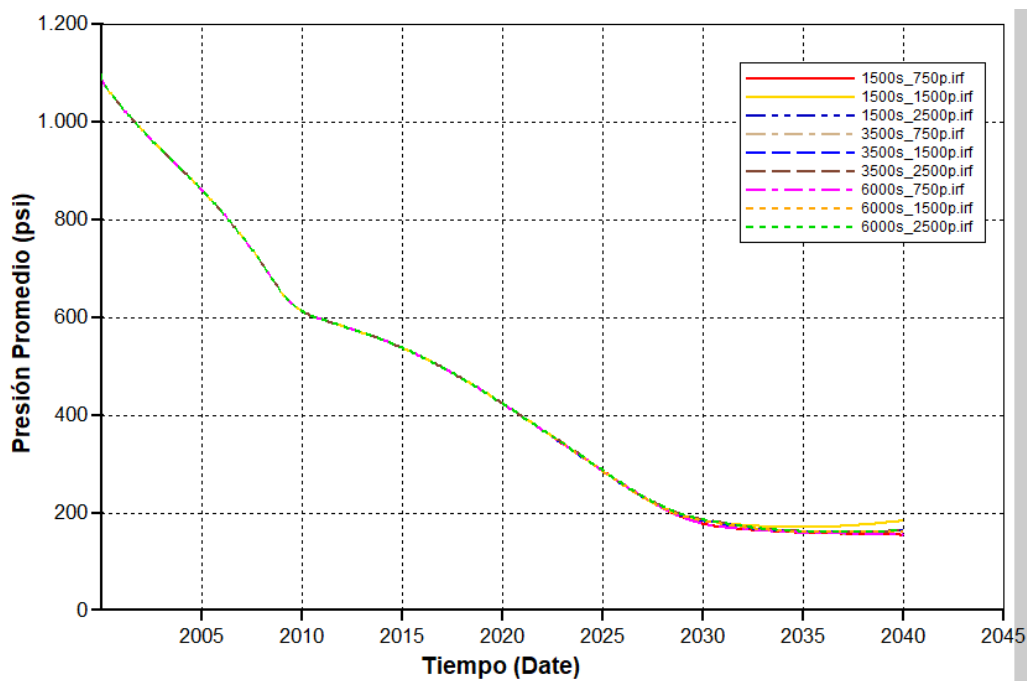


Figura 74. Presión casos 0.4VPs-0.3VPp

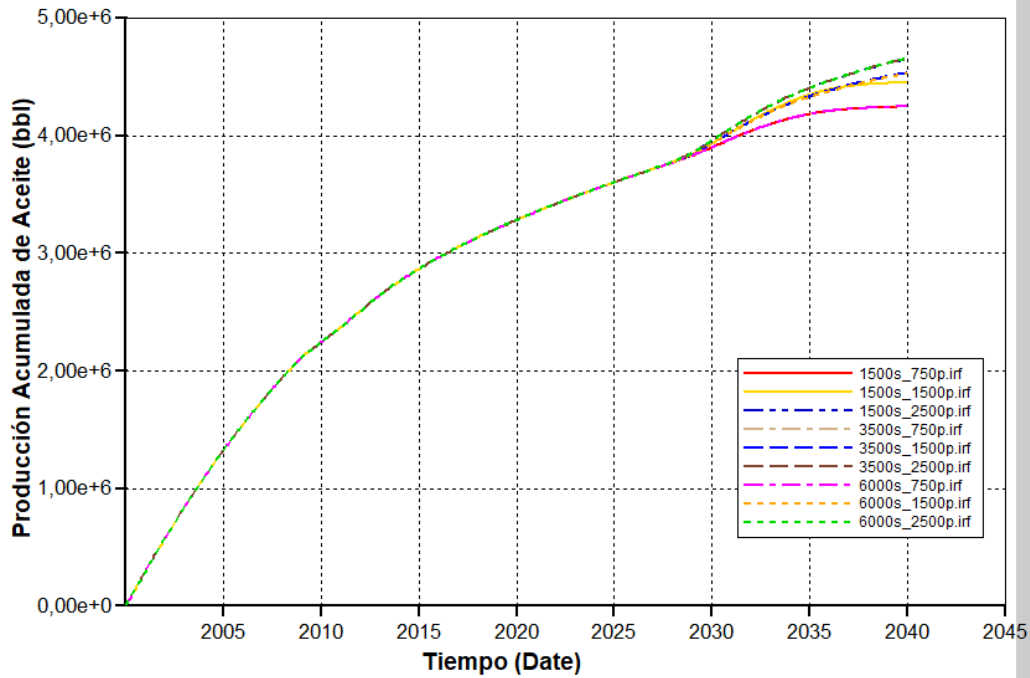


Figura 75. Producción Acumulada de Aceite casos 0.4VPs-0.3VP

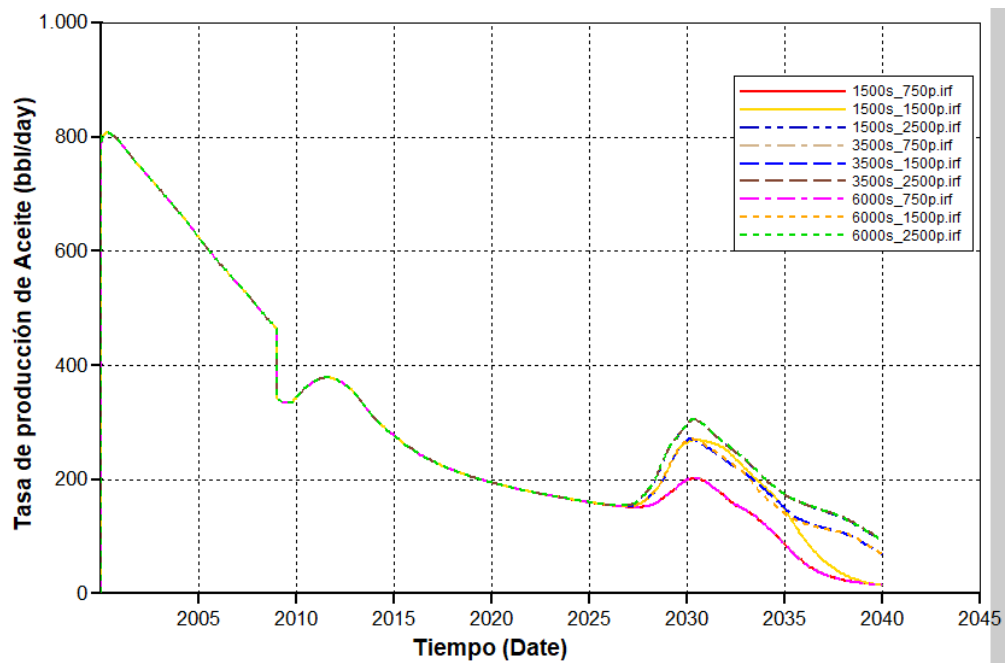


Figura 76. Tasa de Producción de Aceite casos 0.4VPs-0.3VP

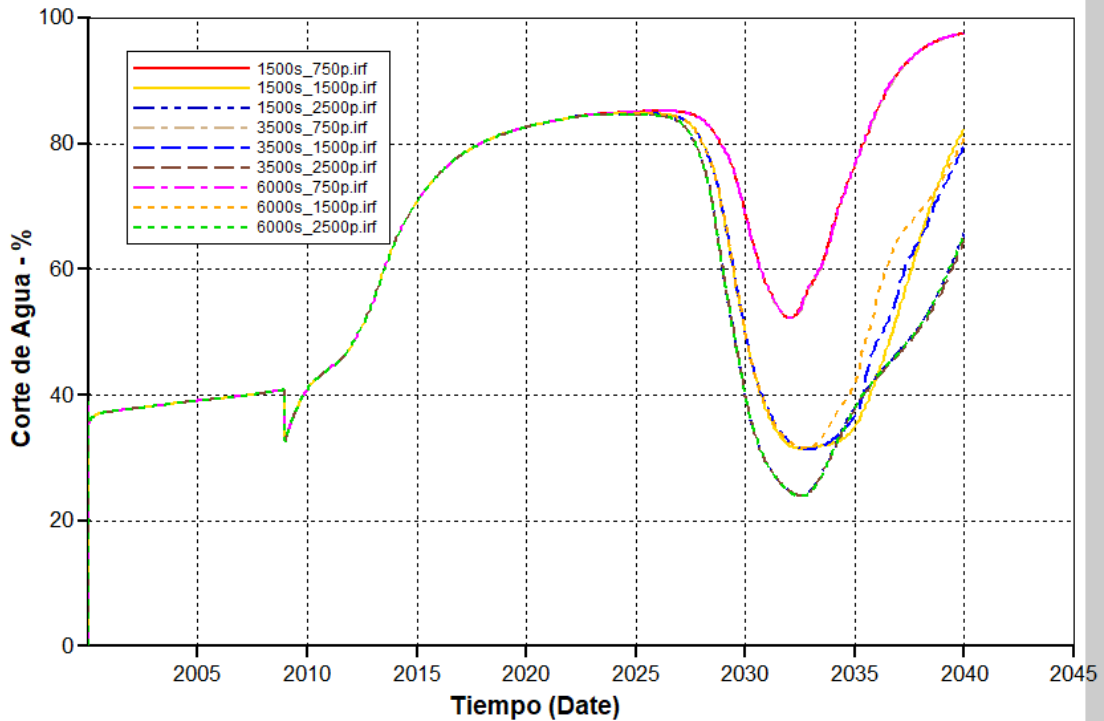


Figura 77. Corte de Agua casos 0.4VPs-0.3VP

**3.3.9 Inyección de 0.4VP de Surfactante y 0.5VP de Polímero** Esta configuración de tamaños de baches es en donde se inyecta la mayor cantidad de químicos y a pesar de esto, dando como resultado factores de recobro incremental promedio en comparación con las restantes 72 configuraciones que se proponen.

Así pues, los tres escenarios de recuperación incremental más eficientes, al igual que varios escenarios mencionados anteriormente, se logra con la inyección de 2500 ppm de polímero y las concentraciones de 1500 ppm, 3500 ppm y 6000 ppm de surfactante, donde el recobro incremental es de 42.37%, 42.50% y 42.44%, respectivamente. En contraste con lo anterior, esta configuración de cantidad de químicos inyectados, logró los escenarios donde la saturación de aceite tiene los valores más bajos, los cuales se consiguen con los mismos valores que tienen la recuperación más alta mencionados anteriormente.

En las figuras 78, 79, 80 y 81 se muestra la respuesta del yacimiento en cuando a la presión, producción acumulada de aceite, tasa de producción de aceite y corte de agua.

De igual manera que algunas configuraciones descritas anteriormente, esta tiene tres tendencias en la producción acumulada de aceite y la tasa de producción de este, que se marcan de acuerdo a la cantidad de polímero inyectado. Por otro lado, la presión promedio del yacimiento tiende al mismo valor, lo cual significa que no es un factor clave en la eficiencia de este proceso.

En estos escenarios el corte de agua se reduce hasta en 65% con el escenario de mayor concentración y esta reducción se mantiene por más tiempo ya que la cantidad de polímero inyectado es bastante grande en comparación con las demás configuraciones de tamaños de baches.

