

**EVALUACIÓN DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE SURFACTANTE – POLÍMERO A
PARTIR DEL DIMENSIONAMIENTO DE SUS CONCENTRACIONES Y VOLÚMENES
DE BACHE**

CINDY MILDRED GUERRERO PABÓN

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTA DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2015

**EVALUACIÓN DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE SURFACTANTE – POLÍMERO A
PARTIR DEL DIMENSIONAMIENTO DE SUS CONCENTRACIONES Y VOLÚMENES
DE BACHE**

CINDY MILDRED GUERRERO PABÓN

Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de:

Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

Director

SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

M.Sc Ingeniería de Hidrocarburos

Co - Director

ROBINSON JIMÉNEZ DÍAZ

M.Sc Ingeniería de Hidrocarburos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTA DE INGENIERÍA FISCOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2015

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de tesis a Dios y a mis padres.

*A Dios porque ha estado conmigo a cada paso que doy,
cuidándome y dándome fortaleza para continuar.*

*A mis padres, quienes a lo largo de mi vida han velado
por mi bienestar y educación siendo mi apoyo en todo momento,
depositando su confianza en cada reto que se me presentaba
sin dudar ni un solo momento en mis capacidades e inteligencia.*

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander, la Escuela de Ingeniería de Petróleos y sus personal docente por contribuir a la formación de excelentes profesionales.

Al Grupo de Investigación de Recobro Mejorado GRM – UIS, por brindarme la oportunidad de desarrollar mí proyecto de grado y de generar oportunidades de avanzar y crecer en el área de la investigación.

M.Sc Samuel Muñoz Navarro, director del proyecto de investigación; por su asesoría en el desarrollo y cumplimiento de los objetivos planteados, por su respaldo, exigencia, tiempo y orientación.

Al Ingeniero Gustavo Maya, Robinson y Ruben por darme la oportunidad de formar parte de tan maravilloso equipo de trabajo y todos los consejos y apoyo recibido.

Al laboratorio de química de producción y a todo el equipo del proyecto de recobro mejorado del ICP, especialmente a Jorge Palma, Jorge Sandoval, Venus, Henderson y Miguel por su disposición y apoyo en el desarrollo de las pruebas necesarias y consejos en momentos críticos, gracias por todo su apoyo muchachos.

A Liliana, Karen y Juan Pablo por su apoyo incondicional, comprensión y motivación constante para alcanzar mis metas.

A mis compañeros de maestría, por compartir momentos de estudio y diversión, donde todos fueron inolvidables.

Finalmente, a todos aquellos que no alcanzo a mencionar, muchas gracias por hacer esto posible!!

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	20
1. MÉTODOS DE RECOBRO QUÍMICO.....	22
1.1. INYECCIÓN DE POLIMEROS	23
1.2. TIPOS DE POLÍMEROS PARA RECOBRO MEJORADO	24
1.1.1. Poliácridamida parcialmente hidrolizada (HPAM)	26
1.1.2. Biopolímero Xantano	27
1.3. PROPIEDADES FÍSICAS DE LAS SOLUCIONES POLIMÉRICAS	27
1.3.1. Viscosidad No Newtoniana y Shear Thining	28
1.3.2. Reducción de permeabilidad y resistencia residual	31
1.3.3. Adsorción	33
1.3.4. Volumen poroso inaccesible.....	33
1.4. INYECCION DE SURFACTANTE	34
1.4.1. Clasificación de los surfactantes	35
1.5. Características principales de la inyección de surfactantes	36
1.5.1. Concentración micelar crítica.....	37
1.5.2. Tipos de microemulsiones	38
1.5.3. Permeabilidades relativas en la inyección de surfactante	41
1.5.4. Retención del surfactante	44
1.6. SCREENING PROCESO DE INYECCIÓN SURFACTANTE - POLÍMERO	46
1.6.1. Características del yacimiento.....	47
1.6.2. Características del fluido	47
1.7. INYECCIÓN DE SURFACTANTE POLÍMERO	47
1.8. OPTIMIZACION Y DISEÑO DE LA INYECCION DE QUIMICOS.....	50
2. PRUEBAS EXPERIMENTALES	54
2.1. ANALISIS DEL AGUA Y EL ACEITE.....	54
2.1.1. Análisis del agua.....	54
2.1.2. Análisis del crudo.....	55
2.2. MATERIALES	55
2.3. MÉTODOS.....	56
2.4. CARACTERIZACIÓN BÁSICA DEL POLÍMERO	56
2.4.1. Viscosidad del polímero y Screen Factor	57

2.4.2. Comportamiento Reológico	60
2.4.3. Reología del polímero.....	61
2.5. CARACTERÍSTICAS DEL SURFACTANTE	65
2.6. EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE FASE	67
2.6.1. Barrido de salinidad	67
2.6.2. Número capilar.....	68
2.6.3. Tensión Interfacial Crudo – Agua	68
2.7. INTERACION ROCA - FLUIDO	70
2.7.1. Adsorción estática de los químicos	70
2.7.2. Adsorción dinámica de los químicos	72
2.7.3. Capacidad de intercambio catiónico.....	73
2.8. DESPLAZAMIENTO DE COREFLOOD LINEAL.....	73
2.8.1. Factor de resistencia o Reducción de movilidad	73
2.8.2. Factor de resistencia residual o reducción de permeabilidad	74
2.8.3. Permeabilidad relativa	75
2.8.4. Saturaciones de aceite residual.....	76
3. SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE SP	78
3.1. METODOLOGIA DE SIMULACION.....	78
3.2. SELECCIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN	79
3.3. MODELO QUIMICO DEL POLÍMERO	79
3.3.1. Viscosidad del polímero:.....	80
3.3.2. Adsorción del polímero:	81
3.3.3. Factor de resistencia residual.....	81
3.3.4. Reología del polímero:.....	82
3.3.5. Volumen poroso accesible.....	83
3.4. MODELO QUIMICO DEL SURFACTANTE.....	83
3.4.1. Viscosidad de la microemulsión	83
3.4.2. Tensión interfacial.....	83
3.4.3. Comportamiento de fase	84
3.4.4. Reducción de la saturación de aceite.....	85
3.5. SECTOR MODEL DEL CAMPO COLOMBIANO	86
3.5.1. Modelo base de simulación de un campo colombiano.....	86
3.5.2. Metodología de selección del Sector Model.....	87
3.5.3. Desarrollo del modelo de simulación.....	88

3.5.4. Heterogeneidad del yacimiento y propiedades dinámicas	91
3.5.5. Propiedades de los fluidos.....	92
3.5.6. Presión de yacimiento.....	94
3.5.7. Condiciones iniciales	96
3.5.8. Refinamiento cartesiano del modelo	96
3.6. ESCENARIO CASO BASE DE INYECCIÓN DE AGUA	99
3.6.1. Sensibilidad a la presión de fondo de los pozos productores	100
3.6.2. Sensibilidad a la tasa de inyección de agua.....	101
3.7. INYECCIÓN DE QUIMICOS.....	104
3.6.3. Escenario de inyección de polímero.....	105
3.6.4. Escenario de inyección de surfactante - polímero.....	109
4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES	117
4.1. ANALISIS DE SENSIBILIDAD CONVENCIONAL A LA CONCENTRACIÓN DE QUÍMICO Y VOLUMEN POROSO INYECTADO	117
4.1.1. Escenario 1: Inyección de un bache de polímero.....	117
4.1.2. Escenario 2: Inyección de un bache de surfactante seguido por otro de polímero	130
4.1.3. Escenario 3: Inyección de un bache de polímero seguido por otro de SP.....	141
4.1.4. Escenario 4: Inyección de un bache de SP	150
5. EVALUACIÓN FINANCIERA.....	161
5.1. FLUJO DE CAJA LIBRE	161
5.2. MEDIDAS DE DESEMPEÑO	163
5.3. METODOLOGÍA	165
5.3.1. Definición de parámetros de evaluación.....	165
5.3.2. Definición de parámetros de evaluación.....	167
5.4. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA.....	168
5.4.1. Escenario de inyección de polímero.....	169
5.4.2. Escenario de inyección de un bache de surfactante (SF) seguido por otro de bache de polímero (PF)	173
5.4.3. Escenario de inyección de un bache de polímero (PF) seguido por otro de bache de surfactante - polímero (SP).....	182
5.4.4. Escenario de inyección de bache de surfactante - polímero (SP)	191
6. PROCEDIMIENTO GUÍA.....	201
6.1. ESTUDIO DE SCREENING Y ANALOGÍAS DE OTROS CAMPOS	202
6.2. SELECCIÓN DEL ÁREA A INYECTAR.....	203
6.3. EVALUACIÓN EXPERIMENTAL.....	204

6.3.1. Evaluaciones fluido – fluido	204
6.3.2. Compatibilidad roca fluido por corefloods lineales	204
6.3.3. Corefloods de recuperación de aceite	204
6.4. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.....	205
6.4.1. Metodología de simulación	205
6.5. EVALUACIÓN FINANCIERA.....	208
6.5.1. Flujo de caja libre.....	208
6.5.2. Medidas de desempeño	210
6.6. INFRAESTRUCTURA.....	212
6.7. AUTOMATIZACIÓN.....	214
6.7.1. Grado de automatización.....	215
6.8. MONITOREO DE LA INYECCIÓN	215
7. CONCLUSIONES	217
8. RECOMENDACIONES.....	220
BIBLIOGRAFÍA	221
ANEXOS	223

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Estructura molecular del HPAM	26
Figura 2. Comportamiento de la tensión interfacial en función de la concentración de surfactante.....	38
Figura 3. Tipos de microemulsiones y el efecto de la salinidad en el comportamiento de fase.....	40
Figura 4. Viscosidad aparente vs concentración de polímero	57
Figura 5. Screen factor vs concentración de polímero	58
Figura 6. Viscosidad Aparente del Polímero a 62°C en tres tipos de agua para el P231 y P432	60
Figura 7. Screen factor del Polímero a 62°C en tres tipos de agua para el P231 y P432 .	61
Figura 8. Viscosidad aparente vs Shear Rate con agua de inyección sin ablandar.....	63
Figura 9. Viscosidad aparente vs Shear rate en agua de inyección blanda	63
Figura 10. Viscosidad Aparente vs Shear rate a 62°C en agua sintética inyección blanda [cp]	64
Figura 11. Viscosidad vs Shear rate a diferentes tipos de agua para P231 y P432 @ 1000 ppm	65
Figura 12. Barrido de salinidad con el surfactante S115	67
Figura 13. Medida de tensión interfacial para los surfactantes.....	69
Figura 14. Adsorción estática del polímero P432	71
Figura 15. Adsorción estática de SP	71
Figura 16. Factor de resistencia vs concentración de polímero.....	74
Figura 17. Factor de reducción de permeabilidad	75
Figura 18. Curva de permeabilidad relativa para la inyección de surfactante - polímero ..	76
Figura 19. Metodología de trabajo utilizada para la realización del estudio de simulación numérica.....	78
Figura 20. Reología del polímero.....	82
Figura 21. Fracción molar del surfactante vs tensión interfacial	84
Figura 22. Cambio en las curvas de permeabilidad relativa	85
Figura 23. Distribución de la saturación de aceite.....	88
Figura 24. Ubicación del patrón de inyección.....	89
Figura 25. Corte del Sector Model de simulación.....	90
Figura 26. Enmallado de simulación vista 3D	90
Figura 27. Distribución de permeabilidad y porosidad en el Sector Model	91
Figura 28. Distribución de saturación de aceite, agua y presión en el Sector Model	92
Figura 29. Curva de permeabilidad relativa Agua - Aceite	93
Figura 30. Curva de permeabilidad relativa Gas - líquido.....	94
Figura 31. Comportamiento de la presión del yacimiento en el Sector Model	95
Figura 32. Comportamiento de la producción de aceite del Sector Model con anillo de confinamiento	95

Figura 33. Refinamiento cartesiano del modelo de simulación.....	97
Figura 34. Presión del yacimiento con sensibilidad de refinamiento.....	98
Figura 35. Producción de aceite con sensibilidad de refinamiento	99
Figura 36. Presión promedio del yacimiento con sensibilidad de BHP en los pozos productores.....	100
Figura 37. Tasa de producción de aceite con sensibilidad de BHP en los pozos productores.....	101
Figura 38. Sensibilidad a la tasa de inyección de agua.....	102
Figura 39. Comportamiento de la presión de yacimiento con sensibilidad de la tasa de inyección	102
Figura 40. Tasa de producción de aceite (bbl/día) con las diferentes tasas de inyección	103
Figura 41. Factor de recobro con sensibilidad de la tasa de inyección.....	104
Figura 42. Tasa de inyección de polímero	106
Figura 43. Tasa de producción de aceite	107
Figura 44. Factor de recobro de aceite	107
Figura 45. Comportamiento del corte de agua en la inyección de polímero	108
Figura 46. Presión promedio del yacimiento con inyección de polímero	109
Figura 47. Perfil de la tasa de agua inyectada para cada uno de los escenarios de inyección de surfactante	111
Figura 48. Producción de aceite bpd en cada uno de los escenarios de inyección de surfactante.....	112
Figura 49. Producción acumulada de aceite para cada uno de los escenarios de inyección de surfactante.....	113
Figura 50. Factor de recobro para cada uno de los escenarios de inyección de surfactante	114
Figura 51. Corte de agua para cada uno de los escenarios de inyección de surfactante	115
Figura 52. Presión de yacimiento para cada uno de los escenarios de inyección de surfactante.....	116
Figura 53. Producción acumulada de aceite a 0,15 VP inyectados con sensibilidad de Cp	118
Figura 54. Producción instantánea de aceite a 0,15 VP inyectados con sensibilidad de Cp	119
Figura 55. Factor de recobro a 0,15 VP inyectados con sensibilidad de Cp.....	120
Figura 56. Corte de agua a 0,15 VP inyectados con sensibilidad de Cp	120
Figura 57. Presión promedio del yacimiento a 0,15 VP inyectados con sensibilidad de Cp	121
Figura 58. Producción acumulada de aceite a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp	122
Figura 59. Producción instantánea de aceite a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp	123
Figura 60. Factor de recobro a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp.....	123
Figura 61. Corte de agua a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp	124

Figura 62. Presión promedio del yacimiento a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp	125
Figura 63. Producción acumulada de aceite a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp	126
Figura 64. Producción instantánea de aceite a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp	126
Figura 65. Factor de recobro a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp.....	127
Figura 66. Corte de agua a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp	128
Figura 67. Presión promedio del yacimiento a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp	128
Figura 68. Adsorción del polímero con Cp de 500 ppm @ 0.15, 0.2 y 0.3 VP inyectados	129
Figura 69. Adsorción del polímero con Cp de 1000 ppm @ 0.15, 0.2 y 0.3 VP inyectados	129
Figura 70. Adsorción del polímero con Cp de 1500 ppm @ 0.15, 0.2 y 0.3 VP inyectados	129
Figura 71. Producción acumulada de SF - PF aceite a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs.....	131
Figura 72. Producción instantánea de aceite SF - PF a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs.....	132
Figura 73. Factor de recobro de SF – PF a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs.....	133
Figura 74. Corte de agua de SF – PF a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs	134
Figura 75. Producción acumulada de SF - PF aceite a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs	135
Figura 76. Producción instantánea de aceite SF - PF a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs.....	136
Figura 77. Factor de recobro de SF – PF a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs.....	137
Figura 78. Corte de agua de SF – PF a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs	137
Figura 79. Producción acumulada de SF - PF aceite a 0,4 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs	138
Figura 80. Producción instantánea de aceite SF - PF a 0,4 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs.....	139
Figura 81. Factor de recobro de SF – PF a 0,4 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs.....	140
Figura 82. Corte de agua de SF – PF a 0,4 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs	140
Figura 83. Producción acumulada de PF - SP aceite a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs.....	142

Figura 84. Producción instantánea de aceite PF - SP a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs.....	142
Figura 85. Factor de recobro de PF – SP a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs	143
Figura 86. Corte de agua de PF – SP a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs	144
Figura 87. Producción acumulada de aceite PF - SP a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs.....	145
Figura 88. Producción instantánea de aceite PF - SP a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs.....	145
Figura 89. Factor de recobro de PF – SP a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs.....	146
Figura 90. Corte de agua de PF – SP a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs	147
Figura 91. Producción acumulada de aceite PF - SP a 0,4 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs.....	148
Figura 92. Producción instantánea de aceite PF - SP a 0,4 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs.....	149
Figura 93. Factor de recobro de PF – SP a 0,4 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs.....	149
Figura 94. Corte de agua de PF – SP a 0,4 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs	150
Figura 95. Producción acumulada de aceite a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs escenario SP.....	151
Figura 96. Producción instantánea de aceite a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs, escenario SP.....	152
Figura 97. Factor de recobro a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs.....	153
Figura 98. Corte de agua a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs escenario de SP	154
Figura 99. Producción acumulada de aceite a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs.....	155
Figura 100. Producción instantánea de aceite a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs.....	156
Figura 101. Factor de recobro a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs.....	156
Figura 102. Corte de agua a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs	157
Figura 103. Producción acumulada de aceite a 0,4 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs.....	158
Figura 104. Producción instantánea de aceite a 0,4 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs.....	159
Figura 105. Factor de recobro a 0,4 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs.....	159
Figura 106. Corte de agua a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs	160
Figura 107. FCL escenario de PF 500 ppm – 30% VP.....	169

Figura 108. FCL escenario de PF 1000 ppm – 30% VP	170
Figura 109. FCL escenario de PF 1500 ppm – 30% VP	172
Figura 110. FCL escenario de SF - PF (0,5wt%, 500 ppm – 30% VP)	173
Figura 111. FCL escenario de SF - PF (0,5wt%, 1000 ppm – 30% VP)	175
Figura 112. FCL escenario de SF - PF (0,5wt%, 1500 ppm – 30% VP)	176
Figura 113. FCL escenario de SF - PF (0,5wt%, 500 ppm – 40% VP)	178
Figura 114. FCL escenario de SF - PF (0,5wt%, 1000 ppm – 40% VP)	179
Figura 115. FCL escenario de SF - PF (0,5wt%, 1500 ppm – 40% VP)	181
Figura 116. FCL escenario de PF - SP (0,4wt%, 500 ppm – 30% VP)	182
Figura 117. FCL escenario de PF - SP (0,4 wt%, 1000 ppm – 30% VP)	184
Figura 118. FCL escenario de PF-SP (0,4 wt%, 1500 ppm – 40% VP)	185
Figura 119. FCL escenario de PF - SP (0,4wt%, 500 ppm – 40% VP)	187
Figura 120. FCL escenario de PF - SP (0,4 wt%, 1000 ppm – 40% VP)	188
Figura 121. FCL escenario de PF-SP (0,4 wt%, 1500 ppm – 40% VP)	190
Figura 122. FCL escenario de SP (0,5 wt%, 500 ppm – 30% VP)	191
Figura 123. FCL escenario de SP (0,5 wt%, 1000 ppm – 30% VP)	193
Figura 124. FCL escenario de SP (0,5 wt%, 1500 ppm – 30% VP)	194
Figura 125. FCL escenario de SP (0,5 wt%, 500 ppm – 40% VP)	196
Figura 126. FCL escenario de SP (0,5 wt%, 500 ppm – 40% VP)	197
Figura 127. FCL escenario de SP (0,5 wt%, 1500 ppm – 40% VP)	199
Figura 128. Procedimiento guía para la inyección de químicos	201
Figura 129. Metodología de trabajo utilizada para la realización del estudio de simulación numérica	206
Figura 130. Diagrama de Bloques del sistema Propuesto	212
Figura 131. Diagrama de Flujo del Proceso para el sistema de inyección SP	213
Figura 132. Viscosidad Aparente vs Shear rate en agua inyección blanda @ 500 ppm .	228
Figura 133. Viscosidad Aparente vs Shear rate en agua inyección blanda @ 1000 ppm	229
Figura 134. Viscosidad Aparente vs Shear rate en agua inyección blanda @ 1500 ppm	230
Figura 135. Factor de resistencia de la solución polimérica P231	231
Figura 136. Factor de resistencia de la solución polimérica P432	232

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Estructura de los polímeros y sus características.....	25
Tabla 2. Criterios de selección para procesos de recuperación mejorada de petróleo con químicos.....	46
Tabla 3. Antecedentes del proceso de inyección de surfactante - polímero.....	48
Tabla 4. Antecedentes de la optimización y diseño del proceso de inyección de surfactante - polímero.....	52
Tabla 5. Características de los polímeros suministrados.....	56
Tabla 6. Valor de viscosidad.....	59
Tabla 7. Valor de screen factor.....	59
Tabla 8. Descripción de los surfactantes.....	66
Tabla 9. Prueba N.1 de adsorción dinámica de SP.....	72
Tabla 10. Prueba N.2 de adsorción dinámica de SP.....	72
Tabla 11. Saturación de aceite por la inyección de agua y químicos.....	77
Tabla 12. Características generales y propiedades roca-fluido del campo colombiano en estudio.....	87
Tabla 13. Condiciones iniciales del modelo de simulación.....	96
Tabla 14. Resultados de la sensibilidad del refinamiento del modelo.....	97
Tabla 15. Condiciones de operación de los pozos para el caso base.....	105
Tabla 16. Condiciones de los escenarios de inyección de surfactante - polímero.....	110
Tabla 17. Estructura FCL para el proceso de inyección de químicos.....	167
Tabla 18. Costo de las pruebas de laboratorio y monitoreo.....	168
Tabla 19. Resumen de costos.....	168
Tabla 20. Autores incluidos para el screening binario.....	202
Tabla 21. Análisis del agua del campo.....	224
Tabla 22. Análisis del agua fresca.....	225
Tabla 23. Análisis del agua de inyección sintética suavizada.....	226
Tabla 24. Análisis del crudo.....	227
Tabla 25. Cuadro comparativo de las herramientas de simulación.....	234
Tabla 26. Parámetros claves para el modelamiento del polímero.....	239
Tabla 27. Parámetros claves para el modelamiento del surfactante.....	242

LISTA DE ANEXOS

Anexo A: Análisis de los tipos de agua de inyección utilizados para el estudio experimental.....	224
Anexo B: Graficas de viscosidad aparente vs shear rate en agua inyección blanda	228
Anexo C: Factor de resistencia de la solución polimérica l.....	231
Anexo D: Características de la prueba de desplazamiento con inyección de químicos	233
Anexo E: University of Texas Chemical Compositional Simulator (UTCHEM).....	234
Anexo F: Selección de la información para modelamiento de polímero.....	235

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE SURFACTANTE – POLÍMERO A PARTIR DEL DIMENSIONAMIENTO DE SUS CONCENTRACIONES Y VOLÚMENES DE BACHE*

AUTOR: CINDY MILDRED GUERRERO PABÓN**

PALABRAS CLAVES: POLÍMERO, SURFACTANTE, INYECCIÓN DE QUÍMICOS, FACTOR DE RECOBRO, RECOBRO MEJORADO DE PETRÓLEO

DESCRIPCIÓN:

El interés de los procesos de recobro químico se ha intensificado en años recientes debido al avance en las técnicas de inyección y formulaciones químicas. Las ventajas que presentan estas técnicas son mejorar el barrido y las eficiencias de desplazamiento con el objetivo de incrementar la producción de aceite. Entre los procesos de recobro químico (CEOR) se encuentra la técnica de inyección de surfactante - polímero que se aplica principalmente en campos maduros con inyección de agua previa para incrementar el factor de recobro en un 15%.