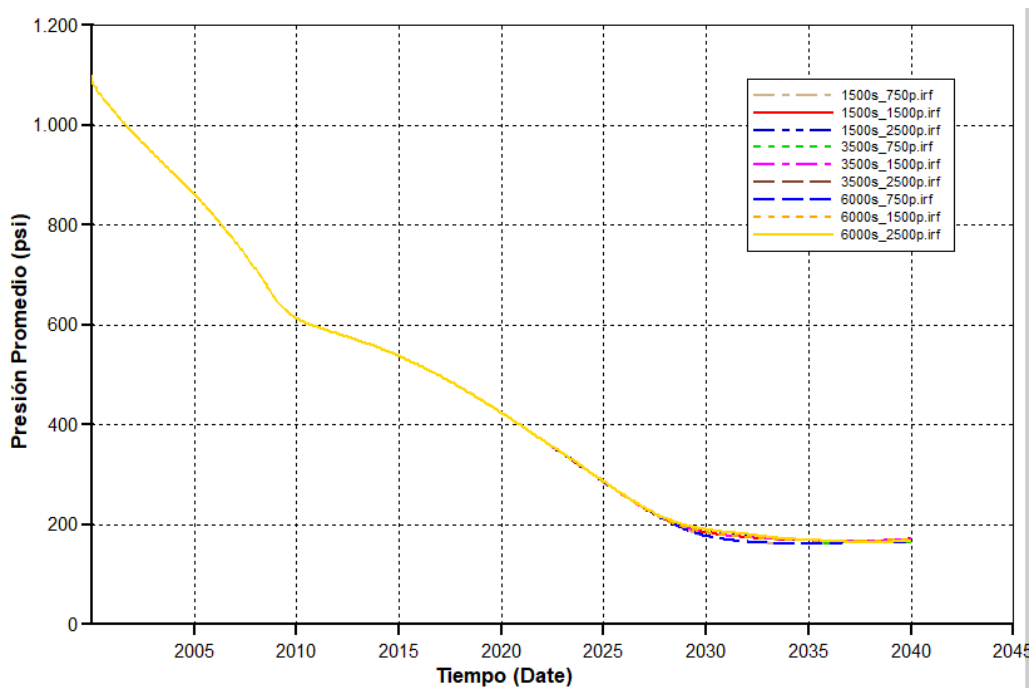


Figura 78. Presión casos 0.4VPs-0.5VP

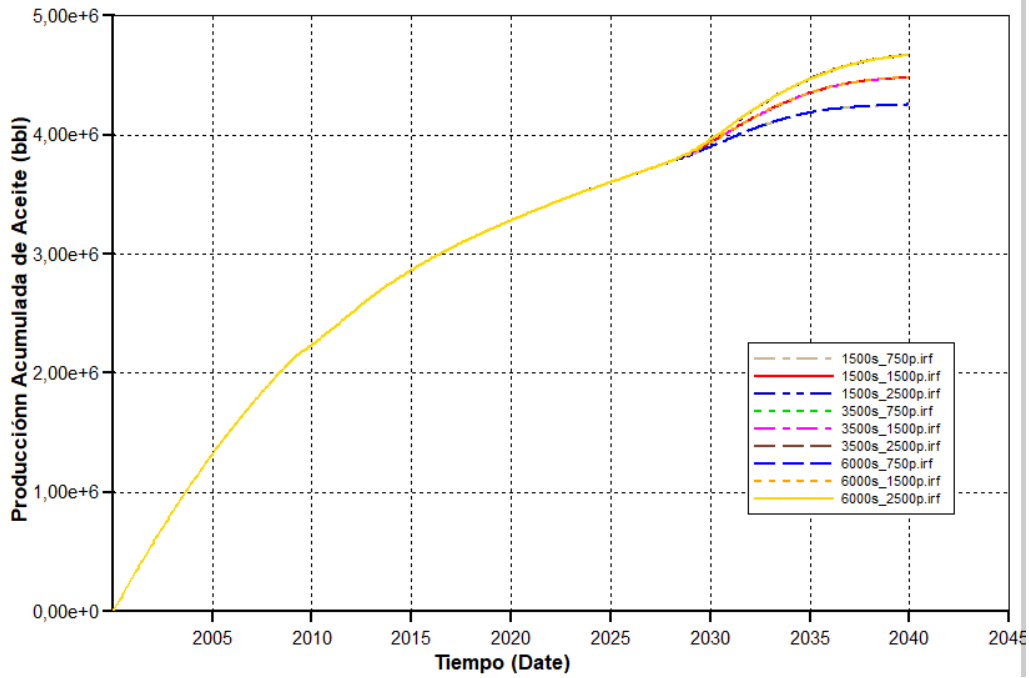


Figura 79. Producción Acumulada de Aceite casos 0.4VPs-0.5VP

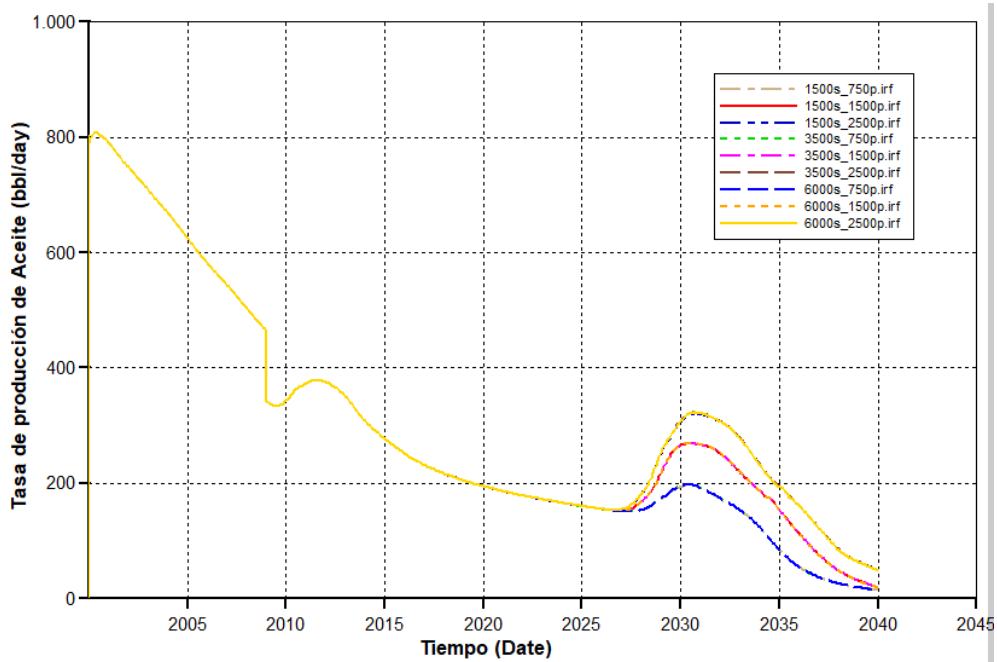


Figura 80. Tasa de Producción de Aceite casos 0.4VPs-0.5VP

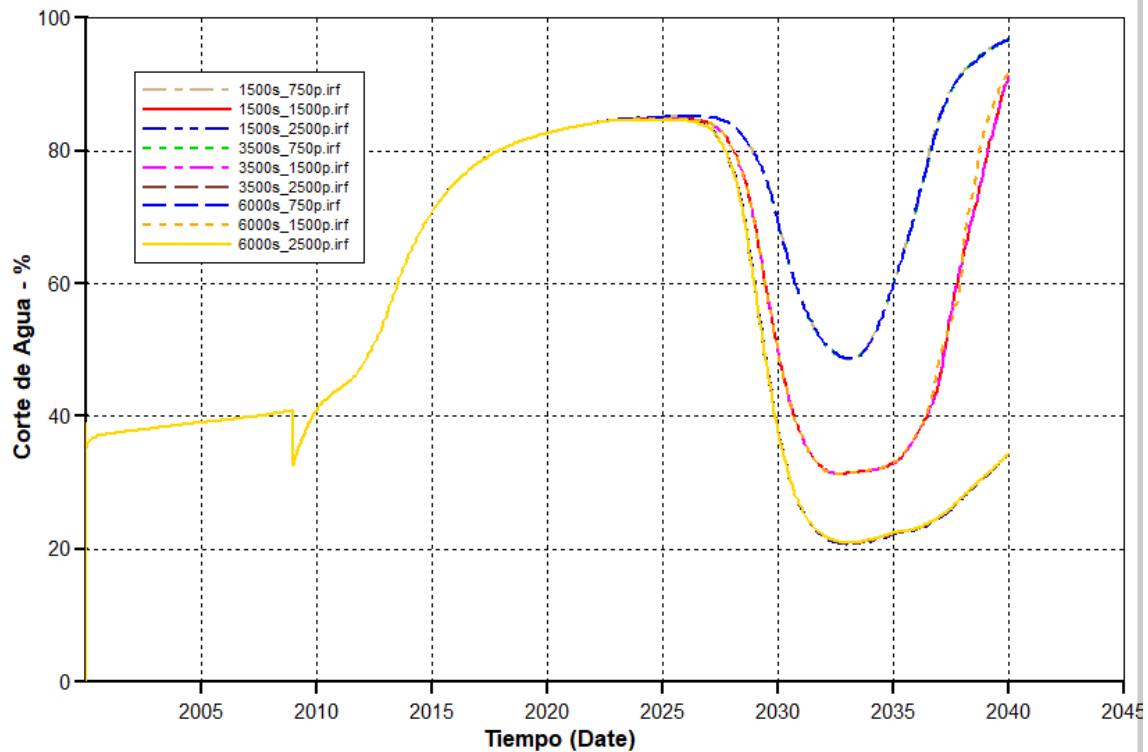


Figura 81. Corte de Agua casos 0.4VPs-0.5VP

### 3.4 Síntesis de mejores configuraciones de químicos

Anteriormente se realizó un análisis de cada una de las configuraciones de tamaños de bache tanto de surfactante como de polímero, teniendo en cuenta los posibles escenarios que se podían presentar variando las concentraciones de cada uno de estos químicos. Así pues, en cada uno de las configuraciones se mencionaron los tres mejores escenarios teniendo en cuenta el factor de recobro y la saturación de aceite, sabiendo que estos dos factores son de los más relevantes a tener en cuenta a la hora de evaluar procesos de inyección de químicos.

Ahora, se va a presentar un análisis de los 10 mejores escenarios de todos los 81 que se analizaron previamente.

En la tabla 35, se muestra la configuración de tamaño de bache para cada uno de los químicos, concentración de cada uno de estos y el factor de recobro incremental ordenados en orden decreciente.

Tabla 31.

*Mejores Resultados según Factor de Recobro*

<b>Tamaños de bache (VP)</b>	<b>Concentración (ppm)</b>	<b>Factor de recobro (%)</b>
0.25s_0.5p	3500s_2500p	46.83
0.25s_0.5p	6000s_2500p	46.81
0.25s_0.5p	1500s_2500p	46.80
0.1s_0.5p	3500s_2500p	46.25
0.1s_0.5p	6000s_1500p	46.22
0.1s_0.5p	1500s_2500p	45.97
0.25s_0.3p	3500s_2500p	45.87
0.25s_0.3p	1500s_2500p	45.80
0.25s_0.3p	6000s_2500p	45.73
0.1s_0.3p	6000s_2500p	45.17