Los polímeros son utilizados en la industria para proporcionar una viscosidad adecuada a los fluidos de inyección. Funciona incrementando la viscosidad del agua inyectada para mejorar el control de movilidad de los fluidos en el yacimiento, considerado como el parámetro más importante para aumentar la eficiencia de barrido volumétrica en los procesos de recobro mejorado. La inyección del surfactante permite reducir la tensión interfacial entre el agua y el crudo del yacimiento logrando una reducción en la saturación de aceite residual e incrementando la eficiencia de barrido microscópica.

En esta investigación, se evaluó la inyección de surfactante - polímero después de un proceso de inyección de agua para recuperar parte de la saturación de aceite remanente en el yacimiento; se investigaron diferentes tipos de polímeros y surfactantes para seleccionar el más adecuado, se estudiaron los modelos para cada uno de los agentes químicos, teniendo en cuenta aspectos reológicos del polímero, efecto de la velocidad de corte, adsorción, volumen poroso inaccesible, reducción de tensión interfacial y saturación de aceite residual. Se realizó un análisis de sensibilidad de la concentración de químico inyectado y volumen poroso a desplazar. Los resultados obtenidos mediante simulación numérica de yacimientos, muestran un incremento del factor de recobro mayor del 20% considerado como un factor representativo en la evaluación financiera.

* Trabajo de grado

** Facultad de ingeniería físico – químicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-Director: M. Sc, Robinson Díaz Jiménez.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF AN INJECTION PROCESS OF SURFACTANT – POLYMER FROM SIZING THEIR CONCENTRATION AND VOLUME BACHE*

AUTHOR: CINDY MILDRED GUERRERO PABON

KEYWORDS: POLYMER, SURFACTANT, CHEMICAL INJECTION, RECOVERY FACTOR, ENHANCED OIL RECOVERY

DESCRIPTION:

The interest of the chemical recovery processes has intensified in recent years due to advances in injection techniques and chemical formulations. The advantages of these techniques are improving sweep and displacement efficiencies in order to increase oil production. In the chemical recovery processes (CEOR) is the polymer and surfactant injection technique which is applied mainly in mature fields where initially implemented water injection process in order to increase the recovery factor up to 15%.

Polymers are used to provide a suitable viscosity fluid injection. It works by increasing the viscosity of the injected water to improve mobility control fluid in the reservoir, considered the most important to increase the volumetric sweep efficiency in enhanced recovery processes parameter. Injection of surfactant reduces the interfacial tension between water and reservoir crude achieving a reduction in residual oil saturation and increasing the microscopic sweep efficiency.

The results obtained by using a numerical simulation model of reservoir, show a increase in the recovery factor greater than 5% that is consistent with that reported in the history of art of the process and is considered a representative factor in the financial evaluation.

In this research, surfactant and polymer injection technology was evaluated after a water injection process to recover some of the remaining oil saturation in the reservoir; different types of polymers and surfactants were investigated to select the most appropriate, chemical models for each of the chemical agents have been studied, considering rheological aspects of polymer, effect of shear rate, adsorption, inaccessible pore volume reduction interfacial tension and residual oil saturation. An analysis of sensitivity of the concentration of chemical injected and porous volume to displace was performed. The results obtained by numerical reservoir simulation show an increase in the recovery factor up to 20% considered as a representative factor in the financial evaluation.

* Graduate Project-Thesis

** Faculty of ingeniería físico engineering. Petroleum engineering schools.

Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro, Co-Director: M. Sc. Robinson Díaz Jiménez.

INTRODUCCIÓN

Una cantidad considerable de hidrocarburos permanece en los campos maduros alrededor del mundo después de su producción primaria y una forma de aprovechar la mayor cantidad de hidrocarburo posible de un yacimiento, si este ha agotado su energía natural o los métodos de mantenimiento o restablecimiento de presión no resultan eficientes, es mediante la aplicación de técnicas de recuperación mejorada.

En este sentido, se han desarrollado procesos de recobro mejorado mediante la inyección de sistemas químicos (CEOR – Chemical Enhanced Oil Recovery), que permiten un mejor desplazamiento del crudo, modificando propiedades de los fluidos y/o la roca. Los objetivos principales de la inyección de químicos son mejorar la eficiencia de barrido y aumentar el número capilar mediante la reducción de la tensión interfacial. Estos métodos fueron desarrollados para dar solución a los problemas presentados principalmente en la inyección de agua, se han probado en campo y han sido difundidos desde 1927 (Atkinson, H., US1651311)

El modelado de los procesos de inyección química requiere el uso de la simulación numérica, así como de una metodología que permita hacer un seguimiento de la tecnología desde la selección de la misma hasta su potencial aplicación. Los simuladores son usados con el fin de conocer sus alcances en la representación y modelado de los procesos de inyección química.

Para esto, es necesario el conocimiento de las consideraciones, ecuaciones matemáticas, leyes que rigen durante el modelado de procesos químicos, y de esta manera poder evaluar su potencialidad. El software STARS (Steam Thermal and Advanced Reservoir Simulator), fue creado por la compañía CMG (Computer Modelling Group LTD)

La simulación numérica es relevante ya que permiten evaluar y comparar un método químico frente a otros procesos de recuperación mejorada de petróleo que hacen parte de la vida de explotación de un yacimiento. En esta investigación se podrá establecer un procedimiento guía para el modelaje de los procesos de inyección química SP, que no se encuentran estudios anteriores reportados en la literatura.

Esquemas de capítulos

El desarrollo del proyecto contiene 6 capítulos. El capítulo 1 presenta un resumen de la literatura en el área de la inyección de polímero y surfactante, aplicación en campo de la inyección de químicos, diseño y optimización del proceso.

El capítulo 2 describe los resultados de las pruebas de laboratorio realizado para el proceso de inyección de surfactante – polímero.

El capítulo 3 presenta el desarrollo del modelo numérico junto con las simulaciones realizadas para la inyección de surfactante polímero.

El capítulo 4 presenta el análisis de sensibilidad para determinar los parámetros más importantes. El ranking de parámetros analizados corresponden para diferentes casos relacionados a la inyección de químicos tales como surfactante – polímero.

El capítulo 5 presenta la evaluación financiera

El capítulo 6 presenta un procedimiento guía para la aplicación del proceso SP y determinar la factibilidad y un diseño óptimo para su aplicación.

Finalmente, en el capítulo 7 y 8 se presentan las conclusiones de esta investigación y algunas recomendaciones para futuros trabajos. La información suplementaria para el desarrollo de este trabajo de investigación se presenta en anexos.

1. MÉTODOS DE RECOBRO QUÍMICO

Los métodos de recobro químico tienen la capacidad de contrarrestar los fenómenos responsables del entrapamiento del crudo, y mejorar la relación de movilidades de agua-aceite, asegurando de esta forma un modelo de flujo más uniforme y con mayor eficiencia de barrido. En este sentido, los procesos de inyección de químicos son proyectos que tienden a ser muy atractivos, ya que buscan suplir las necesidades de la inyección de agua convencional y mejorar la productividad de campos en desarrollo.

Los métodos químicos EOR han sido estudiados ampliamente en laboratorio y pruebas de campo por varias décadas. Sin embargo, su aplicación ha mejorado y es más visible ahora. Debido a los grandes avances en años recientes, ya no existen muchos de los errores y limitaciones que dificultaban la aplicación de los procesos químicos. Los métodos de recobro químico se pueden clasificar en tres categorías principales, dependiendo de la función específica que cumplan en el medio poroso, estas son:

1. Control de Zonas Ladronas, en ésta categoría se encuentra la inyección de geles, cuyo objetivo principal es aumentar la resistencia al flujo de agua en zonas fracturadas o zonas de alta permeabilidad, permitiendo que el fluido inyectado contacte zonas no barridas, aumentando de esta manera la eficiencia de barrido volumétrico.
2. Control de Movilidad, en esta categoría se ubica la inyección de polímeros, los cuales logran incrementar la viscosidad de la fase acuosa mejorando la relación de movilidad agua-aceite y el frente de fluido desplazante, llevando a que el petróleo sea conducido a los pozos de producción más eficientemente.
3. Formación de Banco de Aceite, finalmente en esta categorías se encuentran la inyección de surfactantes (Reduce la tensión interfacial), inyección de álcalis (surfactantes naturales) y las mezclas SP (Surfactante-Polímero) y ASP (Álcali-Surfactante Polímero).

La inyección de álcali – surfactante –polímero (ASP) proporciona las ventajas de un proceso químico individual de álcali, surfactante y polímero, dando como resultado un proceso de recobro con una alta eficiencia de barrido y con una menor concentración de

los compuestos químicos por separado (Wang et al., 1994; Kang, 2001; Cao et al., 2002; Hernandez et al., 2003; Carrero et al., 2007).

Las desventajas encontradas al implementar un proceso de inyección de ASP son: fuertes emulsificaciones del fluido producido y el taponamiento en las líneas de inyección, que limita su aplicación en campo (Wang et al., 2005; Zhang et al., 2007). Con el fin de superar las dificultades asociadas con la inyección de ASP, fue desarrollada la tecnología de inyección de surfactante – polímero, y su aplicación ha alcanzado un buen desarrollo como es el caso del campo Shengli en China (Wang et al., 2009). Desde entonces, la inyección de SP fue considerado como un método de recobro mejorado eficaz para yacimientos que presentan un corte de agua alto, comparado con la inyección de polímero. Una inyección de polímero puede incrementar la viscosidad del fluido inyectado y reducir la permeabilidad del agua en el medio poroso, ocasionando un incremento en la eficiencia de barrido volumétrica y por ende una recuperación de petróleo más alta. (Jennings et al., 1971; Bondor et al., 1972; Dawson and Lautz, 1972). La inyección de surfactante consiste en la reducción de la tensión interfacial (IFT), para mejorar la eficiencia de desplazamiento (Salager and Mongan, 1979; Dong et al., 2004; Myers, 2009).

1.1. INYECCIÓN DE POLIMEROS

Cuando la inyección de agua en un yacimiento llega a ser ineficiente, ya sea por una producción de agua temprana o baja recuperación de aceite, la inyección de polímero se considerada una buena alternativa. Sin embargo; la aplicación del proceso de inyección de polímero y cómo se determina el diseño del mismo, depende de la mejora en la relación de movilidad, M, definida como:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_w \mu_o}{\mu_w k_o} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde λ_w y λ_o son la movilidad del agua y del aceite y k_w y k_o hacen relación a la permeabilidad efectiva de la fase agua y aceite. La aplicación de la inyección de polímeros puede ser considera cuando se presenta una relación de movilidad desfavorable después de la aplicación de un proceso de inyección de agua.

En el primer caso, el polímero mejora la eficiencia de barrido areal y vertical remediando el problema de la relación de movilidad. El polímero incrementa la viscosidad de la fase acuosa y puede, además, disminuir la permeabilidad al agua para ciertos polímeros (usualmente sintéticos).

En el segundo caso, incluso en un yacimiento donde la relación de movilidad agua-aceite es casi la unidad, puede existir un barrido ineficiente por la inyección de agua debido a la heterogeneidad del yacimiento. Bajo estas circunstancias el polímero puede mejorar la eficiencia de barrido vertical. El mecanismo de recuperación con la inyección de polímero en este caso es más complejo debido al flujo cruzado entre capas que tiene un papel importante en este tipo de inyección. Existen complicaciones cuando se considera la inyección de agua o de polímero en sistemas heterogéneos ya que fuerzas como la gravitacional o la presión capilar pueden interactuar con el efecto viscoso del polímero.¹

La inyección de polímeros no reduce la saturación de aceite residual pero si mejora el recobro de petróleo más que con un proceso de inyección de agua porque incrementa el volumen del yacimiento contactado.

1.2. TIPOS DE POLÍMEROS PARA RECOBRO MEJORADO

Actualmente, se utilizan dos tipos de polímeros en procesos EOR como son un material sintético, poliacrilamida, en su forma parcialmente hidrolizada (HPAM), y un polímero producido de forma biológica conocido como la Goma Xantan².

Son ampliamente utilizados en varias industrias como agentes espesantes o como parte de los procesos de fabricación. Los polímeros son sensibles a la salinidad de la salmuera, dureza, y/o al ataque de las bacterias. Debido a estas limitaciones han surgido nuevos polímeros con mejoras en sus propiedades. La Tabla 1 resume las características de las diferentes estructuras moleculares de los polímeros.

¹ SHIRIF, Ezeddin. Mobility control by polymer under bottom water conditions. Edmonton, Alberta, 1998, p.36

² JEANES, A., PITTSLEY, J. E., and SENTI, F.R.: "Polysaccharide B-1459: A new hydrocolloid polyelectrolyte produced from glucose by bacterial fermentation," J. App. Polymer Sci. 1961

Tabla 1. Estructura de los polímeros y sus características

ESTRUCTURA	CARACTERÍSTICAS	EJEMPLOS DE POLÍMEROS
-O- en la cadena principal	Baja estabilidad térmica, degradación térmica a altas T, apto solamente a <80°C	Polioxietileno, alginato de sodio, carboximetilcelulosa de sodio, HEC, goma de Xantan.
Cadena de Carbono en la cadena principal	Estable térmicamente, la degradación no es fuerte a <110°C.	Polyvinyl, sodium polyacrylate, polyacrylamide, HPAM
-COO ⁻ en el grupo hidrofílico	Tiene buena viscosidad, con baja adsorción en areniscas, precipita con Ca ²⁺ y Mg ²⁺ , Poco estable químicamente.	Carboximetilcelulosa de sodio, alginato de sodio, HPAM, goma de Xantano.
-OH o -CONH ₂ en el grupo hidrofílico	Tiene bajo poder viscosificante con alta adsorción y no precipita con Ca ²⁺ y Mg ²⁺ .	Polyvinyl, polyacrylamide, HPAM, HEC.

Fuente: SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice. ELSEVIER. 2011

De acuerdo a la tabla anterior un polímero es considerado como bueno cuando tiene las siguientes propiedades³:

- Sin presencia de Oxígeno en la cadena de carbonos para la estabilidad térmica
- Grupo hidrófilo iónico para reducir la adsorción en la superficie de la roca
- Buen poder viscosificante
- Grupo hidrófilo no-iónico para la estabilidad térmica

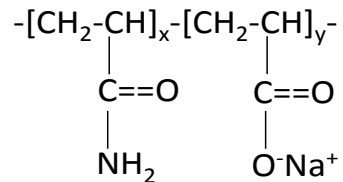
³ SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice. ELSEVIER. 2011. p.101.

1.2.1. Poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM)

En procesos de recobro mejorado el polímero que ha sido más utilizado a nivel mundial es el HPAM. Esto es debido a que este tipo de soluciones poliméricas presentan una mayor viscoelasticidad que las soluciones de Xantano.

La poliacrilamida tiene alta adsorción en la roca por lo cual el polímero se hidroliza parcialmente con el fin de reducir la adsorción por la reacción de la poliacrilamida con una base, como el hidróxido de potasio. La hidrólisis convierte algunos de los grupos amida (CONH_2) a grupos carboxilo (COO^-), como se puede observar en la estructura de la Figura 1.

Figura 1. Estructura molecular del HPAM



El grado de hidrólisis es la fracción molar del grupo amida que se convierten por hidrólisis. Este rango va de 15 a 35% en productos comerciales. La hidrólisis de la poliacrilamida genera cargas negativas sobre la cadena principal del polímero que tiene un gran efecto sobre las propiedades reológicas de la solución polimérica.

Cuando la hidrólisis es mayor del 40% las cadenas flexibles son comprimidas y distorsionadas, y la viscosidad es reducida. Puede ocurrir floculación cuando la hidrólisis es mayor que el 40% con agua que tiene alto contenido Ca^{2+} y Mg^{2+} . El HPAM no es tolerante a alta temperatura o alta salinidad (Wang et al., 2003^a)

Las poliacrilamidas son sensibles a la sal, por lo tanto es deseable preparar estas soluciones en agua fresca (sólidos disueltos totales menores de 10000 ppm). Las poliacrilamidas pueden ser mecánicamente degradables por esfuerzos de corte; se debe tener cuidado en el manejo en superficie para evitar la degradación por esfuerzo de corte⁴.

⁴ CHANG, H.L. Polymer flooding technology –Yesterday, Today, and Tomorrow. August, 1978. p.1113.

1.2.2. Biopolímero Xantano

Las gomas Xantano son relativamente insensibles a la salinidad y pueden tolerar los efectos de cizallamiento mecánicos que los hacen más fáciles de manejar en las bombas de inyección. La principal desventaja de la goma Xantan es la formación de un taponamiento característico y susceptible al ataque bacteriano. El taponamiento puede ser remediado por filtración o un procesamiento adicional. Bactericidas pueden ser adicionados para prevenir la degradación por las bacterias pero estas medidas incrementan los costos⁵.

La estabilidad a largo plazo para la goma Xantan a temperaturas de yacimiento superiores a 160°F no está aún demostrada para tiempos de residencia representativos de proyectos de recobro mejorado y ambientes de yacimiento. Debido a las diferencias entre los dos tipos de polímeros, fluido del yacimiento, características del tipo de roca y la concentración de sales de las aguas usadas en los campos para la preparación de la solución polimérica o la disponibilidad del agua fresca pueden influenciar fuertemente la selección del polímero a ser inyectado y es importante realizar un estudio y pruebas de laboratorio que permitan seleccionar el mejor desempeño.

1.3. PROPIEDADES FÍSICAS DE LAS SOLUCIONES POLIMÉRICAS

El desplazamiento del aceite con las soluciones poliméricas tiene características únicas que no se logran con una inyección de agua normal. Entre las cuales se encuentra el comportamiento no Newtoniano de las soluciones poliméricas, reducción de permeabilidad, adsorción del polímero sobre la superficie de la roca, volumen poroso inaccesible para el polímero y la dispersión del polímero. En esta sección se describen a detalle estos parámetros relacionados con el comportamiento del polímero⁶.

El objetivo de la solución polimérica el cual es de interés en la aplicación de la inyección de polímero es la viscosidad del polímero. Los polímeros son agregados al agua de inyección con el objetivo de incrementar la viscosidad del fluido desplazante, que a su vez

⁵ Ibid., p.2.

⁶ SHIRIF, Op.cit., p.39.

mejora la relación de movilidad agua – aceite. Esto genera una mejor eficiencia de barrido areal y vertical.

Las soluciones poliméricas, a diferencia de fluidos tales como el agua y aceite, no muestran generalmente la misma viscosidad a todas las tasas de flujo ya sea en un capilar o en un medio poroso, el agua y el aceite son fluidos Newtonianos mientras que las soluciones poliméricas son generalmente no-Newtonianas.

1.3.1. Viscosidad No Newtoniana y Shear Thining

La fase acuosa está formada por dos compuestos agua pura y polímero. Debido al comportamiento No-Newtoniano de la solución polimérica, la viscosidad de la fase acuosa no es solamente una función de la concentración de polímero, presión y temperatura, sino también una función de la velocidad de flujo. Por fortuna se ignora el efecto de la temperatura ya que el sistema es isotérmico.

El comportamiento de una solución polimérica puede ser dividido en tres regiones. En el límite de un esfuerzo de corte muy bajo o muy alto, donde la viscosidad puede aproximarse a su máximo o mínimo valor, respectivamente. En un amplio rango de valores intermedios de esfuerzo de corte, las soluciones poliméricas se pueden comportar como un fluido de baja potencia⁷.

El esfuerzo de corte depende de la viscosidad del polímero en las tres regiones modeladas por la ecuación de Meter. La viscosidad de la solución polimérica se expresa como se muestra en la Ecuación 2⁸:

$$\mu_p = \mu_{p_\infty} + \frac{\mu_{p_0} - \mu_{p_\infty}}{1 + \left(\frac{\dot{\gamma}}{\dot{\gamma}_{1/2}}\right)^{\alpha_m}}$$

Ecuación 2

Dónde:

μ_{p_0} = Viscosidad de la solución polimérica a un esfuerzo de corte cero, m/Lt

⁷ Ibid., p.39.

⁸ Ibid., p.40.

$\mu_{p\infty}$ = Viscosidad de la solución polimérica a un esfuerzo de corte infinito, m/Lt

α_m = Parámetro exponente

$\dot{\gamma}$ = Esfuerzo de corte, 1/t

$\dot{\gamma}_{1/2}$ = Esfuerzo de corte al cual la viscosidad es un medio de μ_{p_0} , 1/t definida como:

$$\dot{\gamma}_{1/2} = \beta_a C_p^{\beta_b} \quad \text{Ecuación 3}$$

Dónde β_a y β_b son parámetros de entrada.

El parámetro exponente (α_m) en la ecuación de Meter es definido como:

$$\alpha_m = \gamma_0 + \gamma_1 C_p + \gamma_2 C_p^2 + \gamma_3 C_p^3 - 1 \quad \text{Ecuación 4}$$

Dónde γ_0 , γ_1 , γ_2 y γ_3 son constantes que dependen del tipo de polímero.

La viscosidad de una solución polimérica a un esfuerzo de corte cero se considera como una función de la concentración de polímero solamente, y el efecto de la concentración de polímero sobre la viscosidad de la solución se modela con un polinomio cuadrado:

$$\mu_{p_0} = \mu_w + a_1 C_p + a_2 C_p^2 \quad \text{Ecuación 5}$$

Dónde:

C_p = Concentración de la solución polimérica, m/m

μ_w = Viscosidad del agua, m/Lt

a_1 y a_2 = Son constantes

La viscosidad del polímero a un esfuerzo de corte máximo es aproximada estableciendo que es la viscosidad del solvente (agua) es decir que ($\mu_{p_x} = \mu_w$). Para determinar la

viscosidad de la solución polimérica en un medio poroso, el esfuerzo de corte equivalente, se calcula de la Ecuación 6⁹:

$$\gamma = \left(\frac{1+3\eta}{4\eta} \right)^{\frac{\eta}{\eta-1}} \left(\frac{4|\bar{u}_w|}{\sqrt{\frac{8\bar{k}k_{rw}}{\phi S_w}}} \right) \quad \text{Ecuación 6}$$

Dónde:

$|\bar{u}_w|$ = Magnitud del vector de la velocidad de Darcy para la fase acuosa, L/t

\bar{k} = Permeabilidad absoluta en la dirección de flujo, L²

k_{rw} = Permeabilidad relativa de la fase acuosa

η = Exponente que puede ser cambiado de 1 a cero

Indica el grado de desviación del comportamiento Newtoniano.

Cuando el exponente es igual a 1, el primer término de la derecha de la ecuación se aproxima a 0.779. Se aproxima a 1.0 cuando η tiende a ser cero. Esto quiere decir que este término se encuentra entre 0.779 y 1. Por esta razón la ecuación anterior es usada para calcular el esfuerzo de corte que es utilizado en la ecuación de Meter, al establecer este término igual a 0.8 como una aproximación. Por lo tanto queda expresado según la Ecuación 7:

$$\dot{\gamma} = a_{ml} \frac{|\bar{u}_w|}{\sqrt{\frac{\bar{k}k_{rw}}{\phi S_w}}} \quad \text{Ecuación 7}$$

Dónde

$|\bar{u}_w|$ = Magnitud del vector de la velocidad de Darcy para la fase acuosa, L/t

\bar{k} = Permeabilidad absoluta en la dirección de flujo, L²

⁹ GAU, H. W., LORENZ, P. B. and BROCK, S. Viscoelastic behavior of hydrolyzed polyacrylamide solutions in porous media. Poly. Mater. Sci. Engr., Proc. of the ACS Div. of polymeric materials: Sci. and Engr., Fall Mtg., Anaheim (1986) Vol.55, 685-93.

k_{rw} = Permeabilidad relativa de la fase acuosa

a_{ml} = Unidad constante

ϕ = Porosidad

La permeabilidad absoluta en la dirección del flujo \bar{k} , utilizada como parámetro de entrada en la ecuación de Meter se representa como se observa en la Ecuación 8:

$$\bar{k} = \left[\frac{1}{k_x} \left(\frac{u_{xw}}{|\bar{u}_w|} \right)^2 + \frac{1}{k_y} \left(\frac{u_{yw}}{|\bar{u}_w|} \right)^2 + \frac{1}{k_z} \left(\frac{u_{zw}}{|\bar{u}_w|} \right)^2 \right]^{-1} \quad \text{Ecuación 8}$$

Dónde

$|\bar{u}_w|$ = Magnitud del vector de la velocidad de Darcy para la fase acuosa, L/t

\bar{k} = Permeabilidad absoluta en la dirección de flujo, L²

k_{rw} = Permeabilidad relativa de la fase acuosa

u_{iw} = Viscosidad de la fase acuosa en la dirección x, y ó z.

k_i = Permeabilidad en la dirección x, y, o z.

1.3.2. Reducción de permeabilidad y resistencia residual

La reducción de permeabilidad y la resistencia residual hacen referencia a la reducción en la movilidad del agua resultando de la adsorción del polímero en la superficie de la roca. Este fenómeno es observado con polímeros del tipo de las poliácridamidas parcialmente hidrolizadas. En la Ecuación 9 se definen el factor de reducción de permeabilidad (R_k) y el factor de resistencia residual (R_{rf})¹⁰.

$$R_k = \frac{\text{Permeabilidad efectiva del agua}}{\text{Permeabilidad efectiva de la solución polimerica}} \quad \text{Ecuación 9}$$
$$R_{rf} = \frac{\text{Movilidad del agua antes de la inyección de polímero}}{\text{Movilidad del agua despues de la inyección de polímero}}$$

¹⁰ JENNINGS, R. R., ROGERS, J. H. and WEST, T. J. Factors influencing mobility control by polymer solutions, J Pet. Tech. (1971). p.391.

La reducción de permeabilidad y la resistencia residual se da debido a la adsorción de las moléculas del polímero en la roca que reduce el tamaño efectivo de los poros. La modificación a la permeabilidad debido al taponamiento de los poros asociado con la adsorción del polímero se modela de acuerdo a la Ecuación 10.¹¹

$$k_p = \frac{k}{R_{rf}} \quad \text{Ecuación 10}$$

Dónde:

k_p = Permeabilidad modificada por la adsorción del polímero

k = Permeabilidad absoluta de la arena, L²

R_{rf} = Factor de resistencia residual, definido por la Ecuación 11, así:

$$R_{rf} = 1 + l_p \mathfrak{R}_p(C_s) \quad \text{Ecuación 11}$$

Dónde:

l_p = Longitud recorrida por el polímero

$\mathfrak{R}_p(C_s)$ es el nivel de adsorción del polímero. En algunos casos, \mathfrak{R}_p es corregida para permitir un valor crítico de C_s ; i.e., el taponamiento de los poros no se da bajo cierto valor de adsorción, que se representa de la siguiente manera:

$$\mathfrak{R}_p = 0 \quad ; \quad (C_s^{n+1} \leq C_s^n)$$

$$\mathfrak{R}_p = C_s^{n+1} - C_s^* \quad ; \quad (C_s^{n+1} > C_s^*)$$

Dónde:

C_s = La cantidad de polímero adsorbido, m/m

C_s^n = Un valor crítico de inicio para C_s

¹¹ DAWSON, R. and LANTZ, R. B. Inaccessible pore volume in polymer flooding, Soc. Pet. Eng. J. (1972). p.448.

En el simulador se considera irreversible la reducción de permeabilidad causada por el polímero adsorbido. Entonces R_k representa el factor de resistencia residual después que la concentración de polímero llega a cero. El efecto de reducción de permeabilidad o resistencia residual es reducir la movilidad de la solución polimérica.

1.3.3. Adsorción¹²

La isoterma de adsorción de polímero se considera irreversible y supone que sigue la ecuación de Langmuir representada por la siguiente expresión:

$$C_s = \frac{A_{ad}C_p}{1 + B_{ad}C_p}$$

Ecuación 12

Dónde:

C_p = Concentración de polímero

A_{ad} y B_{ad} = Parámetros de adsorción y deben ser determinados de datos experimentales

La isoterma de Langmuir es una relación de equilibrio y representa la adsorción del polímero cuando el equilibrio es alcanzado instantáneamente.

1.3.4. Volumen poroso inaccesible

Cuando el tamaño de las moléculas de polímero es más grande que algunos poros en el medio poroso, las moléculas no pueden fluir a través los poros. El volumen ocupado por estos poros que no es accesible para las moléculas de polímero, es llamado volumen poroso inaccesible (IPV). Inicialmente en una solución de polímero acuosa con trazador, las moléculas de polímero pueden llegar más rápido que el trazador porque fluyen solamente a través de los poros que son más grandes que el tamaño de molécula del polímero. Esto resulta en un rompimiento más temprano del polímero al final del efluente. Después, debido a la retención de la solución polimérica, la llegada del polímero es retrasada. Es decir que al considerar la retención, el polímero llegaría después del trazador.

¹² SHIRIF, Ezeddin. Mobility control by polymer under bottom water conditions. Edmonton, Alberta, 1998, p.44

1.4. INYECCION DE SURFACTANTE

La efectividad de estos métodos químicos está relacionada al comportamiento de fase, y consecuentemente a la tensión interfacial, del sistema salmuera – aceite - surfactante. El efecto de disminución de la tensión interfacial sobre la saturación de aceite residual se describe con el número capilar (N_C), que se determina como la relación entre las fuerzas viscosas de drenaje y las fuerzas capilares (Sheng 2011):

$$N_C = \frac{\text{Fuerzas viscosas}}{\text{Fuerzas capilares}} = \frac{\mu v}{\gamma} \quad \text{Ecuación 13}$$

Dónde,

v = La velocidad de desplazamiento del fluido de inyección, m/s

μ = La viscosidad del fluido inyectado, mPa*s

γ = La tensión interfacial entre el crudo y salmuera, mN/m o dinas/cm

Al aumentar el número capilar el porcentaje de recobro aumentaría para esto existen 3 posibilidades de acuerdo con la Ecuación 13:

1. Con la inyección de polímero se aumenta la viscosidad del fluido de inyección (μ).
2. Con el aumento de la presión de inyección para incrementar la velocidad del fluido inyectado aunque se debe tener cuidado de no superar la presión de fractura de la roca del yacimiento y no favorecer la aparición de caminos preferenciales; además que esto podría implicar mayores costos de operación.
3. Reducir la tensión interfacial entre el crudo y el fluido de inyección; para esto se inyectan surfactantes o álcalis al yacimiento, la inyección de álcalis permite reducir la γ entre aproximadamente 30-40 dinas/cm hasta 1 -0.1 dinas/cm. Con la inyección de surfactantes la reducción alcanzada sería a valores menores de 0.1 dinas/cm hasta 0.001 dinas/cm.

Los surfactantes son compuestos orgánicos cuyas estructuras moleculares contienen grupos hidrofílicos (que atraen agua) y grupos hidrofóbicos (que repelen el agua). La mayoría de los surfactantes consisten de un grupo con cabezas hidrofílicas y un grupo con colas hidrofóbicas. Las moléculas de surfactante al ser agregadas a un fluido acuoso

se combinan para formar micelas. La forma de las micelas es esférica ya que las colas hidrofóbicas se asocian para formar un núcleo rodeado de cabezas hidrofílicas que mantienen aisladas las colas y son solubles en solventes orgánicos y en agua.¹³

1.4.1. Clasificación de los surfactantes

Los surfactantes se clasifican de acuerdo a la forma de disociación en el agua o en otras palabras según la estructura de su molécula. Los surfactantes pueden ser clasificados de acuerdo a la naturaleza iónica de la cabeza de grupo como aniónicos, catiónicos, no iónicos, y zwitteriónico (Ottewill, 1984).

Surfactantes aniónicos: Son los más utilizados en procesos de recobro químico, pueden ser utilizados amplio rango de temperaturas a bajas salinidades y debido a que presentan una carga superficial negativa que hace que su adsorción sea menor en las rocas de arenisca. Los más comunes son los sulfonatos de petróleo, sulfonatos de aquilbenceno y sulfatos de alquílicos. En la actualidad son también usados sulfonatos de alfa-olefinas (AOS, Alpha Olefin Sulfonates), sulfonatos de olefinas internas (IOS, Internal Olefin Sulfonates), sulfatos de alquil-alcoholes (fenoles), poli-propoxietoxilados (surfactantes extendidos o estirados), por su mayor tolerancia a la salinidad y menor tendencia a formar cristales líquidos (Salager, 2002) (Berger & Lee, 2002) (Salager & Fernandez, 2004) (Wu, Shuler, Blanco, Tang & Goddard, 2005) (Levitt et al, 2006) (Zhao et al, 2008) (Barnes, Puerto, Raney, Smit y Shpakoff, 2008) (Antón, Barnes, Forgiarini, Scorzza, Vejar, Velásquez, 2010) (Britton, Kim, Pope, Solairaj, Lu, Weerasooriya, 2012)

Surfactantes no iónicos: Sirven principalmente como cosurfactantes para mejorar el comportamiento de fase del sistema, los más empleados son los alcoholes y alquilfenoles etoxilados (Salager, 2012), son productos tolerantes a la salinidad y a un amplio rango de temperaturas pero la reducción de la tensión interfacial no es buena comparada con la de los aniónicos además son productos que representan mayores costos.

Surfactantes catiónicos: Presentan una alta adsorción en las rocas de arenisca, por tal motivo no son usados en yacimientos que presentan este tipo de roca, pero si en yacimientos carbonatados. Tienen propiedades bactericidas, antiestáticas, hidrofobantes

¹³ KEFI, S; LEE, J; NELSON, E; NUÑEZ, A; OLSEN, T; PARLAR, M; POWERS, B; ROY, A; TWYNAM, A. Nuevas aplicaciones para los surfactantes viscoelásticos. Oilfield Review 2005.

o de inhibición a la corrosión, se clasifican dentro de este grupo las sales de aminas grasas y las sales de amonio cuaternario.

Surfactantes zwitteriónicos: Contienen dos grupos activos que pueden ser no iónicos – aniónicos, no iónicos – catiónicos, o aniónicos – catiónicos. Son surfactantes que presentan buenas condiciones de temperatura y salinidad pero llegan a ser muy costosos.

1.5. Características principales de la inyección de surfactantes

Es importante tener una buena compatibilidad del surfactante a inyectar tanto con el agua de inyección como con el agua de formación, principalmente cuando se tiene una alta concentración de iones divalentes, ya que pueden generar pérdidas por alta precipitación (Puerto & Reed, 1990). Un proyecto exitoso de inyección de surfactante involucra principalmente el control de la retención del surfactante en el yacimiento; además, si se emplean mezclas de surfactantes se debe considerar el fraccionamiento entre la fase acuosa y la fase aceite (por diferencias de afinidad y peso molecular), al igual que ocurre entre la fase del fluido y la roca (adsorción).

Es importante cuantificar la adsorción del surfactante, esto se logra por medio de pruebas de laboratorio, ya sea de forma dinámica (núcleos o empaques de arenas) o de forma estática (usando arenas del yacimiento).

Los sistemas de surfactantes deben ser aplicados teniendo en cuenta las características cada yacimiento, ya que la efectividad del consumo es dependiente de la temperatura, la salinidad de la salmuera y las propiedades del crudo. Por motivos económicos, en este tipo de procesos se considera inyectar un tapón relativamente pequeño (5-40% del volumen poroso) de solución de surfactante a una concentración (2 al 15% p/p). Después del bache de surfactante se inyecta un bache de empuje, conformado por agua y polímero para el control de movilidad, en algunos casos se adiciona polímero para mejorar el desplazamiento y obtener un mejor barrido volumétrico.

En la inyección de surfactante, el comportamiento de la tensión interfacial (IFT) se rige por factores, tales como¹⁴:

- Condiciones del yacimiento
- Comportamiento de fase del surfactante entre el aceite residual y el agua
- Grado de dilución del surfactante
- Adsorción del surfactante a la superficie rocosa

1.5.1. Concentración micelar crítica

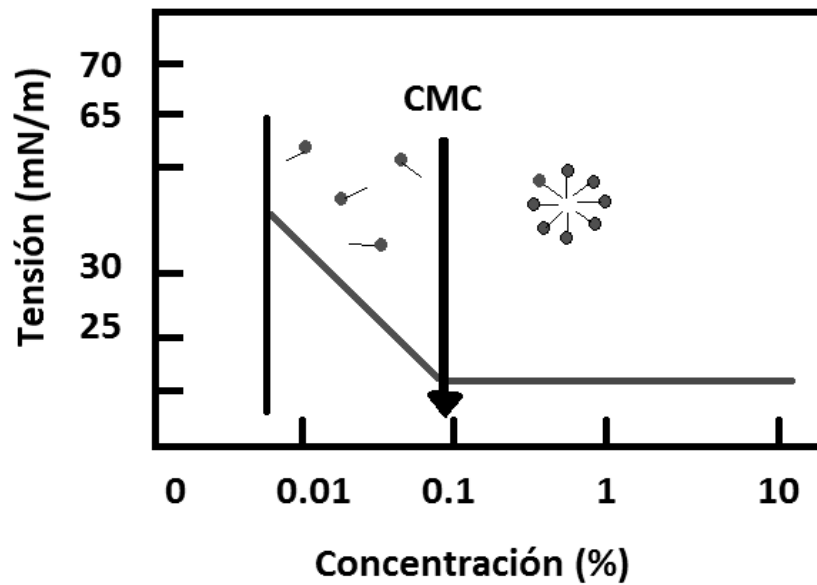
La tensión interfacial entre una solución acuosa de surfactante y el hidrocarburo es función de la salinidad, temperatura, concentración, tipo de surfactante y la naturaleza de la fase hidrocarburo. Como se observa en la Figura 2 la tensión interfacial decrece rápidamente a medida que aumenta la concentración de surfactante hasta que llega al punto de concentración micelar crítica (CMC).

La CMC es una característica importante de un surfactante y se define como la concentración de surfactante por encima de la cual las micelas son formadas espontáneamente. Después de alcanzada dicha concentración la tensión interfacial es más o menos constante y el surfactante agregado al superar la CMC contribuye a la formación de micelas. Las soluciones micelares o microemulsiones son usadas en procesos de recuperación mejorada de petróleo¹⁵.

¹⁴ Wassmuth, F. y otros. (2007). Polymer flood technology for heavy oil recovery. Presentado en Petroleum Society's 8th Canadian International Petroleum Conference (58th Annual Technical Meeting), Junio, Calgary.

¹⁵ SHENG, James. Modern chemical enhanced oil recovery. Theory and practice. ELSEVIER. 2011. p.241.

Figura 2. Comportamiento de la tensión interfacial en función de la concentración de surfactante



Fuente: Salager 2012

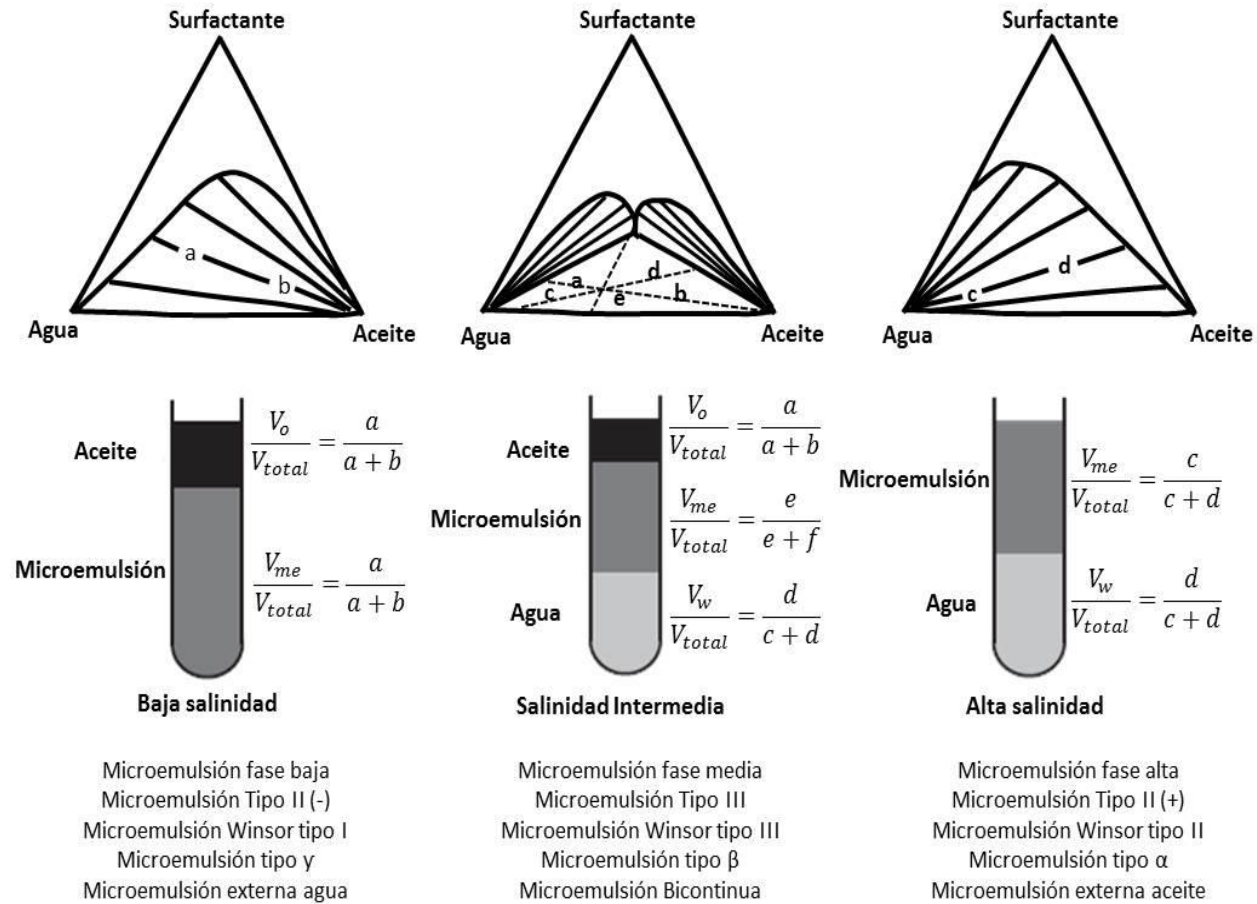
1.5.2. Tipos de microemulsiones

Según Sheng (2011) el comportamiento de fase de las soluciones de surfactante es afectado fuertemente por la salinidad de la salmuera. A medida que aumenta la salinidad de la salmuera disminuye la solubilidad del surfactante en esta. El surfactante es retirado de la salmuera al incrementar la concentración de sal. En la Figura 3 se observa como a medida que aumenta la salinidad, el surfactante se va moviendo de la fase acuosa a la fase aceitosa.

A una baja salinidad, el surfactante tiene una buena solubilidad en el agua y la fase aceite se encuentra libre de surfactante. El sistema tiene dos fases: un exceso de fase aceite y una fase de microemulsión-agua. Porque la microemulsión es la fase acuosa y es más densa que la fase aceite, esta permanece por debajo de la fase aceite y es llamada una fase de microemulsión baja, tipo II (-) o Winsor tipo (I).

A una alta salinidad, el sistema separa en una fase de microemulsión-aceite y una fase de exceso de agua, en este caso, la microemulsión es llamada una microemulsión fase arriba, microemulsión tipo II (+) o Winsor tipo II. En algunos rangos intermedios de salinidad, el sistema puede tener tres fases: exceso de aceite, microemulsión y exceso de agua. En este caso, la fase microemulsión permanece en el medio y es llamada microemulsión de fase media, microemulsión tipo III o microemulsión Winsor tipo III (Healy et al., 1976). La terminología es determinada consistente con las posiciones relacionadas con la prueba de tubos (pipeta).

Figura 3. Tipos de microemulsiones y el efecto de la salinidad en el comportamiento de fase



1.5.3. Permeabilidades relativas en la inyección de surfactante

Las permeabilidades relativas es probablemente uno de los parámetros menos definidos en los procesos de inyección de químicos¹⁶. Los modelos de permeabilidad relativa relacionados a la inyección de surfactante y los efectos de la tensión superficial sobre la permeabilidad relativa se describen a continuación:

Delshad y otros autores (1987) propusieron que la fase de permeabilidad relativa K_{rp} para cada fase p es:

$$K_{rp} = K_{rp}^e (\bar{S}_p)^{n_p} \quad \text{Ecuación 14}$$

Dónde

$$\bar{S}_p = \frac{S_p - S_{pr}}{1 - \sum S_{pr}} \quad \text{Ecuación 15}$$

Dónde

p = Puede ser la fase agua (w), aceite (o) o microemulsión;

K_{rp}^e = End point de la permeabilidad relativa de la fase p a su máxima saturación;

n_p = Exponente de la fase p;

\bar{S}_p = La saturación normalizada; y

S_{pr} = La saturación residual o irreducible de la fase p.