Analizando estos resultados se puede decir que la inyección de un bache pequeño de surfactante, con una concentración intermedia, se logra aumentar la recuperación de aceite de una manera muy eficiente. Además, se puede ver que con una concentración baja de surfactante se puede tener valores similares en la recuperación de aceite. Lo anterior es muy importante teniendo en cuenta que la cantidad de químico inyectado juega un rol determinante en la parte económica del proceso, siendo el surfactante el de más peso, ya que este tiene un valor más alto que el polímero.

De la tabla también se puede observar que la concentración de 2500 ppm de polímero fue la más eficiente para los 10 escenarios más eficientes. De acuerdo a la literatura, esta concentración

es relativamente alta, pero la haciendo un balance de costo-beneficio, el polímero tiene un valor de 3.5 USD/lb y la cantidad de aceite recuperado es buena y el proceso puede ser rentable ya que la inyección de 0.5 VP y 0.3 VP de este químico no representa mucha diferencia en cuanto al recobro incremental.

De la misma manera, en la tabla 36 se muestra un análisis de los 10 escenarios con los cuáles se lograron los valores más bajos de saturación de aceite para el año 2040. Así pues, en la tabla se puede ver la cantidad de cada uno de los químicos inyectados, la concentración de estos y los valores de saturación de aceite.

Tabla 32.

*Mejores Resultados según Saturación de Aceite*

<b>Tamaños de baches (VP)</b>	<b>Concentración (ppm)</b>	<b>So (%)</b>
0.25s_0.5p	6000s_2500p	27.55
0.25s_0.5p	1500s_2500p	27.56
0.25s_0.5p	3500s_2500p	27.57
0.4s_0.5p	1500s_2500p	27.64
0.4s_0.5p	3500s_2500p	27.65
0.4s_0.5p	6000s_2500p	27.65
0.1s_0.5p	1500s_2500p	27.72
0.1s_0.5p	6000s_2500p	27.74
0.1s_0.5p	3500s_2500p	27.76
0.4s_0.3p	1500s_1500p	29.33

Los valores en la saturación de aceite no varían significativamente, ya que 9 de los 10 escenarios varían un 0.21%. También se puede ver que, para el surfactante, la cantidad de este químico varía

considerablemente para tener el mismo valor de saturación, mientras que para el polímero el valor de 0.5VP presenta una tendencia para casi todos los escenarios.