Estos parámetros son dependientes del número capilar cuando se manejen diferentes números capilares la Figura 14 y 15 no aplicarían y sería necesario utilizar un tipo de interpolación o extrapolación.

¹⁶ Ibid., p.314.

1.5.3.1. Flujo de dos fases¹⁷

El flujo en dos fases puede ser ya sea a un número capilar bajo; que es el caso de la inyección de agua (fase agua y aceite), sistemas tipo I (fase aceite y microemulsión), o sistema tipo III (fase agua y microemulsión), se tiene una saturación normalizada como se muestra en la Ecuación 16.

$$\bar{S}_p = \frac{S_p - S_{pr}}{1 - S_{pr} - S_{p'r}} \quad \text{Ecuación 16}$$

Dónde

S_p = Saturación de la fase p (agua, aceite o microemulsión)

S_{pr} = Saturación residual o irreducible de la fase p

$S_{p'r}$ = Saturación residual de otra fase, S_{pr} y $S_{p'r}$ dependen del N_c y pueden determinarse a partir de la Ecuación 17.

$$S_{pr} = S_{pr}^{(NC)_{max}} + \left(S_{pr}^{(NC)_c} - S_{pr}^{(NC)_{max}} \right) \frac{1}{1 + T_p N_c} \quad \text{Ecuación 17}$$

Dónde:

S_{pr} = Es la saturación residual o irreducible de la fase p

$(NC)_c$ y $(NC)_{max}$ = Son el numero capilar crítico y el numero capilar de desaturación máxima

N_c = Es el número capilar

T_p = Parámetro para ajustar los datos de laboratorio

Si se supone que el end point de permeabilidad relativa (K_{rp}^e) a cualquier número capilar puede ser interpolado entre su N_c máximo y N_c mínimo, se utiliza la Ecuación 18:

$$K_{rp}^e = (K_{rp}^e)^{(NC)_c} + \frac{(S_{p'r})^{(NC)_c} - S_{p'r}}{(S_{p'r})^{(NC)_c} - (S_{p'r})^{(NC)_{max}}} \left[K_{rp}^{e N_{cmax}} - K_{rp}^{e (NC)_c} \right] \quad \text{Ecuación 18}$$

¹⁷ Ibid., p.316.

El exponente n_p se determina a partir de la Ecuación 19

$$n_p = n_p^{(N_c)c} + \frac{(S_{p'r})^{(N_c)c} - S_{p'r}}{(S_{p'r})^{(N_c)c} - (S_{p'r})^{(N_c)max}} [n_p^{(N_c)max} - n_p^{(N_c)c}] \quad \text{Ecuación 19}$$

1.5.3.2. FLUJO TRES FASES¹⁸

El flujo en tres fases ocurre en un sistema III; donde la permeabilidad relativa de la fase p tiene las dos saturaciones residuales de las otras dos fases. Para la permeabilidad relativa de la fase acuosa, k_{rw} existen dos saturaciones residuales, S_{or} y S_{mr} . En este caso la sumatoria de las saturaciones residuales excepto de la fase acuosa en la saturación normalizada se expresa según la Ecuación 20.

$$\sum S_{\overline{wr}} = \min\{S_{or}, S_o\} + \min\{S_{mr}, S_m\} \quad \text{Ecuación 20}$$

Dónde:

S_o y S_m son las saturaciones de la fase aceite y microemulsión.

La saturación normalizada se calcula a partir de la Ecuación 21.

$$\bar{S}_w = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr} - \sum S_{\overline{wr}}} \quad \text{Ecuación 21}$$

El end point de la curva de permeabilidad relativa se puede calcular a partir de la Ecuación 22.

$$K_{rw}^e = K_{rw}^{e(N_c)c} + \frac{(\sum S_{\overline{wr}})^{(N_c)c} - \sum S_{\overline{wr}}}{(\sum S_{\overline{wr}})^{(N_c)c} - (\sum S_{\overline{wr}})^{(N_c)max}} [(k_{rw}^e)^{(N_c)max} - (k_{rw}^e)^{(N_c)c}] \quad \text{Ecuación 22}$$

¹⁸ Ibid., p.317.

Para la fase aceite, la suma de las saturaciones residuales esta expresada en la Ecuación 23, de la siguiente manera:

$$\sum S_{or} = \min\{S_{wr}, S_w\} + \min\{S_{mr}, S_m\} \quad \text{Ecuación 23}$$

La saturación de aceite para la fase normalizada y el end point de la permeabilidad relativa, se calculan de manera similar suponiendo las saturaciones residuales de la fase agua y microemulsión.

El cálculo del exponente dependiendo de la fase se calcula a partir de la Ecuación 24.

$$n_p = n_p^{(N_c)_c} + \frac{(\sum S_{wr})^{(N_c)_c} - \sum S_{wr}}{(\sum S_{wr})^{(N_c)_c} - (\sum S_{wr})^{(N_c)_{max}}} [n_w^{(N_c)_{max}} - n_w^{(N_c)_c}] \quad \text{Ecuación 24}$$

1.5.4. Retención del surfactante¹⁹

Uno de los factores más importantes para el éxito de un proceso de inyección de surfactante es determinar la retención que puede ocurrir dentro del yacimiento, ya que los costos de inyectar surfactante representan la mitad o incluso más del costo total del proyecto. Los mecanismos que se presentan en la retención del surfactante pueden ser divididos en: precipitación, adsorción, y entrapamiento de fase.

1.5.4.1. Precipitación²⁰

Las pruebas de estabilidad acuosa se realizan con el objetivo de eliminar la precipitación del surfactante, durante estas pruebas la solución de surfactante llega a opacarse hasta cierta salinidad, mostrando que el surfactante comienza a unirse o incluso precipitarse. Cuando los iones divalentes o multivalentes existen en la solución, la salinidad necesaria para comenzar a precipitarse es mucho más baja.

Los sulfonatos de petróleo son usados en la inyección de surfactante. En presencia de divalentes tales como Ca^{2+} y Mg^{2+} se forma una divalencia compleja. Esta complejidad limita la solubilidad en el agua y se precipita. Cuando la concentración del sulfonato aumenta, hay un fenómeno de precipitación-disolución-reprecipitación.

¹⁹ Ibid., p.322.

²⁰ Ibid., p.323.

1.5.4.2. Adsorción

La retención en los yacimientos depende de factores como el tipo de surfactante, peso equivalente de surfactante, concentración de surfactante, minerales en la roca, contenido de arcilla, temperatura, pH, tasa de flujo de la solución, etc²¹. según Glinsmann (1978) como el peso equivalente de los surfactantes incrementa, la retención en general también aumenta. Un factor importante que puede reducir la adsorción del surfactante es el pH.

Las isothermas de Langmuir pueden ser usadas para captar las características esenciales de las isothermas de adsorción, representadas por la Ecuación 25

$$\hat{C}_3 = \min\left(C_3, \frac{a_3(C_3 - \hat{C}_3)}{1 + b_3(C_3 - \hat{C}_3)}\right) \quad \text{Ecuación 25}$$

Acorde a la ecuación de isoterma de Langmuir, el grado de adsorción del surfactante incrementa con la concentración, aunque en presencia de divalentes (Ca^{2+} y Ma^{2+}) que se asocian con el surfactante se tiene mayor adsorción con bajas concentraciones porque la asociación de los divalentes con las micelas producen precipitación²².

1.5.4.3. Entrampamiento de fase

Se presenta cuando existe flujo multifasico y puede ser causado por entrampamiento mecánico, particionamiento de fase o entrampamiento hidrodinámico; los mecanismos son complejos, y la magnitud de las pérdidas de surfactante por el entrampamiento de fase puede ser diferente dependiendo de las condiciones de flujo. Según Hirasaki (2008) el entrampamiento de fase del surfactante puede ser más significativo que la adsorción de surfactante. Este mecanismo está relacionado es a los tipos de microemulsión²³.

²¹ Ibid., p.327.

²² Ibid., p.330.

²³ Ibid., p.331.

1.6. SCREENING PROCESO DE INYECCIÓN SURFACTANTE - POLÍMERO

La selección de los criterios del yacimiento es importante para un proyecto además los métodos químicos requieren condiciones que sean favorables para la inyección del agua como son una viscosidad del crudo baja o moderada, y una permeabilidad moderada o alta. En la Tabla 2 se describen los parámetros de selección para los procesos que involucran la inyección de químicos.

Tabla 2. Criterios de selección para procesos de recuperación mejorada de petróleo con químicos.

Método EOR	Gravedad (°API)	Viscosidad (cp)	Porosidad (%)	Saturación de aceite (%VP)	Tipo de Formación	K (md)	Espesor neto	Profundidad (ft)	T (°F)
Polímero	13 a 42.5 Promedio o 26.5	4000 a 0.4 Promedio 123.2	10.4 a 33 Promedio 22.5	34 a 82 Promedio 64	Arenisca	1.8 a 5500 Promedio 834.1	No crítico	700 a 9460 Promedio 4221.9	74 a 237.2 Promedio 167
Surfactante + Polímero	22 a 39 promedio 31	15.6 a 3 promedio 9.3	16 a 16.8 Promedio 16.4	43.5 a 53 Promedio 48	Arenisca	50 a 60 Promedio 55	No crítico	625 a 5300 Promedio 2941.6	122 a 155 Promedio 138.5
Álcali surfactante polímero	23 a 34 promedio 32.6	6500 a 11 promedio 875.8	26 a 32 Promedio 26.6	68 a 74.8 Promedio 73.7	Arenisca	596 a 1520	No crítico	2723 a 3900 Promedio 2984.5	118 a 158 promedio 121.6

Fuente: Adaptado de Recent developments and updated screening criteria of enhanced oil recovery techniques. Aladasani, Ahmad; Bai, Baojun. Society of Petroleum Engineers. 2010

1.6.1. Características del yacimiento

La permeabilidad del yacimiento para implementar una inyección de químicos necesita ser mayor que para una inyección de gas pero no tan alta como para un método térmico. Es mejor tener areniscas a un yacimiento con carbonatos por la alta heterogeneidad de estos últimos.

1.6.2. Características del fluido

La inyección de químicos es usada con crudos que son más viscosos que los que se recuperan con la inyección de gas pero menos viscosos que los crudos recuperados por métodos térmicos. En un proceso SP la viscosidad del aceite deseada es menor de 30 cP para alcanzar un control de movilidad adecuado. La saturación de aceite remanente después de una inyección de agua debe ser mayor del 30% del volumen poroso para asegurar que existe suficiente aceite para recuperar.

1.7. INYECCIÓN DE SURFACTANTE POLÍMERO

Vargo (1978) y Holm (1982) Diseño y evaluación económica del proceso S/P del campo Bell Creek (40 acres). En el control de la estabilidad de las arcillas, usaron un preflujo de alto pH antes de iniciar el proceso. El costo de los químicos fue de aproximadamente \$12/bbl. El aceite recuperado después de la inyección química fue de del 10% del OOIP (33.6% del aceite remanente en sitio).

Putz et al. (1980) Reportaron una recuperación del 68% del aceite residual de una prueba piloto S/P en el campo Chateaugay. Holm y Robertson (1980) también reportaron resultados exitosos de sus pilotos. Otra prueba piloto exitosa fue reportada por Bragg, y otros (1982) a prueba realizada en el campo Loudon de Exxon en Illinois. Con recobro del 60% de la saturación de aceite residual a pesar de las condiciones de alta salinidad de la formación.

Bae, et al. Realizaron pruebas de inyección de surfactante en el piloto Glenn Pool (1986, 1988, y 1995). La expansión del piloto fue realizada a un área de 92 acres. El tamaño del bache de químico fue 0.1 volúmenes porosos e incluye 5 wt% de sulfonato con 1 wt% de cosurfactante. El tamaño del bache de polímero fue de 0.7 volúmenes porosos con 2000

ppm de poliacrilamida parcialmente hidrolizada. El aceite incremental recuperado fue de 1.14 millones de barriles representando un 33% del aceite remanente del OIP.

Tabla 3. Antecedentes del proceso de inyección de surfactante - polímero

Antecedentes de la inyección de surfactante -polímero	
Autor y fecha	Análisis del proceso
Gilliland y Conley (1976)	Los resultados de una prueba piloto realizada en el campo Big Muddy en Wyoming. El yacimiento tiene baja presión con un contenido de agua bajo y alta saturación de aceite residual. El corte de aceite incremento del 1% al 19% durante el pico de producción.
Nelson y Pope (1978)	Estudiaron la importancia de la relación de fase en la inyección de químicos. Con el fin de comprender mejor la inyección de químicos el surfactante debe tener un comportamiento de fase tipo III para mantener el surfactante el mayor tiempo posible en el yacimiento.
Poettman y otros (1978)	Recomendaron los métodos de screening y diseño para la inyección de surfactante – polímero. La inyección de surfactante polímero tiene diferentes parámetros involucrados en el proceso, además de los parámetros operacionales y económicos.
Lake y Pope (1979)	Analizaron 44 proyectos de micelas/polímero y resumieron el comportamiento de los pilotos S/P. Concluyeron que el proceso micelas/polímero es aplicable incluso a alta temperatura y salinidad. También, sugirieron que los parámetros de diseños deben ser seleccionados cuidadosamente basados en los parámetros que afectan el control de movilidad y el número capilar.

Koning, et al. (1988)	Piloto de inyección de polímero en Oman consistiendo de un patrón de 5 puntos no confinado con espaciamiento de 200 m para un yacimiento con un soporte de acuífero. La inyección de polímero consistió del siguiente proceso: (1) Inyección de 0.23 VP de preflujo, (2) inyección de polímero con un tamaño de 0.63 VP, (3) Inyección de 0.35 VP de agua. Durante la inyección del polímero, 0.81 – 1.1 lb de polímero fueron utilizadas por 1 barril de aceite recuperado para una recuperación total del 59% del STOIP.
Ghori, et al. (1992)	Realizaron simulación de yacimientos composicional para la inyección de polímero. Se tuvieron en cuenta la reducción de permeabilidad y la adsorción del polímero. Usaron un método geoestadístico y reportaron un buen ajuste en los resultados del simulador y los de campo al predecir el comportamiento de la inyección de polímero.
Jakobsen, et al. (1994)	Simulación numérica para optimizar los arreglos de pozo y el tamaño de bache de surfactante en un yacimiento de arenisca del Mar del Norte. Implementaron el surfactante en la simulación para analizar la inyección de S/P como un complemento a la inyección de agua.
Qi, et al. (2000)	Realizó una prueba piloto de s/p exitosa en el campo Karamay en China. Concluyeron que la combinación de tensiones interfaciales ultra bajas y control de movilidad fueron claves en el éxito del proyecto. El incremento en el recobro incremental fue del 24% del OOIP.
Al-Bahar et al (2004)	Evaluación de IOR en yacimientos sometidos a depleción natural con la ayuda de acuíferos naturales fuertes.. Evaluaron cerca de 800 combinaciones de proceso/yacimiento y clasificaron los yacimientos y procesos.

	La recuperación mediana fue para la inyección de agua (incluyendo inyección de químicos) del 51% del OOIP, el rango de recuperación para la inyección de agua es de 12 a 67% (excluyendo el crudo pesado).
Yang et al. (2006)	Estudio de la inyección de polímero con altas concentraciones en el campo Daqing. Una concentración alta (Concentración de 1500 ppm a 2000 ppm, viscosidad de 400 mPa.S a 500 mPa.S) la prueba piloto realizada en Mayo de 2003. Los resultados mostraron que la inyección de alta concentración de HPAM es factible y económica. El mejoramiento del factor de recobro fue mayor del 20% OOIP superior al obtenido con la inyección de agua.
Alkafeef y Alforgi (2007)	Realizó un análisis de screening para determinar la conveniencia de procesos EOR para yacimientos maduros de Kuwait. Al presentarse bajas temperaturas, los procesos químicos pueden ser aplicados ampliamente. Los resultados indican que se puede obtener un recobro adicional de 4 a 5% (OOIP) para polímero y 20 a 22% (OOIP) para surfactante/polímero en comparación con la inyección de agua.

1.8. OPTIMIZACION Y DISEÑO DE LA INYECCION DE QUIMICOS²⁴

Barua et al (1986) introdujo un método para la evaluación de los proyectos de inyección de surfactante bajo propiedades de yacimiento, comportamiento de la inyección de surfactante, y la incertidumbre del precio del petróleo. El método utilizaba un modelo matemático simplificado llamado Chemical Flood Predictive Model (CFPM). CFPM es más rápido que un modelo de diferencias finitas, pero los resultados finales no son tan exactos como un modelo de diferencias finitas.

²⁴ GHORBANI, D. Development of methodology for optimization and design of chemical flooding. The University of Texas. Austin, August, 2008. p.14.

Jakobsen y Hovland (1994) realizó análisis de sensibilidad usando la variación de uno de los factores a un tiempo aproximado para la inyección de surfactante con un modelo de simulación black oil en Eclipse y la opción de surfactante. Además, utilizaron un modelo de flujo de caja discontinuado para el análisis económico. El valor presente neto fue calculado del precio del petróleo, costo del surfactante, costos operacionales, y un descuento en la tasa. Los parámetros de incertidumbre para la inyección de químicos fueron la adsorción del surfactante, IFT, y el número capilar crítico.

Wu (1996) estudió la optimización de la inyección química para varios yacimientos a escala de campo usando el software UTCHEM. El estudio de optimización fue realizado usando dos parámetros petrofísicos de yacimiento (relación de permeabilidad vertical a horizontal y realizaciones de permeabilidad), tres variables químicas (concentración de surfactante, tamaño de bache, y concentración de polímero) y cinco factores financieros (precios del aceite, surfactante y polímero, tasa descuento, y costos operacionales). Los resultados de simulación se entraron en un Excel basados en un modelo de caja de flujo para calcular el valor presente neto y determinar el diseño óptimo. Basados en los bajos precios del petróleo del aceite en los cálculos, lo óptimo fue un tamaño de bache grande de SP a bajas concentraciones.

Zhang et al (2005) desarrolló una plataforma de simulación de yacimientos integrado y aplicó este a un caso usando el simulador UTCHEM para optimizar las simulaciones de yacimientos. Una combinación de simulaciones y cálculos económicos fueron usados para determinar el diseño óptimo. En el análisis se tuvieron en cuenta variables claves tales como el precio del aceite, duración del bache de preflujo de agua, salinidad, y correlación de longitud horizontal.

Tabla 4. Antecedentes de la optimización y diseño del proceso de inyección de surfactante - polímero

Antecedentes de la optimización y diseño del proceso de inyección SP	
Autor y fecha	Análisis del proceso
Brown, et al (1984)	Reporto que las simulaciones de Monte Carlo fueron usadas para evaluar las incertidumbres en la predicción del comportamiento de la inyección de surfactante. La variación de uno de los factores a un tiempo aproximado fue aplicada para el análisis de sensibilidad de los parámetros de incertidumbre.
Gittler et al (1985)	Evaluación de varios parámetros químicos, combinados o aplicados individualmente mediante el desarrollo de un simulador EOR químico económico. El modelo tenía un análisis del flujo de caja para cada año de tiempo de vida del proyecto y para calcular la tasa interna de retorno. El simulador utilizaba la técnica de Monte Carlo para cuantificar económicamente el riesgo asociado para varias alternativas de inyección de químicos.
Adams et al (1987)	Realizó un proyecto de inyección de químicos en un yacimiento carbonatado en la formación Andrea en Texas. En un yacimiento carbonatado existe mayor incertidumbre, por lo tanto involucra un riesgo más alto con una inyección de químicos. Descubrieron que los parámetros de yacimientos claves para la inyección de químicos son la alta salinidad y la heterogeneidad.
Dejean et al (1999)	Recomendó usar un diseño experimental, metodología de respuesta en superficie, métodos de Monte Carlo para realizar pronósticos de producción y optimizar el esquema de producción del yacimiento. Reportaron que la integración de estas técnicas puede ayudar a simplificar el modelo del

	<p>procedimiento. Sin embargo, es más complejo y necesario adaptar el software para la ingeniería de yacimientos.</p>
<p>Anderson et al (2006)</p>	<p>Análisis de sensibilidad de la inyección de químicos en un yacimiento con una mojabilidad mixta. El valor presente neto fue la función objetivo para el estudio. Se realizó sin usar un diseño experimental y un método de respuesta en superficie. Concluyeron que las inyecciones de químicos son rentables en el rango de los precios del crudo basados en el desempeño de laboratorio de la inyección de S/P y el diseño óptimo el proceso determinado en el estudio.</p>
<p>Kaminsky et al (2007)</p>	<p>Discutieron los lineamientos guías para la evaluación de la inyección de polímero y el desarrollo del diseño óptimo. Un diseño óptimo requiere una combinación de la caracterización del yacimiento, pruebas de laboratorio, simulación de yacimientos, facilidades de diseño, y pruebas de campo.</p>

2. PRUEBAS EXPERIMENTALES

La factibilidad de implementar un proceso de recobro químico en un campo colombiano fue analizada a partir de un estudio experimental. Las especificaciones del diseño de laboratorio fue determinado en tres etapas de trabajo:

- Evaluaciones fluido – fluido: Consiste en pruebas de interacción entre el crudo del yacimiento y las soluciones químicas de polímero y surfactante. El estudio contiene medidas de tensión interfacial, evaluación de comportamiento de fase junto con la evaluación de la reología del polímero y las interacciones roca – fluidos preliminares para determinar la adsorción estática de cada químico por la roca.
- Compatibilidad roca fluido por corefloods lineales: Evalúa mediante corefloods lineales la permeabilidad relativa de la roca, la reología del polímero fluyendo, compatibilidad química de la roca, y la retención química de la solución surfactante – polímero fluyendo a través de la roca de yacimiento. la información obtenida también puede ser usada para determinar el tipo de polímero apropiado para la inyección.
- Pruebas desplazamiento en corefloods: dan una simulación física del proceso de inyección químico y una medida más realista del recobro de petróleo en la porción de desplazamiento del campo. Los corefloods de recobro de petróleo usan volúmenes proporcionales a campo de químicos. Por lo tanto, los resultados reflejan que puede ser esperado en el campo. Estas pruebas tienen en cuenta los siguientes criterios: reducción de la tensión interfacial, comportamiento de fase, adsorción química, comportamiento pseudoplástico y control de movilidad.

2.1. ANALISIS DEL AGUA Y EL ACEITE

2.1.1. Análisis del agua

El agua de inyección y de producción fueron filtradas a 0.45 micrones y analizadas para solidos totales disueltos, pH, resistividad, viscosidad, densidad, y el contenido de iones (Calcio, Magnesio, Bario, Estroncio, Hierro, Sodio, Potasio, Cloruro, Sulfato, Carbonato y Bicarbonato). El análisis del agua se encuentra en el anexo 1. El agua producida tiene un contenido de solidos disueltos de 37800 mg/L con una concentración de Calcio de 643

mg/L y Magnesio de 118 mg/L. El agua de inyección tiene un contenido de sólidos disueltos de 12400 mg/L con una concentración de calcio de 174 mg/L y de Magnesio de 27 mg/L.

La composición de iones del agua de inyección 2 presenta un contenido de sólidos totales disueltos promedio de 18500 mg/L con un contenido de Calcio de 432 mg/L y de Magnesio de 69 mg/L. El agua fresca tiene un total de sólidos disueltos de 215 mg/L basados en la composición de iones del agua suministrada. El agua de inyección sintética basada en la composición del agua original fue usada en la evaluación inicial fluido-fluido. El agua sintética fresca fue usada en los corefloods radiales para disolver los químicos. El análisis del agua de inyección sintética y el agua fresca se observan en el Anexo 2.

2.1.2. Análisis del crudo

El crudo muerto es caracterizado por la medición de la gravedad API y la viscosidad aparente usando un viscosímetro Brookfield. La gravedad API del crudo es de 19.3° y la viscosidad de 83.9 cP a 62 °C. La tensión interfacial es de 25 dinas/cm entre el aceite y el agua producida y 21.9 dina/cm entre el crudo y el agua de inyección. Todas las muestras se encontraban libres de tratamiento con químicos. La viscosidad del aceite vivo es de 26 cP a 62 °C y la gravedad API de 29.6°. La tensión interfacial es de 31.5 dinas/cm entre el aceite vivo y el agua de producción.

El crudo contenía 2.75 %wt de agua y fue centrifugado para remover el agua y filtrado a 1.0 micrones antes de usar. El contenido de agua final del crudo para el análisis fue de 0.23 %wt.

2.2. MATERIALES

Para este estudio se contó con varias muestras comerciales de polímeros como la poliácridamida parcialmente hidrolizada (HPAM), látex, polisacáridos y HPAM ligeramente sulfonada estos productos contaban con diferentes características y fueron suministrados por varias compañías teniendo en cuenta el análisis fisicoquímico del agua de inyección, propiedades del yacimiento y las propiedades de los fluidos de la formación de interés con el fin de ser evaluadas a las condiciones requeridas del campo colombiano

seleccionado con el fin de realizar la inyección de la solución polimérica como método de recobro mejorado químico.

2.3. MÉTODOS

La metodología incluye la selección / caracterización del material y solución química. Las características del yacimiento fueron comparadas con los criterios establecidos en la literatura para poder tener éxito con la inyección de surfactante - polímero. Los ensayos o pruebas realizadas, están basados en las prácticas recomendadas en la norma API RP63 de 1990 (Recommended practices for evaluation of polymer used in enhanced oil recovery operations).

2.4. CARACTERIZACIÓN BÁSICA DEL POLÍMERO

Catorce polímeros fueron evaluados donde los polímeros Flopaam fueron utilizados para comparar los resultados de las otras muestras de polímeros. Los polímeros analizados se describen en la Tabla 5.

Tabla 5. Características de los polímeros suministrados

Nombre del Polímero	Peso Molecular [daltons]	Grado de Hidrólisis [%]
P131	n/a	n/a
P231	n/a	n/a
P132	15.4*10 ⁶	26
P232	15.4*10 ⁶	26
P332	15.4*10 ⁶	26
P432	15.4*10 ⁶	26
P532	9-12*10 ⁶	27-30
P134	11-22*10 ⁶	n/a
P135	n/a	n/a
P235	n/a	n/a
P335	n/a	n/a
Flopaam 3330S	9*10 ⁶	34
Flopaam 3430S	12*10 ⁶	32
Flopaam 3530S	15.5*10 ⁶	28

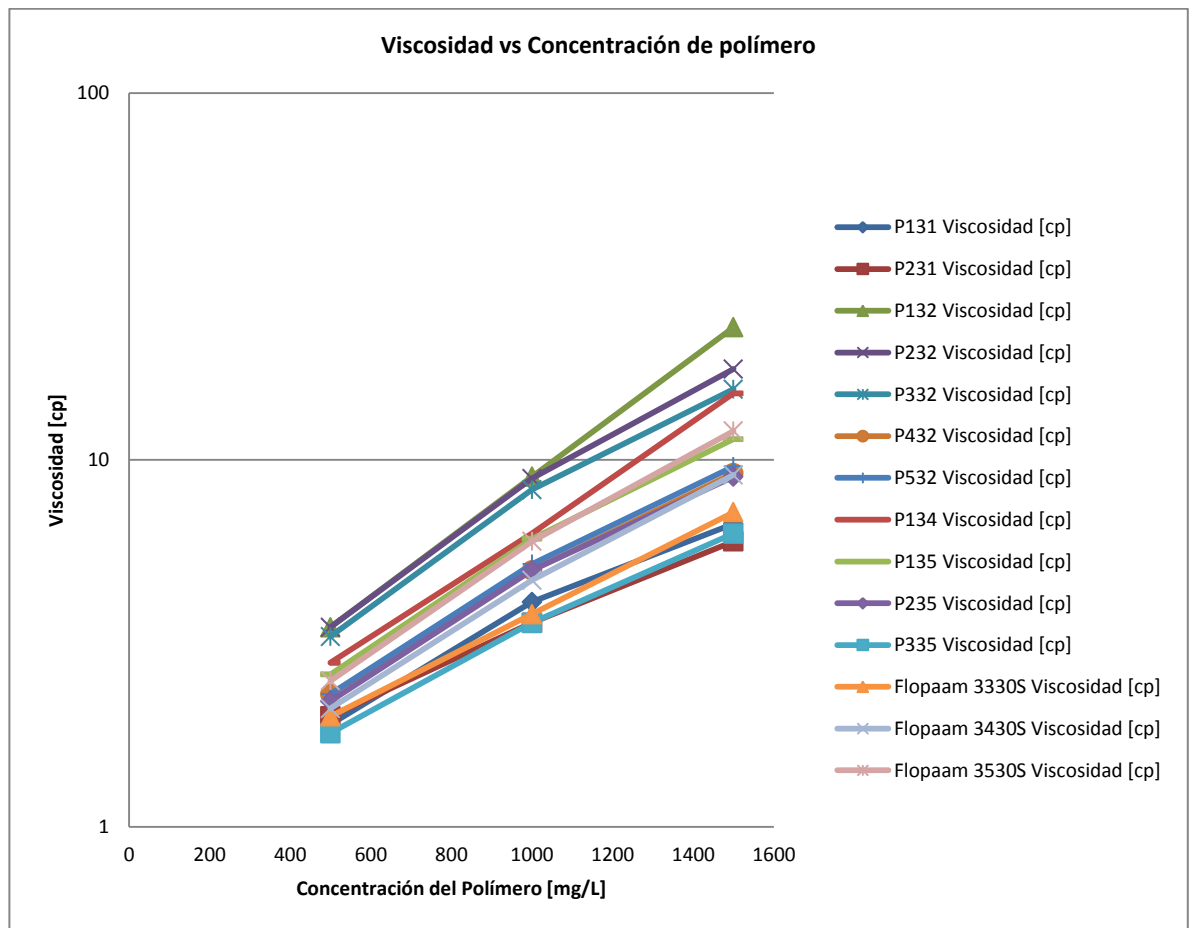
Fuente: Laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. 2014

2.4.1. Viscosidad del polímero y Screen Factor

La viscosidad aparente y screen factor de los polímeros fue medida utilizando un agua de inyección sintética suavizada y temperatura de yacimiento. Las concentraciones de polímero utilizadas para medir estos parámetros en laboratorio fueron 500, 1000 y 1500 ppm. La información de la viscosidad aparente fue generada a 62 °C con un viscosímetro rotacional Brookfield usando un adaptador UL a 6 RPM de velocidad de rotación o 7.3 s^{-1} .

En la Figura 4 se observan las gráficas de viscosidad vs concentración de polímero para los catorce polímeros analizados donde los polímeros con mayor viscosidad fueron: P132, P232 y P332 y P432.

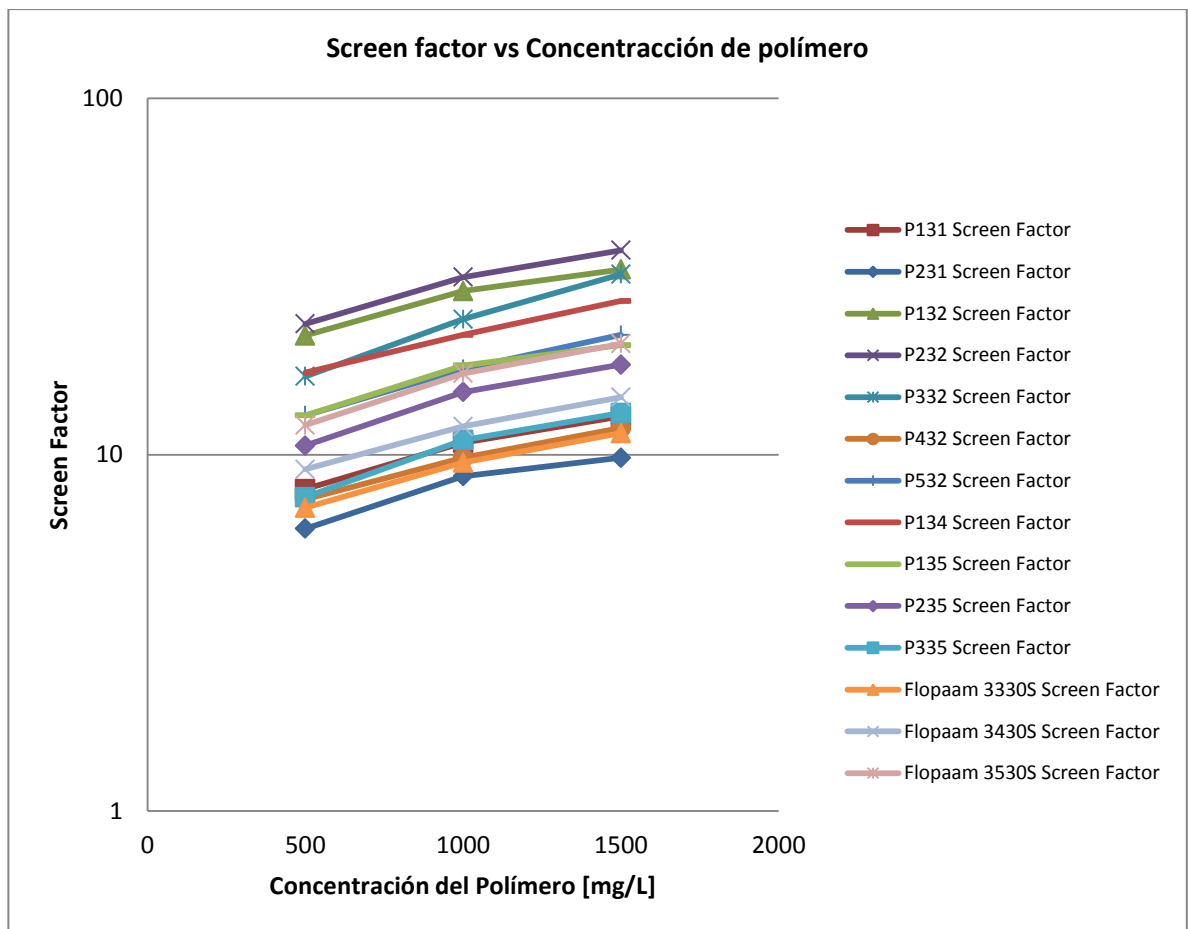
Figura 4. Viscosidad aparente vs concentración de polímero



Fuente: Modificado de laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. 2014

El screen factor fue medido a 62 ° a tres diferentes concentraciones de polímero como se observa en la Figura 5. Esta prueba sirve para caracterizar los polímeros por su nivel de degradación mecánica de los catorce polímeros analizados los que tienen un valor de screen factor mayor son: P232, P132 y el P332.

Figura 5. Screen factor vs concentración de polímero



Fuente: Modificado de laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. 2014

Teóricamente lo ideal en este tipo de pruebas es contar con polímeros que presenten una viscosidad alta y bajo screen factor o degradación mecánica. En la Tabla 6 y Tabla 7 se observa la clasificación de los polímeros en tres categorías de bajo, medio y alto en la medida de viscosidad y screen factor al ser disueltos en agua de inyección sintética suavizada.

Tabla 6. Valor de viscosidad

Viscosidad		
Bajo	Medio	Alto
P131	P432	P132
P231	P532	P232
P335	P134	P332
	P135	
	P235	

Fuente: Laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. 2014

Los polímeros P132, P232 y P332 que presentan alta viscosidad y screen factor no fueron seleccionados ya que la permeabilidad promedio del campo es de 100 mD al igual que los polímeros P135, P235, P335 y P532 ya que tomaron un tiempo de hidratación mayor que las otras soluciones poliméricas a las mismas condiciones de hidratación.

Tabla 7. Valor de screen factor

Screen Factor		
Bajo	Medio	Alto
P131	P532	P132
P231	P134	P232
P432	P135	P332
P335	P235	

Fuente: Laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. 2014

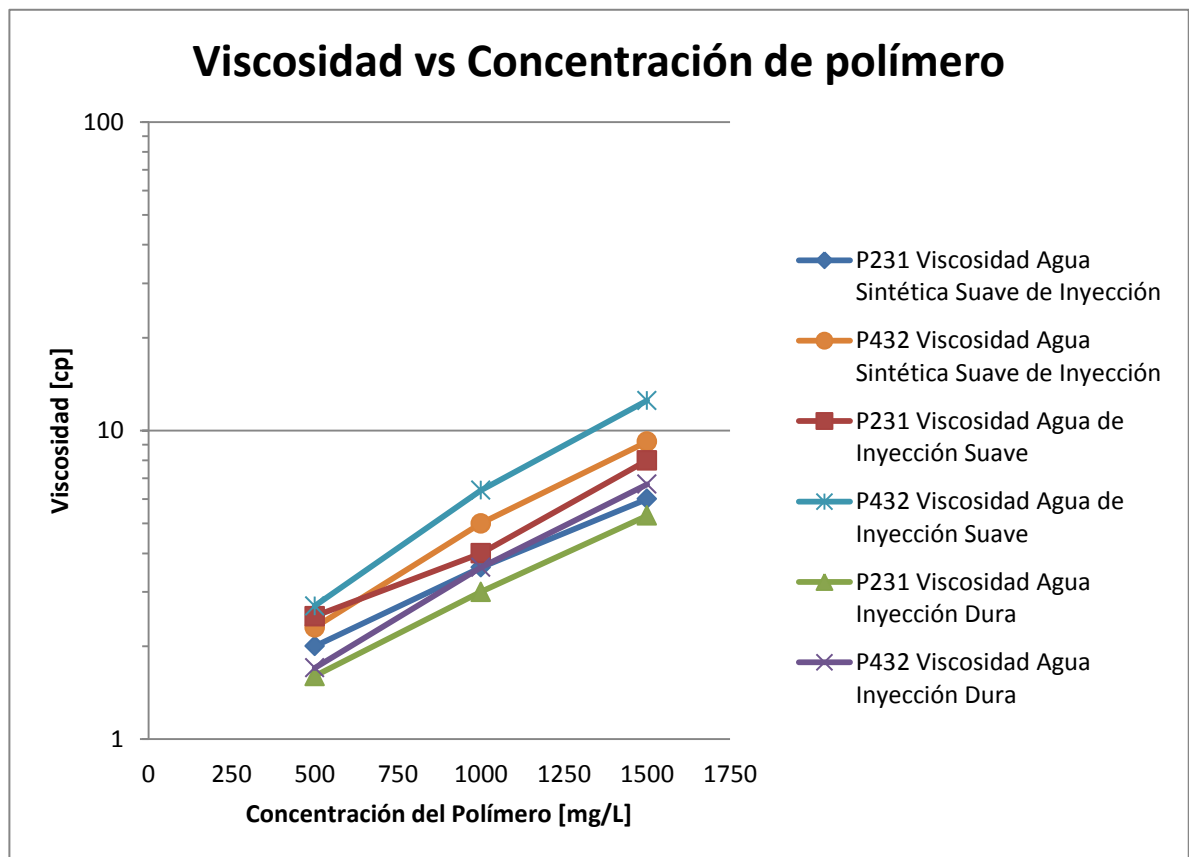
Los polímeros P131 y P231 tuvieron comportamientos similares. Sin embargo, en la prueba de estabilidad térmica el P131 tuvo una disminución en la viscosidad del 14.3% y una disminución en el screen factor del 24% para el P231 la viscosidad y el screen factor permanecieron constantes durante los 20 días del periodo de prueba.

Por lo tanto del grupo de 14 polímeros fueron seleccionados el P231 y el P432 que presentaron ambos un valor de screen factor bajo y una viscosidad alta como es el caso del P231 e intermedio para el P432.

2.4.2. Comportamiento Reológico

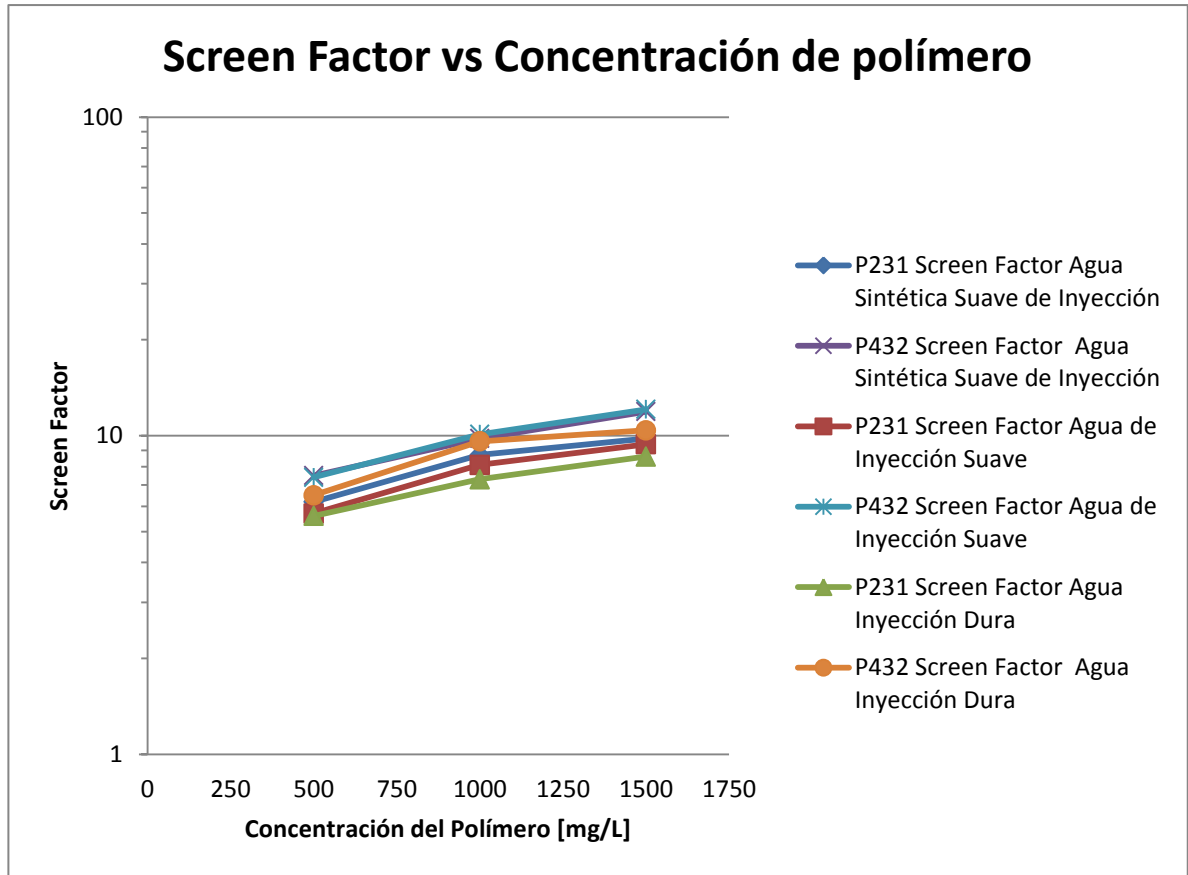
Las características reológicas de los polímeros P231 y P432 fueron comparadas al medir la viscosidad y el screen factor de las soluciones cuando se disuelven en agua de inyección sintética suavizada, agua de inyección suavizada y agua dura como se observa en la Figura 6 y Figura 7. Los polímeros fueron disueltos en agua dura para determinar el efecto del Ca y Mg.

Figura 6. Viscosidad Aparente del Polímero a 62°C en tres tipos de agua para el P231 y P432



Fuente: Laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. 2014

Figura 7. Screen factor del Polímero a 62°C en tres tipos de agua para el P231 y P432



Fuente: Laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. 2014

Los valores de viscosidad fueron mayores en el agua de inyección suavizada que en el agua dura esto ocurre ya que el agua suavizada contiene menos iones divalentes (Ca y Mg) que el agua dura y favorece la viscosidad. Tanto la viscosidad y el screen factor fueron reducidos cuando se disolvieron en agua de inyección no suavizada debido al contenido de iones divalentes.