Realizando un análisis de la tabla 35 y 36, se puede apreciar que estas dos coinciden con los tres escenarios donde se logró una recuperación mayor, así como la reducción de la saturación de aceite. Con base en esto, se puede inferir que, técnicamente, la inyección de un bache intermedio de surfactante y un bache grande de polímero son los mejores escenarios para este proceso de recuperación con las configuraciones de los químicos y para un modelo heterogéneo con una zona de mayor permeabilidad.

### **3.5 Análisis de los 10 resultados más eficientes evaluando el volumen del modelo**

El análisis de los resultados mencionados anteriormente se hizo basado en el volumen del sector del patrón de inyección (62,5 acres) y ya que los modificadores de volumen utilizados también aportan aceite, el valor en el factor de recobro incremental que se tiene da valores altos. Con base en esto, a continuación, se muestra una tabla con los valores de factor de recobro incremental que se obtiene al comparar la producción acumulada con el volumen total del modelo, sin tener en cuenta el efecto de los modificadores de volumen, mostrando que los resultados están dentro del rango de factor de recuperación con métodos químicos según Mandal (2015) el cual menciona que dicho valor puede llegar hasta 35%.

Tabla 33.

*Mejores resultados según el factor de recobro comparado con el volumen total del modelo*

<b>Tamaños de bache</b> (VP)	<b>Concentración</b> (ppm)	<b>Factor de recobro</b> (%)
0.25s_0.5p	3500s_2500p	30.33
0.25s_0.5p	6000s_2500p	30.32
0.25s_0.5p	1500s_2500p	30.31
0.1s_0.5p	3500s_2500p	29.95
0.1s_0.5p	6000s_1500p	29.93
0.1s_0.5p	1500s_2500p	29.77
0.25s_0.3p	3500s_2500p	29.71
0.25s_0.3p	1500s_2500p	29.66
0.25s_0.3p	6000s_2500p	29.62
0.1s_0.3p	6000s_2500p	29.25

Como se puede ver en la tabla 83, los mejores escenarios no son diferentes a los mencionados en la tabla 81 ya que únicamente se está cambiando el valor de comparación para calcular el factor de recobro.

### **3.6 Alternativa de inyección temprana de agua**

Cada yacimiento tiene sus propiedades específicas y por lo tanto el esquema de explotación variará de uno a otro. De igual manera, para realizar las diferentes operaciones de extracción de crudo se debe contar con un esquema pre-establecido a fin de optimizar el tiempo de desarrollo de las mismas. Con base esto, Paris de Ferrer (2001) dice que el inicio de la inyección de agua o gas depende de muchas variables como los mecanismos de producción natural, la presión inicial, actual y de burbuja del yacimiento, la presencia y tamaño de acuíferos, entre otros.

Así pues, teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, Craig (1971) dice que la presión adecuada para realizar una invasión con agua y con la cual se puede tener un mayor factor de recobro, es a un valor cercano a la presión de burbuja. Esto se debe a que el aceite que queda en el yacimiento (petróleo remanente) tiene el valor de viscosidad más bajo, el gas que se encuentra disuelto tiene su valor máximo teniendo un factor volumétrico máximo y también los pozos tendrán su índice de productividad máximo (Paris de Ferrer M. 2001).

En el presente trabajo no se realizó la inyección de agua al valor de presión de burbuja para la posterior inyección de químicos porque se requería un tiempo de producción primaria para validar el comportamiento de la presión con los valores encontrados en la literatura (figura 18). A pesar de esto, a continuación, se muestra la respuesta del yacimiento cuando se realiza la inyección de agua a un valor cercano a la presión de burbuja.

La presión inicial del yacimiento tiene un valor de 1100 psi, la presión de burbuja es igual a 1082 psi y la presión a la cual se dejará depletar el yacimiento para iniciar la inyección de agua es 1000 psi. En las figuras 82, 83, 84 y 85 se muestra la respuesta de la presión, producción acumulada de aceite, tasa de producción de aceite y corte de agua. En estas figuras también se muestra una sensibilidad en el tiempo de inicio de la inyección de los químicos, lo cual ratifica lo dicho por Ali A. & Amar A. (2015).

El tiempo de inicio de inyección de los químicos se realizó en los años 2007, 2015, 2020 y 2033.

En la figura 82 se puede apreciar que el mejor mantenimiento de presión se tiene con la inyección de los químicos en el año 2007, eso se debe a que el yacimiento tiene más energía que en los demás escenarios y con la adición del agua y posterior adición de los químicos, dicha energía se mantendrá por más tiempo.

La producción acumulada para la inyección de los químicos en 2007, al final de la simulación (2050), no se ha estabilizado como sí lo ha hecho los otros escenarios, lo cual indica que esta puede aumentar y puede recuperar más que los demás puesto que el no hay una gran diferencia entre los valores. Finalmente, el corte de agua tiene a disminuir todas al mismo valor (25%), lo cual indica que esta propiedad no se ve muy influenciada por el tiempo de inicio de la inyección de los químicos sino por la cantidad de químico (polímero) inyectado.