2.4.3. Reología del polímero

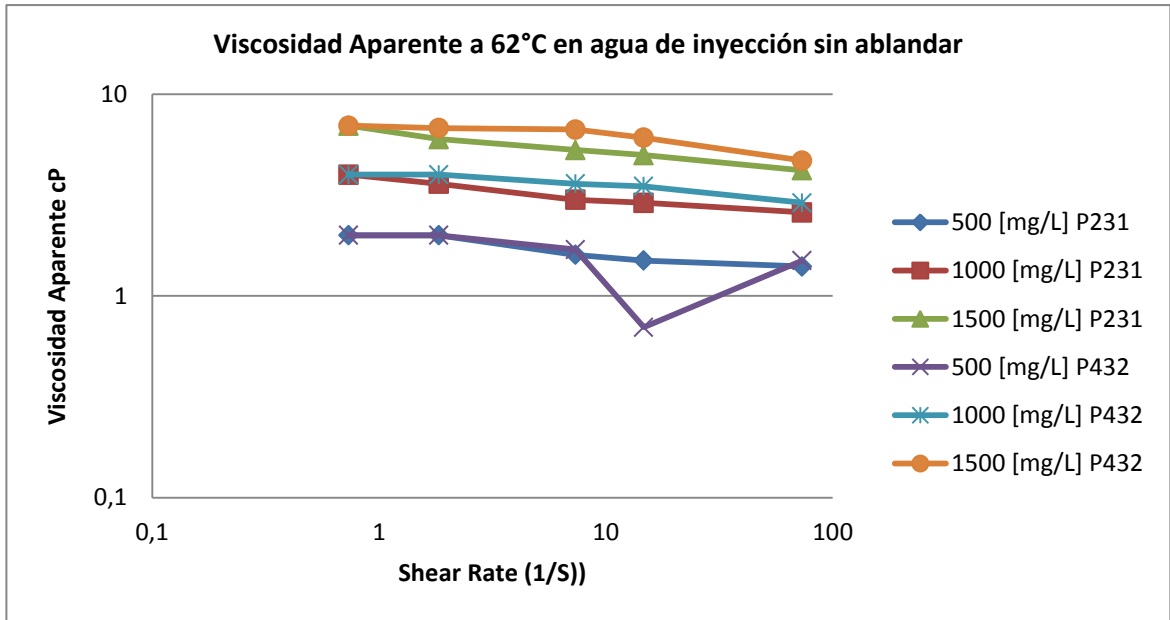
La viscosidad aparente como una función del shear rate o esfuerzo de corte fue medida para cada polímero, disuelto en agua de producción suavizada. Las concentraciones de polímero utilizadas para la medición fueron 500, 1000 y 1500 ppm, como se observa en el anexo B, donde la viscosidad aparente vs el shear rate muestra el comportamiento de la

ley de potencia con la disminución de la viscosidad al aumentar el shear rate. La ley de potencia es la representación más simple del comportamiento de la reología del polímero. El shear en el yacimiento puede relacionarse a la velocidad de los fluidos, la cual es mayor cerca a la cara del pozo inyector y disminuye logarítmicamente a medida que se va alejando de esta.

En los resultados obtenidos de viscosidad vs shear rate las soluciones poliméricas con mayor viscosidad fueron: P132, P232, P332, P134, P432, P532 y P135 donde algunos de ellos no fueron seleccionados porque presentaban altas viscosidades y screen factor es decir mayor degradación mecánica (P132, P232 y P332) o mayores tiempos de hidratación como es el caso del P532 y P135. El polímero P134 tiene altas viscosidades pero un valor de screen factor medio por lo cual solo se seleccionaría para el caso de usar un álcali o agente sacrificio como el NaOH ya que es compatible con la salinidad. El polímero P231 seleccionado a partir de las pruebas de viscosidad y screen factor vs concentración tiene bajas viscosidades a diferentes valores de shear rate, por otro lado el polímero P432 se muestra el mejor candidato para la inyección por sus valores de viscosidad al probar con concentración de polímero y shear rate.

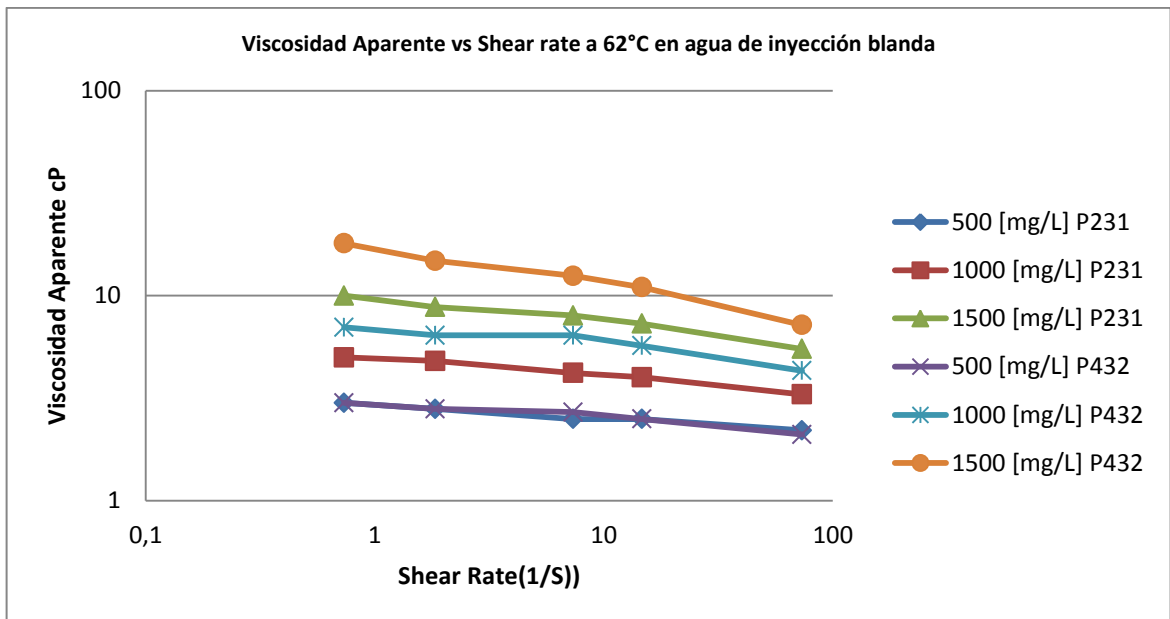
Se realizaron pruebas de los polímeros P231 y P432 con agua de inyección suavizada e inyección sin ablandar. Con concentraciones de: 500, 1000 y 1500 ppm. En la Figura 8 se observa el comportamiento del esfuerzo de corte vs la viscosidad aparente de las soluciones poliméricas en agua sin ablandar, en la Figura 9 están los resultados con agua blanda y la Figura 10 reporta para el agua sintética de inyección blanda.

Figura 8. Viscosidad aparente vs Shear Rate con agua de inyección sin ablandar



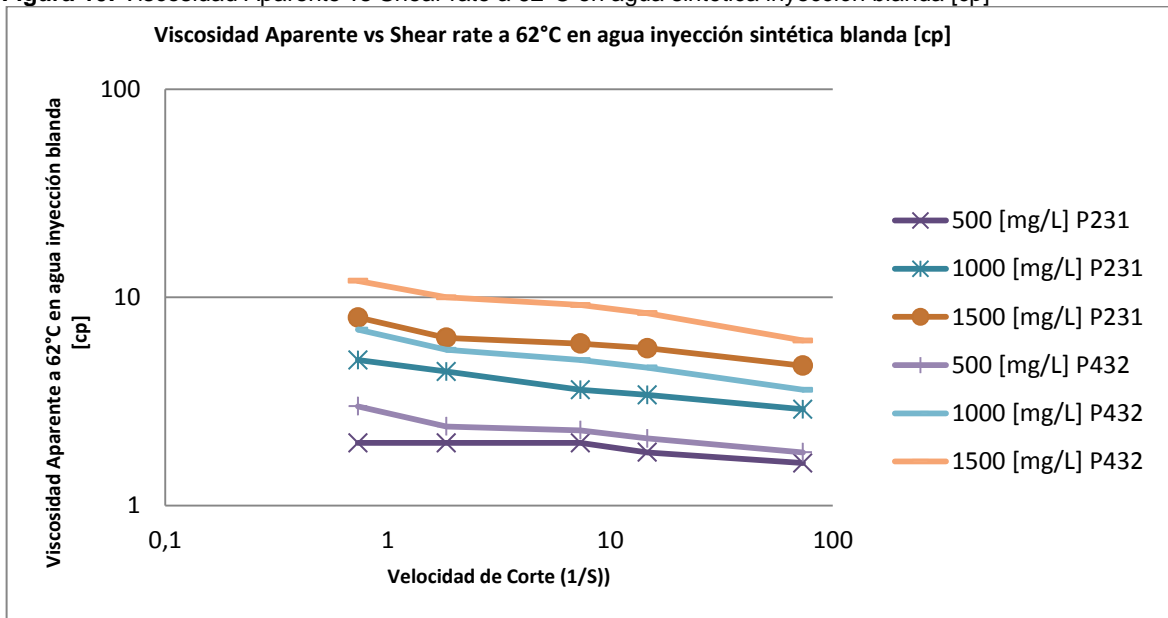
Fuente: Laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. 2014

Figura 9. Viscosidad aparente vs Shear rate en agua de inyección blanda



Fuente: Laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. 2014

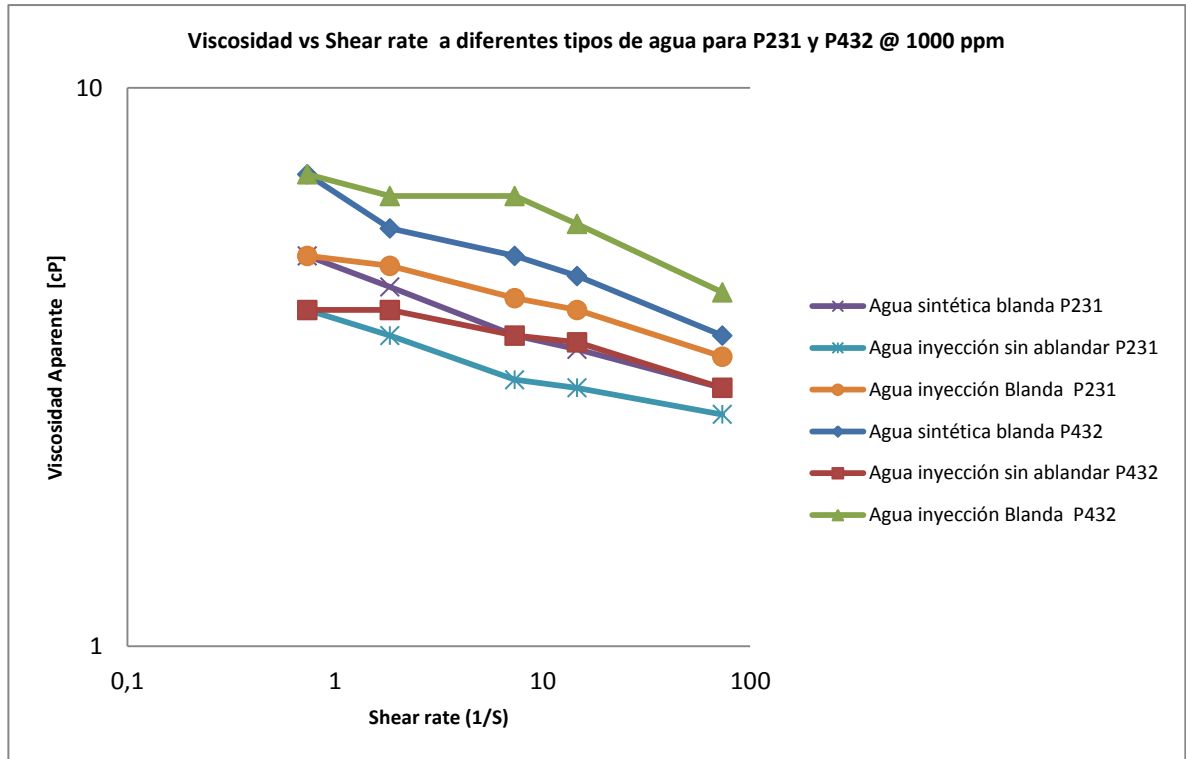
Figura 10. Viscosidad Aparente vs Shear rate a 62°C en agua sintética inyección blanda [cp]



Fuente: Laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. 2014

En los resultados obtenidos de las tres graficas anteriores la viscosidad aparente disminuye al aumentar el esfuerzo de corte, además se puede observar que el polímero P432 mantiene mayor viscosidad a las diferentes concentraciones que el P231 en los diferentes tipos de agua. El agua sintética blanda es la que presenta mayor viscosidad como se observa en la Figura 11.

Figura 11. Viscosidad vs Shear rate a diferentes tipos de agua para P231 y P432 @ 1000 ppm



Fuente: Laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. 2014

Las diferencias de viscosidad entre el agua sintética de inyección suavizada y el agua de inyección suavizada se deben al contenido de sólidos totales disueltos que contiene cada agua y que fueron manejadas de acuerdo al agua original del campo.

2.5. CARACTERÍSTICAS DEL SURFACTANTE

Fueron probados 20 surfactantes suministrados por diferentes compañías y que presentan diferentes moléculas listados a continuación en la Tabla 8.

Tabla 8. Descripción de los surfactantes

Nombre del Surfactante	Estructura	% de Actividad usada en Lab
Supersurf 81003	Alcohol Etoxilado Sulfonato	41
SuperSurf 80203	Alcohol Etoxilado Sulfonato	35
SuperSurf 80409	Alcohol Etoxilado Sulfonato	35
Supersurf 81209	Alcohol Etoxilado Sulfonato	47
ORS-84C	Alquil Aril Sulfonato	60
16-150	Alcohol Eter Sulfonato	45
16-150C	Alcohol Eter Sulfonato	22
16-150E	Alcohol Eter Sulfonato	32
ORS-49	Alquil Aril Sulfonato	50
SS CS 90	Alqui Carboxilato Sulfonato	35
ORS-66	Alquil Aril Sulfonato	50
Enordet O332	Sulfonato de Olefina Interna	19.5
Enordet O242	Sulfonato de Olefina Interna	26.1
XOF 26S	Alquil Aril Sulfonato	25
XOF 600	n/a	25
ASPIRO 2440 X	Alquil Poliglicosido	50
S115	n/a	5
S215	n/a	5
S134	n/a	59.2
Petrostep C1	n/a	38.8

Fuente: Laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. 2014

2.6. EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE FASE

En la definición de la solución de surfactante con mejor potencial para la recuperación de aceite adicional en comparación a la inyección de agua se deben tener en cuenta evaluaciones de comportamiento de fase. Una medida del comportamiento de fase puede ser considerada a largo plazo como una medida de la tensión interfacial.

2.6.1. Barrido de salinidad

Se llevó a cabo un barrido de salinidad para determinar el comportamiento de fase de la formulación de surfactante seleccionado con el tipo de agua y petróleo crudo característico del yacimiento. La concentración de surfactante utilizado en la prueba fue del 1% y los barridos de salinidad se hicieron al 1, 2, 3, 3.5, 4 y 5 % de sólidos totales disueltos (TDS). Se observó el cambio de fases en el barrido como se muestra en la Figura 12 donde la microemulsión o Winsor III se obtuvo a una salinidad de 3% de TDS

Figura 12. Barrido de salinidad con el surfactante S115



Fuente: Laboratorio de química de producción. Instituto Colombiano del petróleo.

2.6.2. Número capilar

La reducción de la tensión interfacial es una relación de la tensión interfacial entre el aceite y el agua dividido por la tensión interfacial final obtenida con químicos. La reducción en la tensión interfacial es equivalente al cambio en el número capilar. Para calcular la tensión interfacial mínima requerida para movilizar el aceite residual se asumen los siguientes parámetros:

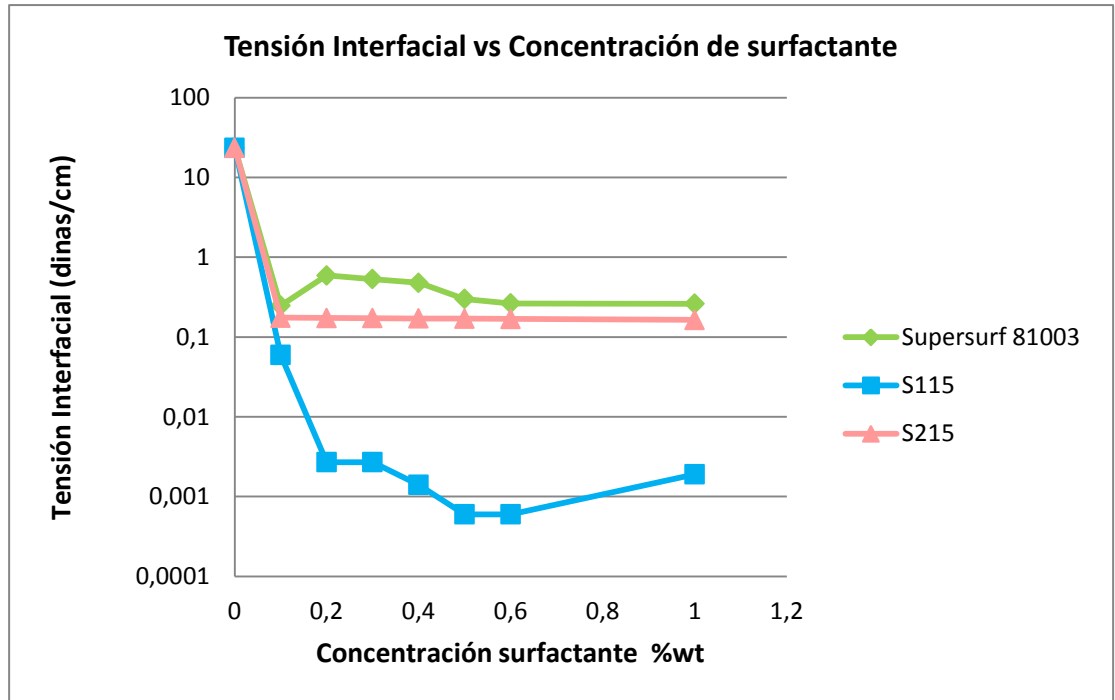
- Espaciamiento de 15 acres, distancia entre pozos de 800 ft
- El pozo inyector tiene una presión de fondo de 5475 psi a una profundidad aproximada de 7300 ft.
- Asumiendo que cerca del 50% de la presión es disipada en los primeros 50 ft alrededor del well bore con un diferencial de presión de 2740 psi.
- Número capilar crítico para el campo en estudio es de 15
- Permeabilidad promedio estimada de 100 md

De acuerdo con los parámetros asumidos para la fórmula el número capilar, se necesita una la tensión interfacial crítica de 0.24 dinas/cm o una reducción de la tensión interfacial de cerca de 104 veces para movilizar el aceite residual con una tensión interfacial de 25 dinas/cm entre el agua y el crudo del campo.

2.6.3. Tensión Interfacial Crudo – Agua

De los surfactantes suministrados fueron seleccionados tres para evaluar el potencial en la inyección de surfactante - polímero. La concentración de surfactante varió de 0.1% peso a 1.0% peso. La prueba de medición de la tensión interfacial se realizó a 62 °C y se utilizó agua inyección sin suavizar. Los resultados de la medida de tensión interfacial obtenidos para las tres formulaciones de surfactante diferentes se observa en la Figura 13.

Figura 13. Medida de tensión interfacial para los surfactantes



Fuente: Laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. 2014

Un comportamiento de fase favorable fue observado durante la evaluación, es decir, la tensión interfacial entre la mezcla de petróleo crudo y la mezcla de químico alcanzó valores bajos durante el tiempo transcurrido de medición. Los tres surfactantes evaluados reaccionaron con el crudo y redujeron la tensión interfacial. Solamente el surfactante S115, logro reducir la tensión interfacial más de 1000 veces y fueron observados comportamientos de fase favorables para el Supersurf 81003 y S215 con altas concentraciones de surfactante.

La formulación del S115 que logró una tensión interfacial ultra baja entre el crudo y el agua de aproximadamente 10^{-3} dinas/cm³ fue seleccionado ya que tiene mayor potencial para reducir la saturación de aceite residual.

2.7. INTERACION ROCA - FLUIDO

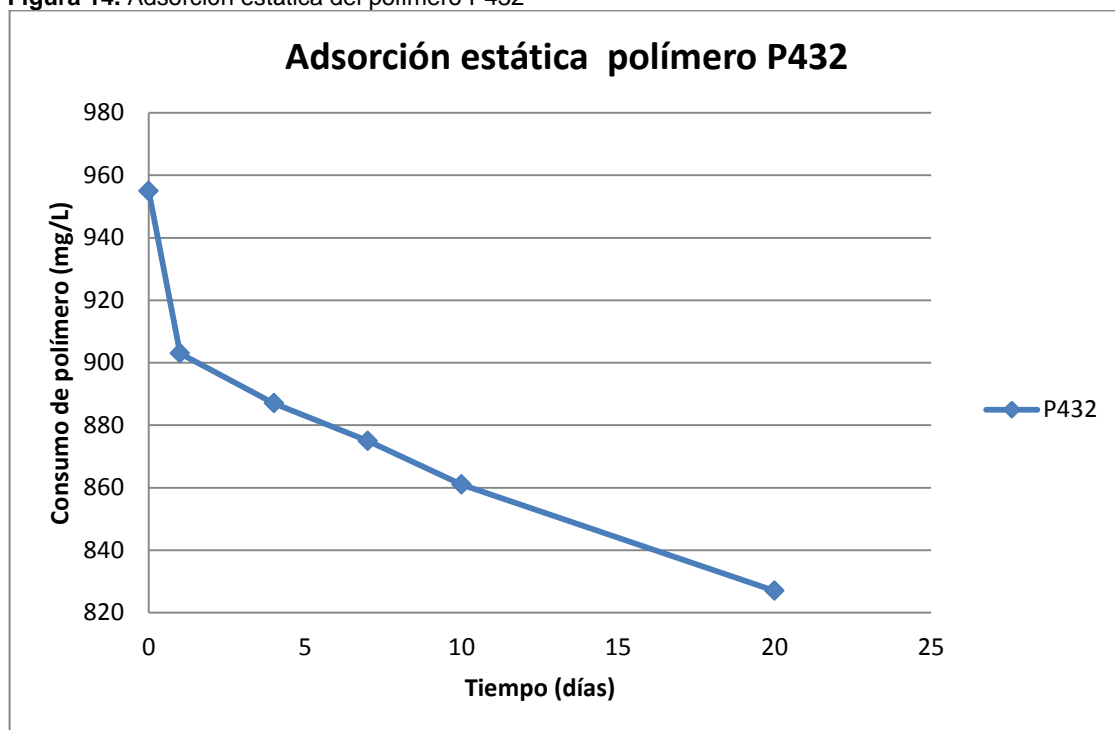
2.7.1. Adsorción estática de los químicos

La prueba de adsorción estática es un método para estimar las pérdidas de químico que pueden ocurrir debido a la adsorción en la roca del yacimiento. El objetivo de la prueba es comparar el consumo químico del polímero y surfactante en el tiempo en vez de valores absolutos. En la prueba se utilizó roca de yacimiento no consolidado y las soluciones fueron mezcladas con arena en relación 1:1 por peso e incubadas a 62°C. Las muestras fueron tomadas a 0, 1, 4, 7, 10 y 20 días.

La Figura 14 muestra los resultados de la adsorción estática del polímero P432 y en la Figura 15 la adsorción cuando se tiene surfactante – polímero. La adsorción estática promedio del polímero fue de 14.7 mg/100g roca o 845 lb/acre-ft sin tener una mezcla con surfactante o álcali. La adsorción estática del surfactante fue alta cuando se mezcló con polímero siendo de 397.4 mg/100g roca o 23900 lb/acre-ft. El polímero cuando se mezcló con surfactante tuvo una adsorción alta de 33.2 mg/100g roca o 1910 lb/acre-ft.

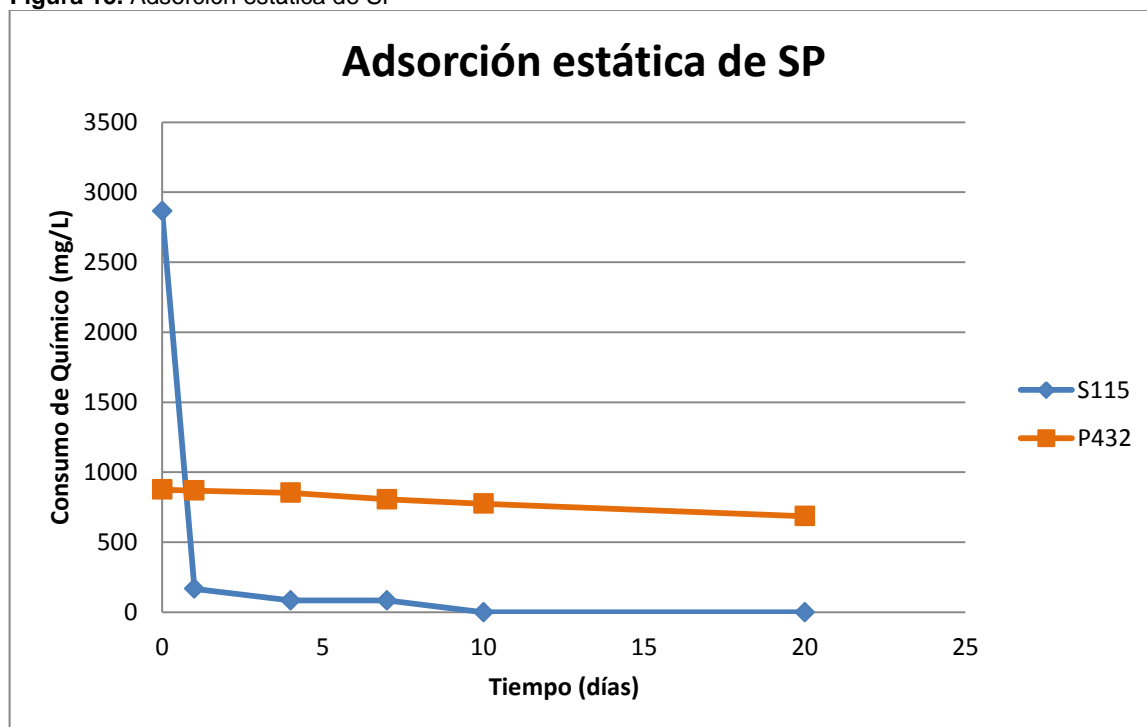
Los desplazamientos lineales y radiales dan un mejor juicio de como la adsorción de los químicos en la roca del yacimiento puede afectar negativamente o no el factor de recobro.

Figura 14. Adsorción estática del polímero P432



Fuente: Laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. 2014

Figura 15. Adsorción estática de SP



Fuente: Laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. 2014

2.7.2. Adsorción dinámica de los químicos

La adsorción dinámica de los químicos fue determinada a partir de pruebas de desplazamiento radial donde se utilizó una concentración de surfactante S115 de 0.6% wt y se varió la concentración del polímero P432, respectivamente. La porosidad en la primera prueba fue de 22.4 y en la segunda de 25.3. En la Tabla 9 se observa la primera prueba de desplazamiento radial con concentración de polímero de 2100 ppm, donde el mayor porcentaje de adsorción fue para el surfactante con un 33.5%.

Tabla 9. Prueba N.1 de adsorción dinámica de SP

Cantidad de químico retenido en la roca			
Producto Químico	lb/acre ft	mg/100g roca	%
S115	395	7.44	33.5
P432	113	2.13	11.6

Fuente: Laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. 2014

En la Tabla 10 se observan los resultados de adsorción dinámica para la segunda prueba de desplazamiento radial con concentración de polímero de 3000 ppm, de estas pruebas se puede corroborar que el surfactante presenta una mayor adsorción en la roca que el polímero al ser inyectado.

Tabla 10. Prueba N.2 de adsorción dinámica de SP

Cantidad de químico retenido en la roca			
Producto Químico	lb/acre ft	mg/100g roca	%
S115	543	10.62	42.8
P432	229	4.47	16.9

Fuente: Laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. 2014

2.7.3. Capacidad de intercambio catiónico

La capacidad de intercambio catiónico se da por la alteración de la composición iónica del agua en contacto con la roca del yacimiento. El mecanismo del cambio catiónico depende la fracción de arcilla en la forma multivalente. El calcio producido del intercambio catiónico está en equilibrio entre arcilla y agua del yacimiento, así como aumenta la relación Na/Ca mediante la adición de una sal, la roca reacciona para mantener el equilibrio mediante la liberación de calcio si está disponible. Desafortunadamente el calcio liberado puede hacer el surfactante más soluble en el aceite que afectaría la tensión interfacial y el comportamiento de fase. La capacidad de intercambio catiónico del núcleo fue de 1.51 meq de Ca intercambiado/100 g de roca que es relativamente bajo.

2.8. DESPLAZAMIENTO DE COREFLOOD LINEAL

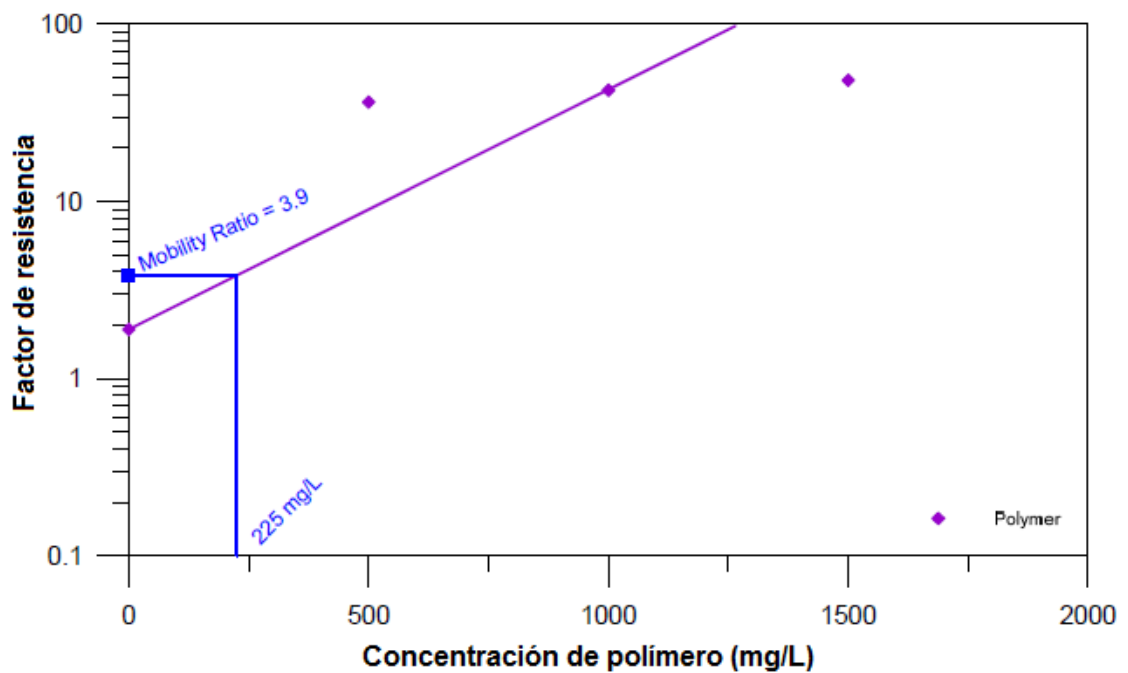
Se llevaron a cabo un desplazamiento lineal para definir las características de factor de resistencia, factor de resistencia residual representativos del campo además de la curva de permeabilidad relativa y los cambios de saturación después de la inyección de muchos volúmenes porosos de agua y soluciones químicas. La información obtenida fue utilizada para determinar un tipo de polímero apropiado para la inyección de soluciones químicas en el campo en estudio. Combinaciones de soluciones químicas inyectadas en los corefloods lineales fueron seleccionadas basadas en la evaluación fluido – fluido para el campo. Plugs de los núcleos utilizados fueron frescos y la saturación residual no fue removida de los núcleos antes de usar

2.8.1. Factor de resistencia o Reducción de movilidad

El objetivo de esta prueba es determinar cuáles polímeros pueden ser inyectados para que fluyan a través del núcleo del campo cuando se disuelven en agua de inyección no suavizada. Los polímeros P231 y P432 fueron probados a tres concentraciones donde las presiones fueron monitoreadas y calculados los factores de resistencia a cada concentración y tasa inyectada. En el anexo C se observan las gráficas de los factores de resistencia para las soluciones poliméricas disueltas en agua de inyección no suavizada las cuales desarrollaron factores de resistencia similares y, fluyen sin problema a través de la roca.

El resultado obtenido a partir del factor de resistencia es usado para estimar la concentración de polímero requerido para tener una relación de movilidad cercana a la unidad. Una forma de relacionar el factor de resistencia con la concentración de polímero es que el factor de resistencia es una viscosidad normalizada. La concentración de polímero requerida para alcanzar un factor de resistencia cercano a la unidad usando una tasa de inyección de 0.5 ft/día para el polímero P432 se observa en la Figura 16. Los resultados indican que la concentración de polímero requerida es de 225 mg/L de P432.

Figura 16. Factor de resistencia vs concentración de polímero

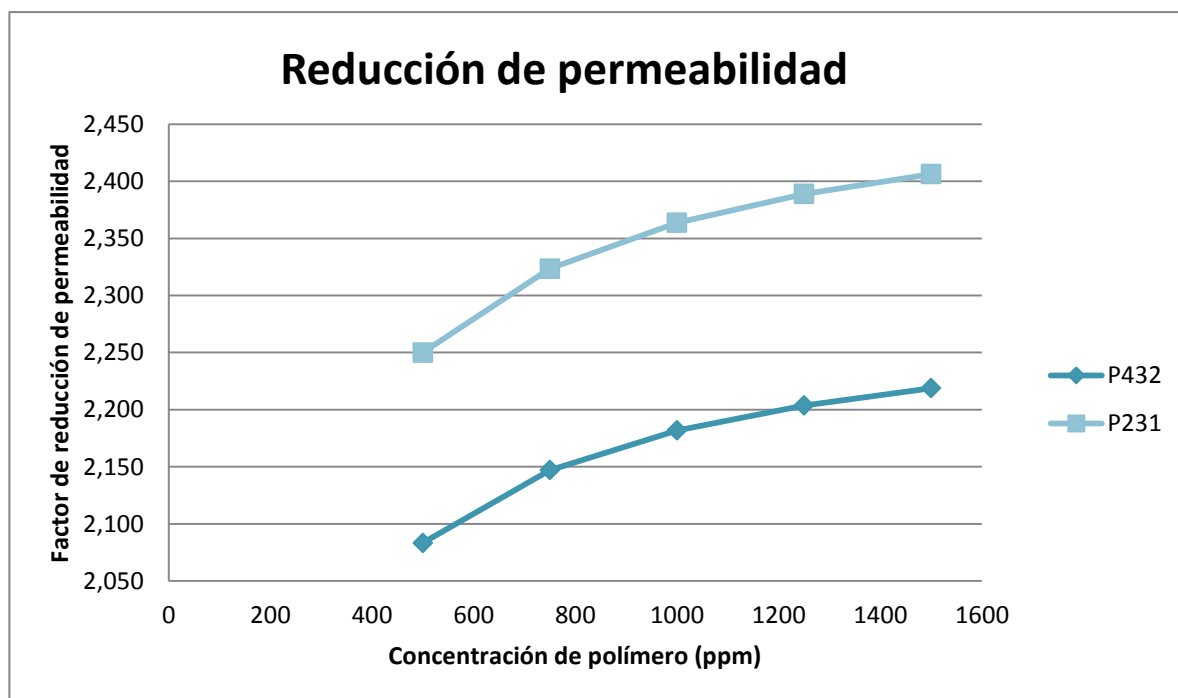


Fuente: Laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. 2014

2.8.2. Factor de resistencia residual o reducción de permeabilidad

En la Figura 17 se observa el efecto de la concentración de polímero sobre el factor de reducción de permeabilidad para los polímeros P231 y P43. Esta figura muestra que el factor de reducción de permeabilidad es función de la concentración, y esta aumenta ligeramente a un bajo rango de concentración. El polímero P231 presenta una mayor reducción de la permeabilidad que el P432.

Figura 17. Factor de reducción de permeabilidad



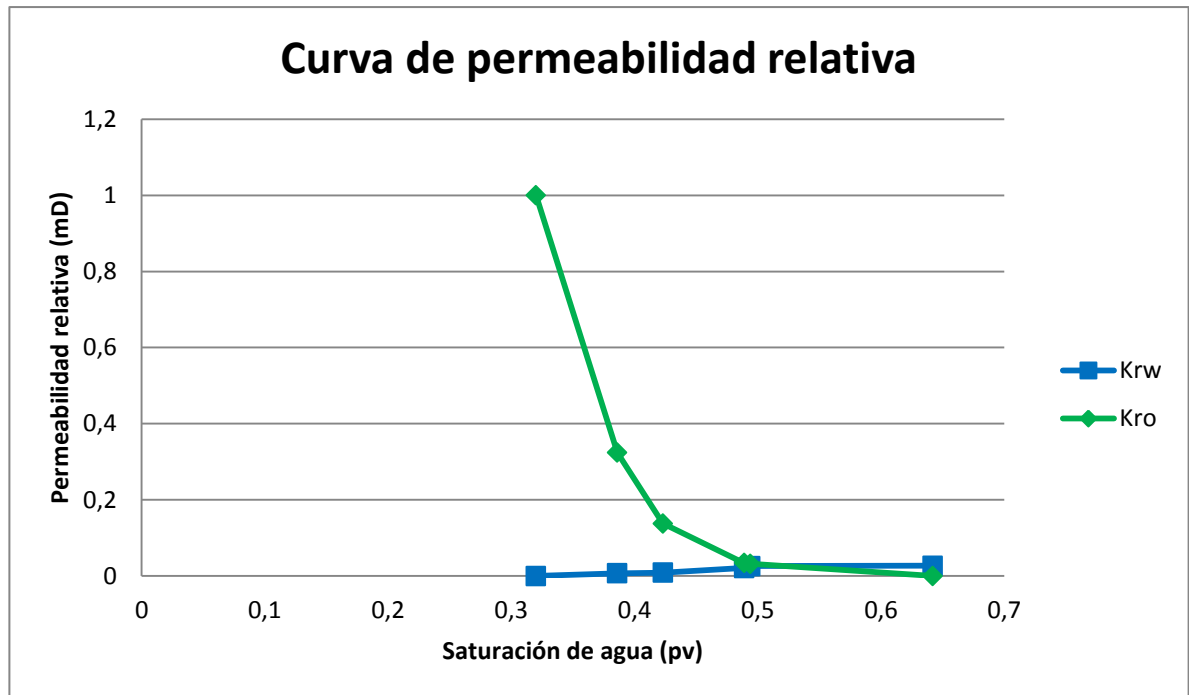
Fuente: Modified of laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. 2014

2.8.3. Permeabilidad relativa

Permeabilidades relativas de aceite – agua fueron determinadas a 62°C en estado no estable utilizando crudo y agua de producción, representativos del campo además de una adaptación computacional de la técnica estándar. En el anexo D se encuentran las condiciones del núcleo en el que fue realizada la prueba. En la Figura 18 se observa la gráfica de permeabilidad relativa con una mojabilidad preferencial al agua, que coincide con la original del yacimiento²⁵.

²⁵ SHENG, James. Modern chemical enhanced oil recovery. Theory and practice. ELSEVIER. 2011. p.319.

Figura 18. Curva de permeabilidad relativa para la inyección de surfactante - polímero



Fuente: Laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. 2014

2.8.4. Saturaciones de aceite residual

Las saturaciones de aceite residual alcanzadas en la prueba de desplazamiento para la inyección de agua e inyección de químicos teniendo en cuenta el polímero P432 y el surfactante S115 se describen en la Tabla 11. Como se puede observar la mayor reducción de la saturación de aceite residual se da con la inyección de surfactante, seguido de la inyección de polímero y por último la inyección de agua.

Tabla 11. Saturación de aceite por la inyección de agua y químicos.

COREFLOOD LINEAL		
Inicio de la inyección		CF Lineal
Saturación de aceite inicial	PV	0.68
Inyección de agua		
Agua de producción Sor	PV	0.345
Agua inyección no suavizada, Sor	PV	0.342
Inyección de polímero		
Clase de polímero		P432
Agua de inyección suavizada, Sor	PV	0.211
Inyección de químicos		
Surfactante	PV	S115
Polímero	PV	P432
Surfactante, Sor	PV	0.185

Fuente: Laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. 2014

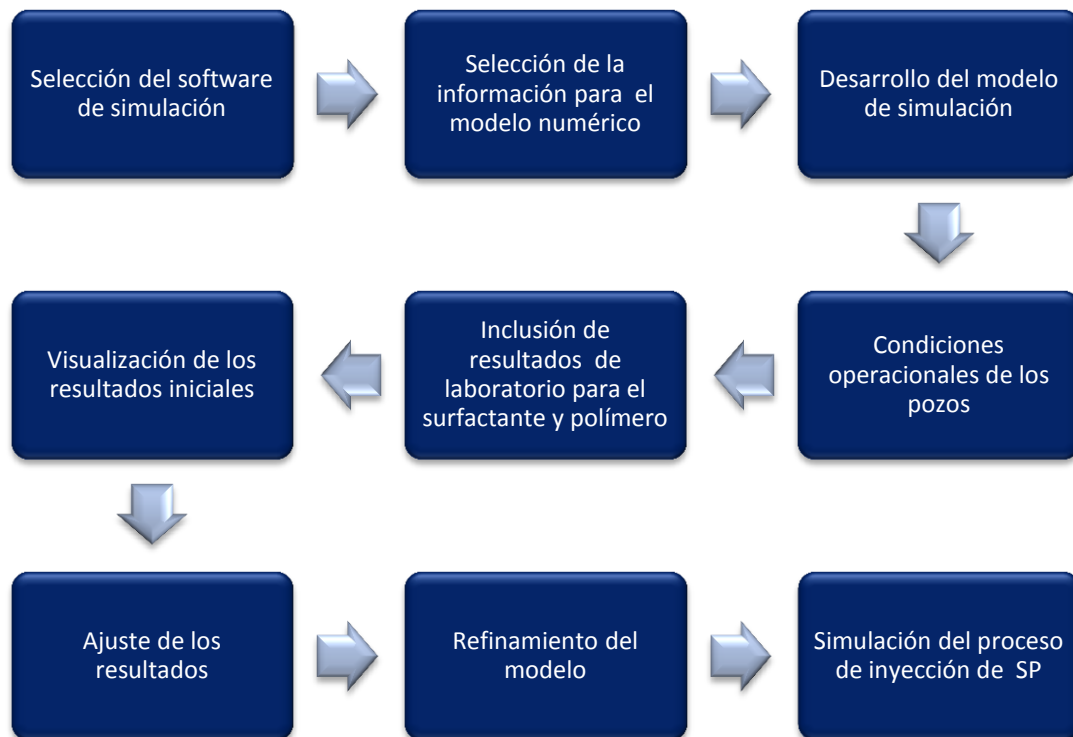
3. SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE SP

El objetivo principal del estudio consistió en analizar mediante simulación numérica el efecto de la inyección de surfactante – polímero como método recobro mejorado. Con el fin de establecer un escenario apropiado, se utilizó un patrón de cinco puntos con las propiedades estáticas y dinámicas de un campo colombiano donde se tiene inyección de agua previa, además se tuvieron en cuenta los parámetros de screening del proceso.

3.1. METODOLOGIA DE SIMULACION

Para un desarrollo adecuado del estudio de simulación se utilizó la siguiente metodología dividida en dos partes: primero el desarrollo de un modelo de simulación donde se definieron las propiedades y todas las variables necesarias para representar un proceso de surfactante - polímero. La segunda consistió en el análisis de las principales variables operacionales y de yacimiento que intervienen en el proceso con se observa en la Figura 19.

Figura 19. Metodología de trabajo utilizada para la realización del estudio de simulación numérica



3.2. SELECCIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN

Existen diferentes simuladores de yacimientos que pueden ser implementados con el fin de modelar los procesos de recobro mejorado con químicos como son STARS de CMG, ECLIPSE 100 de Schlumberger, REVEAL de Petroleum Experts, y UTCHEM de la Universidad de Texas. Esta investigación se enfoca en el simulador CMG – STARS debido a sus aplicaciones a nivel mundial y el estado del arte en la simulación de procesos de inyección de químicos, tales como SP.

Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

Es un simulador de yacimientos composicional, térmico e isotérmico, químico y geomecánico empleado para analizar yacimientos estimulados por químicos e ideal para modelar procesos de recuperación avanzada que implican la inyección de vapor, solventes, aire y químicos²⁶. Sirve para modelar el flujo trifásico y fluidos multicomponentes, fue desarrollado por la compañía CMG (Computer Modelling Group). En el anexo E se presenta un cuadro comparativo de dos herramientas de simulación que representan un proceso de inyección de químicos.

3.3. MODELO QUIMICO DEL POLÍMERO

De acuerdo a las pruebas de laboratorio obtenidas para el estudio fue seleccionado el polímero P432, para el cual se tienen en cuenta diferentes parámetros para definir su modelo químico como son: concentración del polímero, la viscosidad, adsorción en la roca, reducción de permeabilidad, volumen poroso inaccesible, etc. Estos son parámetros claves para controlar un desplazamiento eficiente de polímero y a continuación se encuentran detallados cada uno de ellos para su inclusión en el simulador CMG.

En el anexo F se encuentra una descripción del modelo químico utilizado para definir la inyección de polímero y de surfactante en dos diferentes herramientas de simulación como son CMG y UTCHEM.