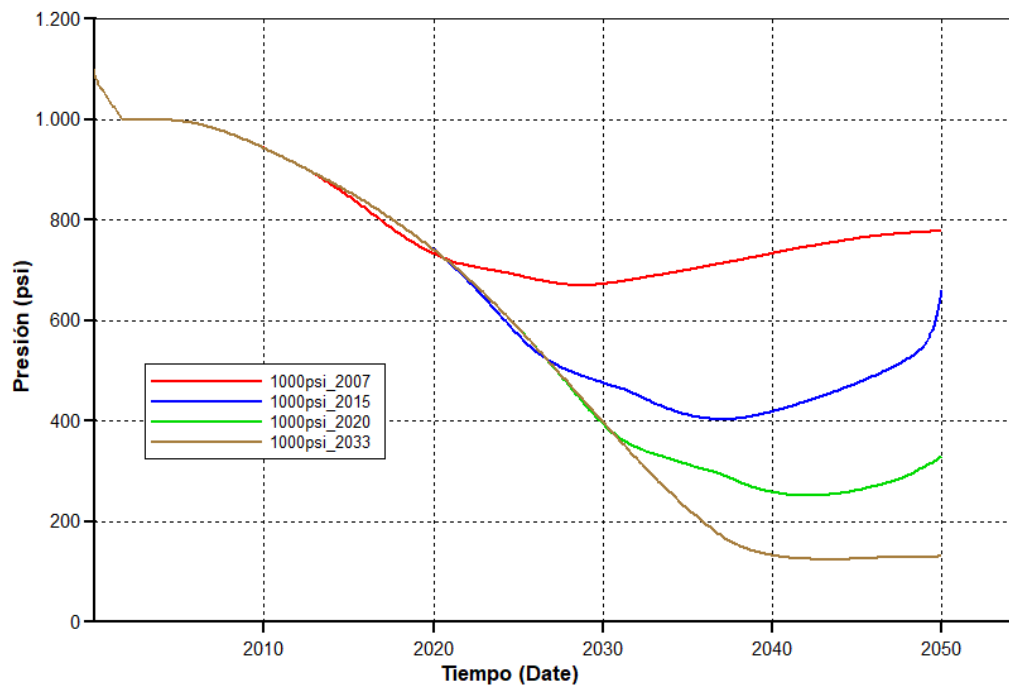


Figura 82. Comportamiento de presión con la inyección de agua a 1000 psi

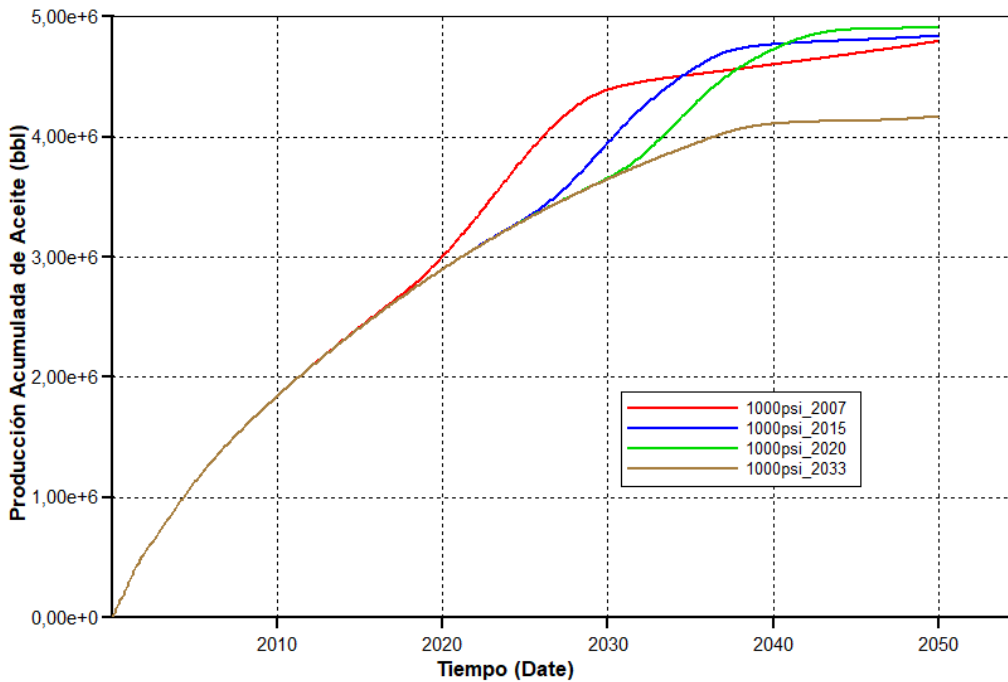


Figura 83. Producción acumulada de aceite con la inyección de agua a 1000 psi

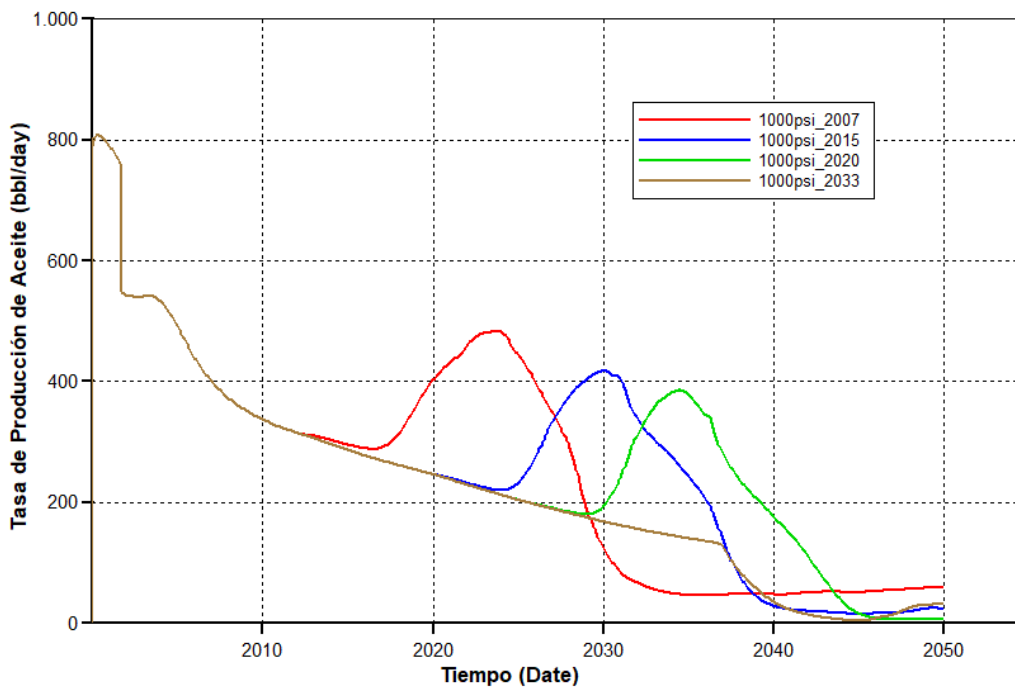


Figura 84. Tasa de producción de aceite con la inyección de agua a 1000 psi

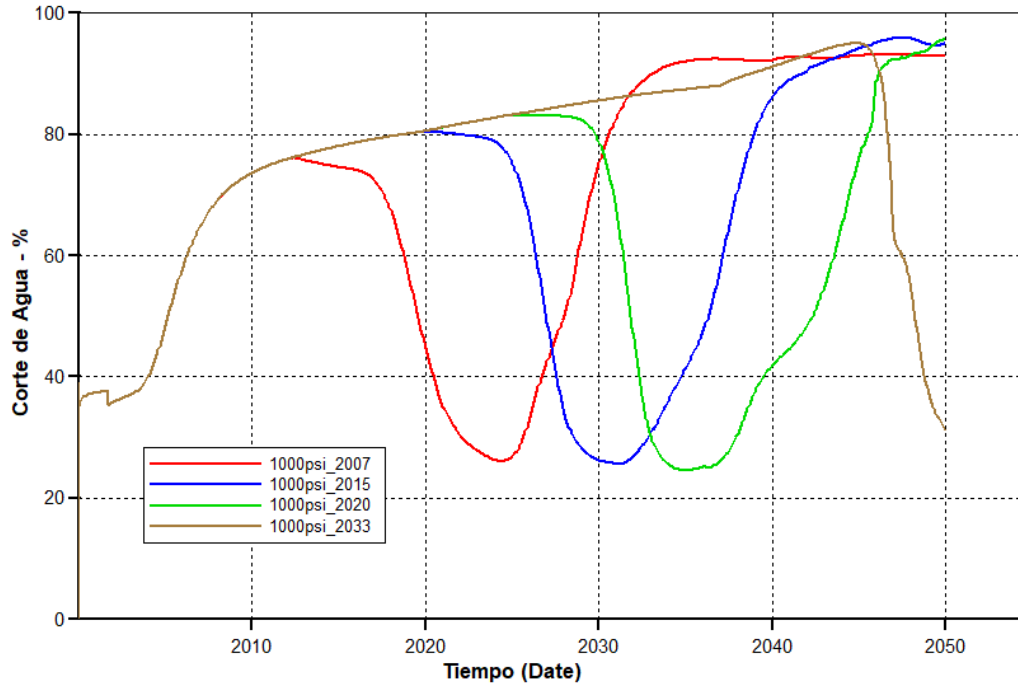


Figura 85. Corte de agua con la inyección de agua a 1000 psi

#### 4. Conclusiones

Con el desarrollo del presente proyecto se puede concluir que:

- La inyección de 25% de VP de surfactante acompañado de la inyección de 50% VP polímero, son los escenarios más eficientes técnicamente puesto que con estos se logró el valor más alto de recobro incremental, 46.80%, respecto al volumen de aceite del sector, con una variación de 0.02%. De igual manera, con estos escenarios se obtuvo los valores más bajos de Saturación de aceite con valores de 27.55% con una variación de 0.002%.
- El surfactante resultó ser eficiente en la reducción del So, ya que sin la inyección de este químico la saturación de aceite podía llegar a un valor mínimo de 33% y los 10 escenarios más eficientes mostraron valores de So menores al 30% logrando así una recuperación de aceite mayor.
- Para los 81 casos planteados, el polímero fue el químico más influyente en la recuperación de aceite, ya que en algunos escenarios (25% VP de surfactante y 50% VP de polímero) marcó tres tendencias de acuerdo a la concentración mostrando que a medida que se aumentaba dicho valor la producción de petróleo era más alta.
- El comienzo de la inyección de los químicos es un factor determinante para la eficiencia técnica del proceso ya que se evidenció que la inyección en etapas tempranas conlleva a que el proceso sea más eficiente puesto que hay más aceite por recuperar y por lo tanto aceite que entra en contacto con los químicos justificando la inyección de estos, tal como lo menciona Ali M. & Amar J. (2015).

- La heterogeneidad del modelo fue un factor importante para el desarrollo de la inyección de los químicos ya que se mostró que la inyección de agua convencional puede canalizarse por las capas inferiores y por la zona de mayor permeabilidad, lo que conlleva a una eficiencia volumétrica baja en comparación con los químicos, los cuales fueron más favorables para la recuperación al aumentar la producción de aceite y disminuir la producción de agua, aportando eficiencia económica al proyecto.

## 5. Recomendaciones

- Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el presente trabajo, las cuales se realizaron con un solo tipo de polímero y un solo tipo de surfactante, se recomienda realizar el análisis de las 81 simulaciones con diferentes tipos de químicos a fin de tener un rango más amplio en el estudio de este tipo de procesos en yacimientos heterogéneos.
- Ya que en esta investigación no se tuvo en cuenta el efecto de la salinidad, se recomienda el estudio de esta variable la cual tiene una influencia significativa en la eficiencia de los procesos debido a la degradación que esta pueda ocasionar a los químicos. También se recomienda un análisis del efecto del contenido de iones divalentes ( $\text{Ca}^{+2}$  y  $\text{Mg}^{+2}$ ) y así tener un estudio reológico más detallado de los químicos.
- Se recomienda desarrollar las simulaciones con concentraciones progresivas de polímero ya que el bache de post-flujo tiene menor viscosidad que el polímero y puede canalizarse sin que empuje eficientemente el bache inyectado anteriormente, esto con la finalidad de comparar los resultados que se tengan con los mostrados en este trabajo.
- La inyección de un agente de sacrificio tal como un álcali o un co-surfactante, es una técnica utilizada para que este se adsorba en el medio poroso y el bache principal de surfactante no se vea afectado en gran medida. Por lo tanto, se recomienda el uso de un agente de sacrificio y comparar los resultados con los mostrados en esta investigación.

### Referencias Bibliográficas

- Abidin, A., Puspasari, T., & Nugroho, W. (2012). *Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology*. Indonesia: Institut Teknologi Bandung.
- Ahmed, T. (2000). *Reservoir Engineering Handbook*. Houston: Gulf Publicity Company.
- Ali M. & Mahmud B. (2015) The effects of Concentration and Salinity on Polymer Adsorption Isotherm at Sandstone Rock Surface. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 78 012038.
- AL-Mjeni, R. (2011). ¿Llegó el momento para la tecnología EOR? *Oilfield Review*.
- Ariza C., I., & Bautista R., L. D. (2017). Efecto de la concentración de surfactante y el tamaño del bache inyectado sobre la adsorción dinámica de un surfactante. . Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Azdarpour A., Babakhani P. & Zare A. (s.f.) Laboratory Evaluation of the Micellar Flooding as a Tertiary Oil Recovery Method. Paper 117, ENG 108.
- Banzer S. C.. (1996) *Correlaciones Numéricas P.V.T*. Universidad del Zulia. Instituto de investigaciones petroleras. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos petroleros. Maracaibo
- Castro G. Rubén H. (2011) *Análisis de un proceso de inyección de geles de dispersión coloidal (cdg) usando ensayos del laboratorio y simulación numérica*. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos. Bucaramanga.
- Chang, H. L. (1978) *Polymer flooding technology - Yesterday, today, and tomorrow*. Society of Petroleum Engineers. Disponible en línea: <http://dx.doi.org/10.2118/7043-PA>

- Chauhan Pratap, D. (2014). Data analysis and summary for surfactant-polymer flooding base don oil field projects and laboratory data. Masters Theses. Paper 7323, 13-14.
- Chon Bo Hyun (2016). Numerical studies on the effects of various complicated barrier configurations on sweep efficiency in surfactant/polymer flooding. Journal of Industrial and Engineering Chemistry. ELSEVIER.
- Chon Bo Hyun. (2016) The Performance of Surfactant-Polymer Flooding in Horizontal Wells Consisting of Multilayers in a Reservoir System. Energies. Inha University, Department of Energy Resources Engineering. Korea..
- Craig F. F. Jr. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Monograph Series, SPE. Richardson. 1971
- Crawford, & Wm., C. (s.f.). Berryhill micellar polymer project: a case history. SPE 14444.
- De Bons, F.E. y Braun, R.W. (1995) Polymer Flooding: Still Viable IOR Technique. European IOR Symposium, Vienna, Austria. 1995
- Drexler, S. (2016). Métodos Especiais De Recuperação de Petróleo . Rio de Janeiro, Brasil: UFRJ.
- Dueñas C. Daniel E. (2014) Inyección ASP en el Campo San Francisco. Ecopetrol S.A. – Colombia. 86° Reunión ARPEL a Nivel de Expertos (RANE) “Gestión de Reservorios”. 2014.
- Espinosa B., C. A., & Torres, K. J. (s.f.). Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesados. Universidad de San Buenaventura Cartagena.
- Espinoza C. & Torres K. (2015) Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesados. Universidad de San Buenaventura Cartagena. Pag. 5-11.
- Fragozo, M., & Paz Giraldo, J. (2014). Evaluación Técnico-Financiera de la inyección de polímero en un yacimiento colombiano de crudo pesado. . Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Giraldo H, R. (s.f.) Introducción a la geoestadística. Teoría y Aplicación. Departamento de estadística. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá.

- Guerrero C. (2016) Manual para Modelar Procesos de Recobro Químico con el Software CMG. Bucaramanga.
- Hashemi S. et al. (2016) Study of Oil Recovery Method through Chemical Injection in Order to Improve Oil Exploitation. International Academic Institute for Science and Technology. Vol. 3, No. 3, pp. 144-152.
- Jewett, R. L. & Schurz, G. F. (1970) Polymer flooding - a current appraisal. Society of Petroleum Engineers. Disponible en línea: <http://dx.doi.org/10.2118/2545-PA>
- Jiménez M., A. M. (2009). Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (surfactantes, polímeros y miscelares) mediante analogías. Trabajo de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Jimenez, A. (2015) Metodología para el Diseño de Baches en un Proceso de Inyección de Polímeros a Partir de Fenómenos de Interacción Roca/ Fluidos Presentes.
- Kanu, A. U. & Ikiensikimama, S. S. (2014) Globalization of Black Oil PVT Correlations. Society of Petroleum Engineers. Disponible en línea: <http://dx.doi.org/10.2118/172494-MS>
- Lamas de Oliveira L., Schiozer D. & Delash M. (2016) Impacts of polymer properties on field indicators of reservoir development projects. En: Elsevier, Journal of Petroleum Science and Engineering.
- Le Van, & Chon Hyun, B. (2016). The performance of surfactant-polymer flooding in horizontal wells consistng of multilayers in a reservoir system. Energies. MDPI.
- Lee S. et al. (2009) Development of a Comprehensive Rheological Property Database for EOR Polymers. Society of Petroleum Engineers. Disponible en línea: <https://bit.ly/2LSfN1b>
- Lopez, F. (2004). Fundamentos de polímeros. Venezuela: Universidad de los Andes- Mérida.
- Mandal Ajay. (2015) Chemical flood enhanced oil recovery: A reviw. International Journal of Oil Gas and Coal Technology. Vol 9, No. 3, 2015.

- Needham, R. B. & Doe, P. H. (1987) Polymer flooding review. Society of Petroleum Engineers, Recuperado de: <http://dx.doi.org/10.2118/17140-PA>
- Norman, C. T. (2007). El uso de surfactante en proyectos de recuperación terciaria. Notas Técnicas.
- Ojha K., S. A., & Sarkar A., M. A. (2011). Surfactant and surfactant-polymer flooding for enhanced oil recovery . CSCanada.
- Olmos, M., & Carbajal, A. (2012). Modelo físico de la reducción de aceite remanente por desplazamiento con surfactantes. Tesis de pregrado. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Pachón, Z et al. (2014) Petroleum sulfonates preparation and evaluation for chemical enhanced oil recovery in Colombian oil fields. En: Revista Ciencia, Tecnología y Futuro, CT&F. Vol 5. Num 5.
- Paria, S., & Khilar, K. (2004). A review on experimental studies of surfactant adsorption at the hydrophilic solid-water interface. Elsevier, *Advances in Colloid and Interface Science* 110 , 75-95.
- Paris de Ferrer M. (2001) Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela.
- Paris De Ferrer, M. (1984). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela.
- Pavan, P. e. (2000). Sorption of anionic surfactant son layered double hydroxides. Elsevier, *Journal of Colloid and Interface Science*, 229 (2), , 346-352.
- Ponce P., D. J. (2013). Evaluación conceptual de la inyección de polímeros y surfactantes en el yacimiento “u” inferior, perteneciente a la formación napa del campo sachá. . Quito: Trabajo de grado. Universidad central del Ecuador .
- Pope Gary A.( October 26, 2007) Overview of Chemical EOR. Center for Petroleum and Geosystems Engineering. The University of Texas at Austin. Casper EOR workshop.

- Ramírez J. & Calderón R. (2018) Evaluación del efecto de la salinidad del agua de formación en un proceso de inyección de polímero mediante simulación numérica. Bucaramanga,. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos.
- Ramírez J.E., Calderón R.F.; (2017) RQ-2017-TP-03 IA, (Informe interno GRM),
- Schlumberger. (s.f.) Oilfield Glossary. Recuperado de: <https://bit.ly/2LeUxS8>
- Shell Chemicals. (2015) Enordet: Detergentes para la Recuperación Mejorada de Petróleo. Extrayendo el Mejor Rendimiento de su Campo.
- Sheng, J. (2011). Modern chemical enhanced oil recovery: Theory and practice. Elsevier.
- Sheng, J. J., Leonhardt, B. y Azri, N. (2015) Status of Polymer-Flooding Technology. Society of Petroleum Engineers, Recuperado de: <http://dx.doi.org/10.2118/174541-PA>
- Silva C., L. N. (2016). Análisis de la viabilidad técnico-financiera de un proceso de recobro químico álcali-surfactante-polímero (ASP) en el campo de la cira infantas. Proyecto de grado. . Bogotá: Fundación Universidad de América. Programa de ingeniería de petróleos.
- Sorbie, S. K. (1991) Polymer-Improved Oil Recovery. USA: Springer Science + Business media, , p. 248. Recuperado de: <http://dx.doi.org/10.1007/978-94-011-3044-8>
- Taber, J. J., Martin, F. D. & Seright, R. S.)1(1997) EOR screening criteria revisited - part 1: introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects. Society of Petroleum Engineers, Recuperado de: <http://dx.doi.org/10.2118/35385-PA>
- Tuero F. (2012) Modelado y simulación de reservorios. ¿Ciencia artesanal o artesanía científica? Petrotecnia.
- Uwari F. et al. (2015) Surfactant-Polymer Flooding Schemes (A Comparative Analysis. SPE-178367-MS.

- Valladares Shiirley, M. (2005). Estabilidad de emulsiones relacionada con el proceso de deshidratación de crudos. Tesis de doctorado. Mérida: Universidad de los Andes.
- Youngh T. Vinh. (2015) Numerical modelling of the effect of waterflooding and surfactant injection in a matrix-fracture system. Norwegian University of Science and Technology.
- Willhite, G. P. (1986) Waterflooding. Chapter 6 – Waterflood Design. USA: Society of Petroleum Engineers (Textbook Series), 2da edición,, p. 189-222. ISBN 1-55563-005-7.
- Zhang R. Somasundaran P. (2006) Advances in adsorption of surfactants and their mixtures at solid/solution interfaces. Columbia University. ELSEVIER. New York, USA. 2006

## Apéndices

### Apéndice A.

El ajuste de las propiedades petrofísicas se desarrolló mediante una ecuación, la cual respetará la distribución de dichas propiedades en todo el modelo, específicamente mantener el canal preferencial de flujo.

Para llevar a cabo lo mencionado anteriormente, hubo la necesidad relacionar los rangos de porosidad y permeabilidad del MODELO GRM vs MODELO SP, por medio de ecuaciones que, en el caso de la porosidad, mantuviese la distribución normal con la cual se realizó el MODELO GRM y para la permeabilidad mantuviese el canal preferencial de flujo (zona de mayor permeabilidad).

Para encontrar dichas ecuaciones, se tuvieron en cuenta los rangos mínimos y máximos de las propiedades descritas anteriormente, y se relacionaron con la ecuación de línea recta:

Es así, que para el ajuste de la porosidad se tienen los siguientes pares ordenados:

Tabla A-34. Valores máximos y mínimos para el ajuste de la porosidad

	Ítem	Mínimos	Máximos
x	$\phi$ Modelo GRM	0,180	0,200
y	$\phi$ Modelo SP	0,100	0,150

Remplazando los datos en la ecuación, se encuentra que la pendiente que relaciona los rangos descritos anteriormente es:

$$m = \frac{y - y_0}{x - x_0} = \frac{0,150 - 0,100}{0,200 - 0,180} = \frac{5}{2}$$

Remplazando uno de los puntos en la ecuación, tenemos que:

$$y - 0,150 = \frac{5}{2}(x - 0,200)$$

$$y = \frac{5}{2}x - \frac{1}{2} + 0,150$$

La ecuación con la que se realizó el ajuste en porosidad es la siguiente:

$$\phi = (2.5 * \phi_0) - 0.35$$

Donde,

$\phi$  = Porosidad MODELO SP

$\phi_0$  = Porosidad MODELO GRM

De la misma manera que para la porosidad, se definieron los rangos de ajuste para la permeabilidad, como pares ordenados así:

Tabla A-35. Valores máximos y mínimos para el ajuste de la permeabilidad

	Ítem	Mínimos	Máximos
x	K Modelo GRM	70	300
y	K Modelo SP	752	1441

Remplazando los datos en la ecuación, se encuentra que la pendiente que relaciona los rangos descritos anteriormente es:

$$m = \frac{y - y_0}{x - x_0} = \frac{1441 - 752}{300 - 70} = \frac{689}{230}$$

Remplazando uno de los puntos en la ecuación, tenemos que:

$$y - 752 = \frac{689}{230}(x - 70)$$

$$y = \frac{689}{230}x - \frac{4823}{23} + 752$$

La ecuación con la que se realizó el ajuste en permeabilidad es:

$$K = (689 * K_0 + 124730)/230$$

Donde,

$K$  = Permeabilidad MODELO SP

$K_0$  = Permeabilidad MODELO GRM

Las ecuaciones mencionadas anteriormente, con las que se logró ajustar el modelo a las propiedades del campo en estudio se ingresaron al simulador de la siguiente manera:

- Primero se despliega la pestaña “*Tools*”, se selecciona la opción “*Fórmula Mánager*” y se le da la opción de “*New*” para ingresar una nueva fórmula.
- Luego se procede a darle un título a la nueva ecuación, seguidamente se debe seleccionar la propiedad que se quiere ajustar (porosidad y permeabilidad) y posteriormente se escribe la relación matemática que ajustará el modelo en función de las propiedades del MODELO GRM.
- Se ingresan las dos ecuaciones para ajustar porosidad y permeabilidad y se finaliza dando “Ok”.
- Finalmente, en la pestaña “*Specify Property*” buscamos el nombre de las fórmulas y en la primera casilla de cada columna se “importan” las ecuaciones que se utilizaron para realizar el ajuste de las propiedades.

Para finalizar de ajustar el modelo, se crean los datos de porosidad y permeabilidad para reemplazarlos en el código del modelo (archivo *.dat*). Este paso es indispensable para el ajuste del modelo, ya que los datos de porosidad y permeabilidad que este va a leer cuando se hagan las corridas serán los del MODELO GRM, puesto que las ecuaciones ingresadas están en función de las propiedades de dicho modelo y no tienen un conjunto de datos en el código fuente del modelo.

## Apéndice B. Resultados de simulación

#	Vp químicos	Concentraciones químicos (ppm)	Ooip modelo (bls)	Ooip sector (bls)	Oil acumulado final iq 2040 (bls)	Fr incremental %	So
1	0,1s_0,1p	1500s_750p	27758000	4245200	4276700	33,15	0,3901
2	0,1s_0,1p	1500s_1500p	27758000	4245200	4445370	37,13	0,3697
3	0,1s_0,1p	1500s_2500p	27758000	4245200	4467360	37,65	0,3672
4	0,1s_0,1p	3500s_750p	27758000	4245200	4276440	33,15	0,3901
5	0,1s_0,1p	3500s_1500p	27758000	4245200	4446850	37,16	0,3696
6	0,1s_0,1p	3500s_2500p	27758000	4245200	4470840	37,73	0,3675
7	0,1s_0,1p	6000s_750p	27758000	4245200	4273980	33,09	0,3903
8	0,1s_0,1p	6000s_1500p	27758000	4245200	4447540	37,18	0,3697
9	0,1s_0,1p	6000s_2500p	27758000	4245200	4473710	37,79	0,3675
10	0,1s_0,3p	1500s_750p	27758000	4245200	4301240	33,73	0,3568
11	0,1s_0,3p	1500s_1500p	27758000	4245200	4581480	40,33	0,3279
12	0,1s_0,3p	1500s_2500p	27758000	4245200	4779540	45,00	0,3095
13	0,1s_0,3p	3500s_750p	27758000	4245200	4303750	33,79	0,3566
14	0,1s_0,3p	3500s_1500p	27758000	4245200	4585140	40,42	0,3281
15	0,1s_0,3p	3500s_2500p	27758000	4245200	4784630	45,12	0,3093
16	0,1s_0,3p	6000s_750p	27758000	4245200	4303360	33,78	0,3566
17	0,1s_0,3p	6000s_1500p	27758000	4245200	4584670	40,41	0,3277
18	0,1s_0,3p	6000s_2500p	27758000	4245200	4786720	45,17	0,3096
19	0,1s_0,5p	1500s_750p	27758000	4245200	4227830	32,00	0,3496
20	0,1s_0,5p	1500s_1500p	27758000	4245200	4475250	37,83	0,3172

#	Vp químicos	Concentraciones químicos (ppm)	Ooip modelo (bls)	Ooip sector (bls)	Oil acumulado final iq 2040 (bls)	Fr incremental %	So
21	0,1s_0,5p	1500s_2500p	27758000	4245200	4820640	45,97	0,2772
22	0,1s_0,5p	3500s_750p	27758000	4245200	4227260	31,99	0,3496
23	0,1s_0,5p	3500s_1500p	27758000	4245200	4472480	37,77	0,3172
24	0,1s_0,5p	3500s_2500p	27758000	4245200	4832510	46,25	0,2776
25	0,1s_0,5p	6000s_750p	27758000	4245200	4226630	31,97	0,3496
26	0,1s_0,5p	6000s_1500p	27758000	4245200	4831280	46,22	0,3172
27	0,1s_0,5p	6000s_2500p	27758000	4245200	4467550	37,65	0,2774
28	0,25s_0,1p	1500s_750p	27758000	4245200	4249110	32,50	0,397124
29	0,25s_0,1p	1500s_1500p	27758000	4245200	4390420	35,83	0,37872
30	0,25s_0,1p	1500s_2500p	27758000	4245200	4426170	36,68	0,37549
31	0,25s_0,1p	3500s_750p	27758000	4245200	4251160	32,55	0,394424
32	0,25s_0,1p	3500s_1500p	27758000	4245200	4393150	35,90	0,37567
33	0,25s_0,1p	3500s_2500p	27758000	4245200	4426060	36,67	0,375176
34	0,25s_0,1p	6000s_750p	27758000	4245200	4256440	32,68	0,394092
35	0,25s_0,1p	6000s_1500p	27758000	4245200	4396840	35,98	0,378169
36	0,25s_0,1p	6000s_2500p	27758000	4245200	4427160	36,70	0,375211
37	0,25s_0,3p	1500s_750p	27758000	4245200	4331560	34,45	0,35854
38	0,25s_0,3p	1500s_1500p	27758000	4245200	4649100	41,93	0,329131
39	0,25s_0,3p	1500s_2500p	27758000	4245200	4813490	45,80	0,311308
40	0,25s_0,3p	3500s_750p	27758000	4245200	4331770	34,45	0,358529
41	0,25s_0,3p	3500s_1500p	27758000	4245200	4650400	41,96	0,329203
42	0,25s_0,3p	3500s_2500p	27758000	4245200	4816660	45,87	0,311446
43	0,25s_0,3p	6000s_750p	27758000	4245200	4332100	34,46	0,358503
44	0,25s_0,3p	6000s_1500p	27758000	4245200	4651670	41,99	0,329097

#	Vp químicos	Concentraciones químicos (ppm)	Ooip modelo (bls)	Ooip sector (bls)	Oil acumulado final iq 2040 (bls)	Fr incremental %	So
45	0,25s_0,3p	6000s_2500p	27758000	4245200	4810480	45,73	0,311402
46	0,25s_0,5p	1500s_750p	27758000	4245200	4305500	33,83	0,351526
47	0,25s_0,5p	1500s_1500p	27758000	4245200	4562540	39,89	0,316955
48	0,25s_0,5p	1500s_2500p	27758000	4245200	4855840	46,80	0,275557
49	0,25s_0,5p	3500s_750p	27758000	4245200	4304600	33,81	0,351399
50	0,25s_0,5p	3500s_1500p	27758000	4245200	4563510	39,91	0,317215
51	0,25s_0,5p	3500s_2500p	27758000	4245200	4857420	46,83	0,275716
52	0,25s_0,5p	6000s_750p	27758000	4245200	4305350	33,83	0,351451
53	0,25s_0,5p	6000s_1500p	27758000	4245200	4563700	39,91	0,317024
54	0,25s_0,5p	6000s_2500p	27758000	4245200	4856410	46,81	0,275498
55	0,4s_0,1p	1500s_750p	27758000	4245200	4156570	30,32	0,400501
56	0,4s_0,1p	1500s_1500p	27758000	4245200	4264250	32,86	0,389323
57	0,4s_0,1p	1500s_2500p	27758000	4245200	4304290	33,80	0,389863
58	0,4s_0,1p	3500s_750p	27758000	4245200	4153640	30,26	0,401432
59	0,4s_0,1p	3500s_1500p	27758000	4245200	4268160	32,95	0,388383
60	0,4s_0,1p	3500s_2500p	27758000	4245200	4303700	33,79	0,390084
61	0,4s_0,1p	6000s_750p	27758000	4245200	4155720	30,30	0,400798
62	0,4s_0,1p	6000s_1500p	27758000	4245200	4264990	32,88	0,389497
63	0,4s_0,1p	6000s_2500p	27758000	4245200	4304520	33,81	0,389673
64	0,4s_0,3p	1500s_750p	27758000	4245200	4248950	32,50	0,361333
65	0,4s_0,3p	1500s_1500p	27758000	4245200	4452590	37,30	0,293322
66	0,4s_0,3p	1500s_2500p	27758000	4245200	4653900	42,04	0,322863
67	0,4s_0,3p	3500s_750p	27758000	4245200	4249940	32,52	0,361275
68	0,4s_0,3p	3500s_1500p	27758000	4245200	4533990	39,21	0,334487
69	0,4s_0,3p	3500s_2500p	27758000	4245200	4655420	42,08	0,322444

#	Vp químicos	Concentraciones químicos (ppm)	Ooip modelo (bls)	Ooip sector (bls)	Oil acumulado final iq 2040 (bls)	Fr incremental %	So
70	<b>0,4s_0,3p</b>	<b>6000s_750p</b>	27758000	4245200	4249370	32,51	0,36134
71	<b>0,4s_0,3p</b>	<b>6000s_1500p</b>	27758000	4245200	4526420	39,04	0,334715
72	<b>0,4s_0,3p</b>	<b>6000s_2500p</b>	27758000	4245200	4656320	42,10	0,322542
73	<b>0,4s_0,5p</b>	<b>1500s_750p</b>	27758000	4245200	4252990	32,60	0,3539
74	<b>0,4s_0,5p</b>	<b>1500s_1500p</b>	27758000	4245200	4479880	37,94	0,3131
75	<b>0,4s_0,5p</b>	<b>1500s_2500p</b>	27758000	4245200	4667830	42,37	0,2764
76	<b>0,4s_0,5p</b>	<b>3500s_750p</b>	27758000	4245200	4254450	32,63	0,3537
77	<b>0,4s_0,5p</b>	<b>3500s_1500p</b>	27758000	4245200	4479940	37,94	0,3131
78	<b>0,4s_0,5p</b>	<b>3500s_2500p</b>	27758000	4245200	4673240	42,50	0,2765
79	<b>0,4s_0,5p</b>	<b>6000s_750p</b>	27758000	4245200	4254440	32,63	0,3538
80	<b>0,4s_0,5p</b>	<b>6000s_1500p</b>	27758000	4245200	4480320	37,95	0,3128
81	<b>0,4s_0,5p</b>	<b>6000s_2500p</b>	27758000	4245200	4670900	42,44	0,2765