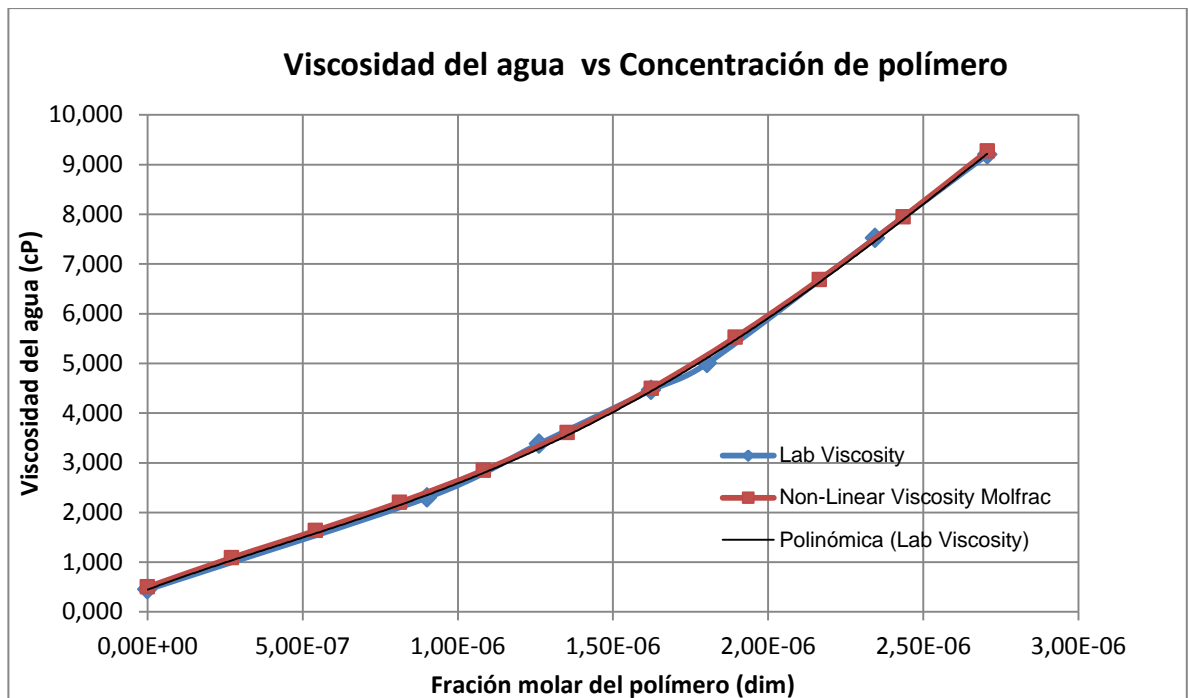
²⁶ CMG. Simulación de inyección de químicos utilizando STARS. Chemical Flooding Simulation. 2011

3.3.1. Viscosidad del polímero:

En CMG-STAR5, la regla de mezcla no lineal es aplicada para calcular la viscosidad del polímero de la siguiente forma:

$$\ln \mu_p = f(X_a) \ln \mu_a + \frac{1 - f(X_a)}{1 - X_a} \sum_{i \neq a} X_i \ln \mu_i \quad \text{Ecuación 26}$$

Donde X_a es la fracción molar de los componentes, $f(X_a)$ es la función de mezcla la cual depende de la viscosidad del componente X_a . En este simulador no se tiene en cuenta el efecto de la salinidad y dureza sobre la viscosidad del polímero.



Fuente: Autor

La Ecuación 26, permite definir la regla de mezcla para la viscosidad del polímero a partir de la medida de esta tomada en laboratorio a diferentes concentraciones, donde se obtienen los once valores a ingresar en la data de simulación junto con la fracción molar mínima y máxima para la función de la regla de mezcla.

3.3.2. Adsorción del polímero:

La adsorción del polímero se representa a partir de la máxima adsorción del polímero en la roca definida en el capítulo anterior y un nivel de adsorción residual que para el caso de los polímeros no aplicaría ya que estos presentan una adsorción irreversible y sería el mismo valor de la adsorción máxima. Además de estos dos parámetros en CMG-STARs se usan las isothermas de Langmuir para calcular la adsorción del polímero como una función no lineal de la salinidad y la fracción molar del polímero en la fase acuosa,

$$ad = \frac{(tad1+tad2*xnacl)*ca}{1+tad3*ca} \quad \text{Ecuación 27}$$

Dónde, xnacl es la salinidad, CA es la fracción molar del polímero en la fase acuosa, y tad1, tad2, tad3 son parámetros de entrada. Los valores de tad1, tad2, tad3 encontrados para el polímero P432 son: Tad1= 3.219, Tad2=0, y Tad3= 2.1096237E+06.

3.3.3. Factor de resistencia residual

En el modelo utilizado en STARs, la reducción de permeabilidad está relacionada a la adsorción o entrapamiento mecánico el cual puede causar un bloqueo o reducción en la permeabilidad como se describe en las siguientes expresiones:

$$AKW(I) = \frac{AK(I)K_{rw}}{RKW(I)} \quad \text{Ecuación 28}$$

$$RKW = 1 + \frac{(RRFT - 1)AD(C, T)}{ADMAXT} \quad \text{Ecuación 29}$$

Dónde, AK es permeabilidad, RRFT es factor de resistencia residual, AD(CT) es la isoterma de adsorción, y ADMAXT es la máxima capacidad de adsorción de la roca, y RKW es la reducción de permeabilidad.

Este valor de RWK para este estudio fue determinado a partir de pruebas experimentales donde el valor ingresado al simulador fue el promedio de los tres datos obtenidos a tres diferentes concentraciones medidas que arroja un factor reducción de permeabilidad de 2.

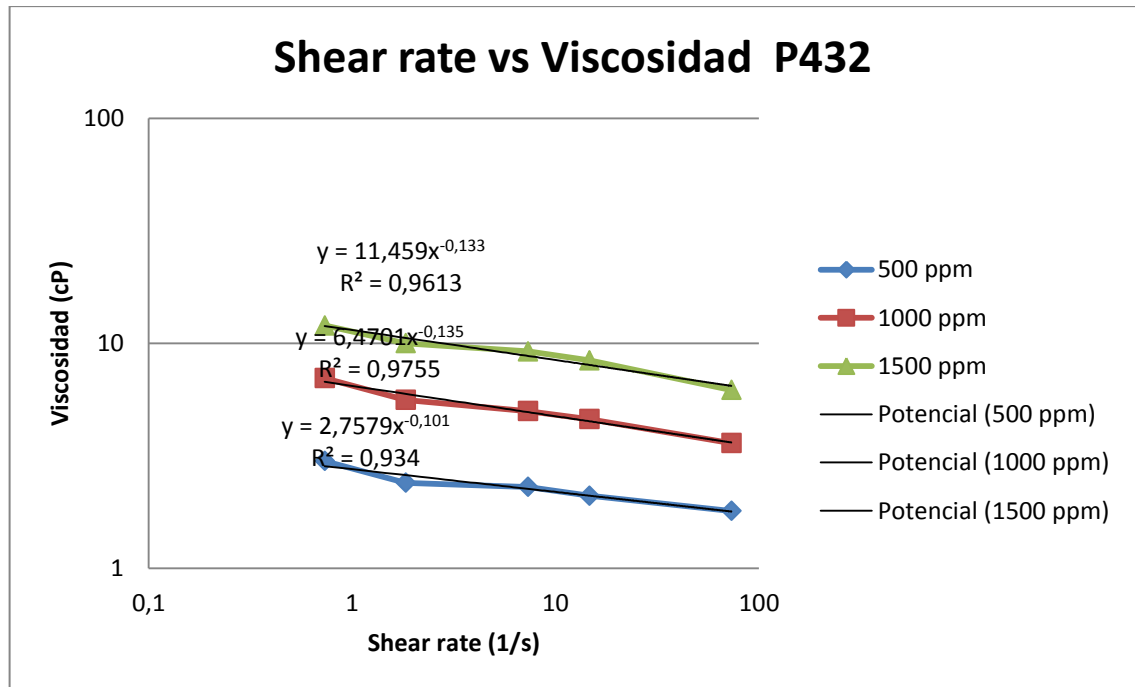
3.3.4. Reología del polímero:

Para CMG – STARS, el efecto de corte puede ser incluido en un formato de tabla el cual relaciona la viscosidad del polímero para la velocidad del fluido. La velocidad del fluido puede ser calculada con la ecuación de Blake - Kozeny²⁷, así:

$$\dot{\gamma}_{eq} = \frac{\dot{\gamma}_c |u|}{\sqrt{k k_r \phi S_l}} \quad \text{Ecuación 30}$$

Donde $\dot{\gamma}_c$ es el coeficiente de la tasa de corte que incluye un efecto no ideal y es igual a 4.8. En el estudio se contaba con los datos experimentales donde se relaciona la viscosidad del polímero a diferentes esfuerzos de corte y se determinó el n_{thin} a partir de las pendientes registradas en la Figura 20 para las tres concentraciones de polímero este valor fue de 0.877 que se encuentra dentro del rango permitido para este parámetro además se tomó como referencia la velocidad de Darcy para el efecto del esfuerzo de corte.

Figura 20. Reología del polímero



Fuente: Autor

²⁷ Sorbie, 1991

3.3.5. Volumen poroso accesible

En cuanto al volumen poroso inaccesible se determinó que no se debe expresar en unidades de ug/g y si en unidades de % de VP. El volumen poroso inaccesible es de 60% del VP a condición de S_w 100% y 22% del VP a SOR. Los datos que fueron ingresados en el modelo de simulación corresponden a los de saturación de aceite al 100% ya que representa el comportamiento real de campo.

3.4. MODELO QUIMICO DEL SURFACTANTE

Con el surfactante la tensión interfacial puede ser reducida desde 30 dinas/cm en una inyección de agua típica a 10^{-2} dinas/cm, que se traduce en una reducción significativa en la saturación de aceite residual (Green y Willhite, 1998). Entendiendo la relación entre la estructura del surfactante y su rendimiento, las formulaciones de surfactante son desarrolladas para que den resultados representativos incluso en yacimientos con alta salinidad y temperatura²⁸. A continuación se describen los parámetros a ser utilizados en la simulación para definir el surfactante

3.4.1. Viscosidad de la microemulsión

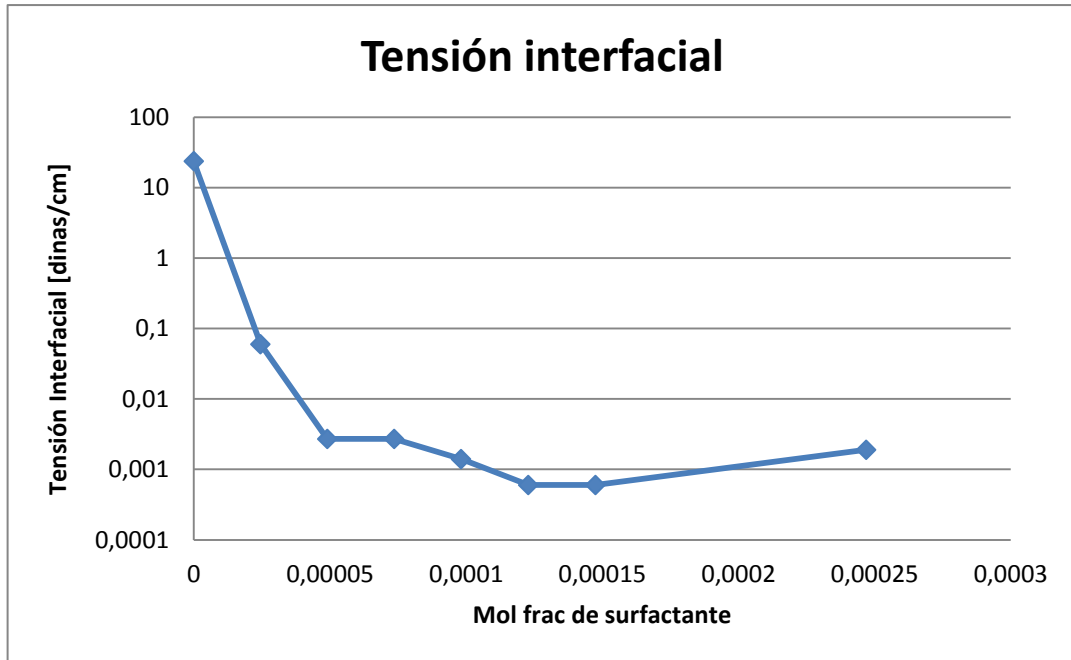
Una microemulsión (ME) es una mezcla estable termodinámicamente de agua, aceite, surfactante y co-surfactante donde a ciertas condiciones de temperatura, presión, y salinidad pueden formar una fase separada. Esta no es una opción para la fase de microemulsión o de viscosidad del surfactante para el simulador CMG – STARS ya que asume que la solución de surfactante tiene la misma viscosidad que el agua.

3.4.2. Tensión interfacial

En el caso del simulador CMG-STARS se ingresa en la data una tabla con los datos de tensión interfacial como una función de la concentración de surfactante expresada en términos de fracción molar como se observa en la Figura 21.

²⁸ Solairaj et al., 2012; Lu et al., 2012.

Figura 21. Fracción molar del surfactante vs tensión interfacial



3.4.3. Comportamiento de fase

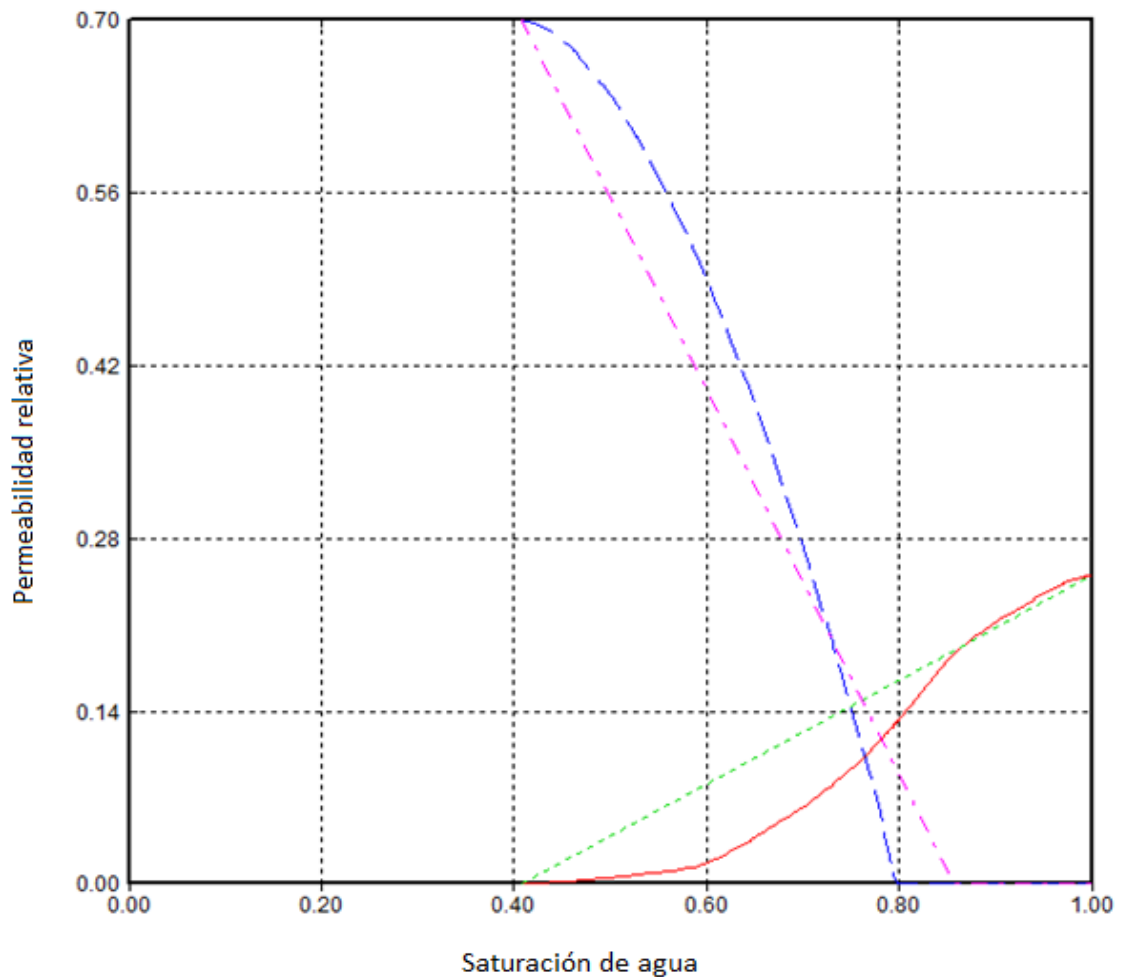
El comportamiento de fase de un surfactante a condiciones de yacimiento es muy complicado debido a muchos factores que influyen en su comportamiento. Healy y Reed (1974) mostraron que el comportamiento de fase depende fuertemente de la salinidad de la salmuera y existen tres tipos diferentes siendo Tipo I, Tipo II y Tipo III.

En CMG –STARS no hay fase de microemulsión y el efecto de la sal sobre el comportamiento de fase no es modelado. Sin embargo, hay dos opciones para especificar el particionamiento del surfactante entre las fases en CMG – STARS. El primero es irreversible lo que significa que el surfactante no puede disolverse de nuevo en el agua y el segundo es reversible lo que indica que el surfactante puede disolverse nuevamente dentro del agua.

3.4.4. Reducción de la saturación de aceite

Con la inyección del surfactante las curvas de permeabilidades relativas tienden a incrementar a medida que disminuye la tensión interfacial o incrementa el número capilar. Con la reducción de la IFT, las curvas de permeabilidad relativa llegan a ser más como líneas rectas con exponentes cercanos a 1. En la Figura 22 se observan los dos set de curvas de permeabilidad relativa utilizadas, donde las líneas de color azul (kro) y roja (krw) corresponden al set # 1 de las curvas base del modelo sin intervención de químicos. El set # 2 está conformado por las curvas de color rosado (kro) y verde (krw) que representan la reducción en la saturación de aceite residual por la acción del surfactante.

Figura 22. Cambio en las curvas de permeabilidad relativa



Fuente: Computer Modelling Group, CMG – STARS.

3.5. SECTOR MODEL DEL CAMPO COLOMBIANO

Se desarrolló un Sector Model para la simulación numérica de la inyección de surfactante – polímero, en este modelo se tuvieron en cuenta las propiedades estáticas y dinámicas de un patrón de cinco puntos invertido de un campo Colombiano que presentaba inyección de agua previa. De acuerdo a los objetivos de este trabajo de investigación se va a utilizar un modelo numérico en el simulador STARS de la compañía CMG para analizar los resultados de la inyección de químicos y entender los mecanismos de desplazamiento causados por la inyección en el medio poroso.

Mediante la definición del Sector Model considerando las propiedades petrofísicas de yacimiento similares al modelo estático original de simulación del campo en estudio, se inyecta un determinado volumen de solución a desplazar, obteniendo como resultados preliminares el comportamiento de propiedades como la producción acumulada de aceite (bbl), producción instantánea de aceite (bpd), presión promedio del yacimiento, así como el factor de recobro y corte de agua.

Se tienen en cuenta diferentes sensibilidades para ajustar algunos parámetros de entrada al simulador para así lograr un comportamiento apropiado de la presión y los fluidos del yacimiento y contar con un grid de simulación representativo del caso base de inyección de agua sobre el que se efectuarán los diferentes desplazamientos con químicos.

3.5.1. Modelo base de simulación de un campo colombiano

Las características y propiedades utilizadas como base para el desarrollo del modelo de simulación se tomaron a partir del modelo original del campo colombiano en estudio, el cual se considera el modelo guía para el desarrollo del Sector Model en esta investigación. A partir de este Sector Model se evaluará el proceso de inyección de químicos y surfactante; sus propiedades de roca y fluido se describen en la siguiente tabla:

Tabla 12. Características generales y propiedades roca-fluido del campo colombiano en estudio

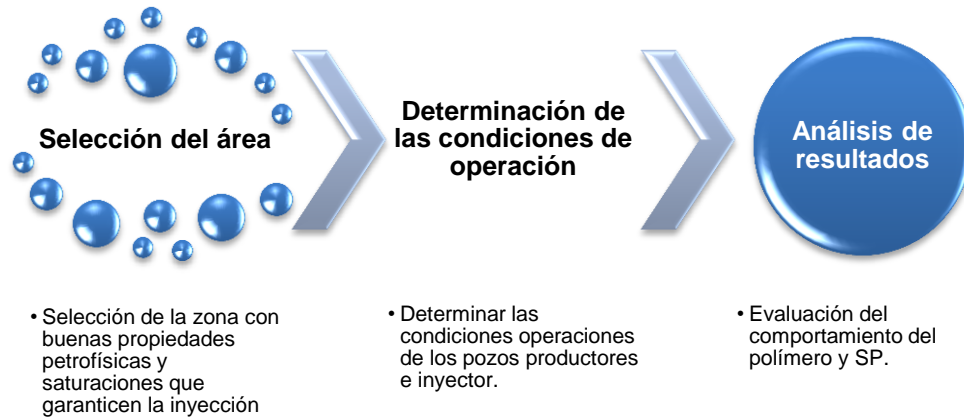
CAMPO COLOMBIANO DEL MAGDALENA MEDIO	
Características Generales	
Espesor neto (ft)	420
Profundidad (ft)	7300
Temperatura del yacimiento (F)	138
Presión inicial del yacimiento (psi)	3250
Presión actual del yacimiento (psi)	1500
Litología	Arenisca arcillosa
Ambiente deposicional	Fluvial
Método de producción actual	Acuífero, expansión de gas en solución, segregación gravitacional
Características de los Fluidos	
Viscosidad del aceite (cp)	20
Gravedad API del crudo (Grados API)	20.5
Saturación inicial de aceite (%)	57
Saturación actual de aceite (%)	51
Saturación inicial de agua (%)	30-35
Saturación actual de agua (%)	33
Factor Volumétrico del aceite inicial (RB/STB)	1.12
Bo Actual(RB/STB)	1.08
Características de Roca	
Permeabilidad (mD)	105
Porosidad (%)	20

Fuente: Plan de desarrollo del campo colombiano. ICP - ECOPETROL

3.5.2. Metodología de selección del Sector Model

La metodología de selección del patrón para evaluar la inyección de surfactante y polímero, se llevó a cabo, teniendo en cuenta principalmente las propiedades de los fluidos y de la roca del yacimiento, las fallas y acuíferos que conforman el modelo, así como el número de pozos perforados necesarios para tener un patrón de cinco puntos para el inicio de la simulación, entre otros. A continuación se detalla la metodología utilizada para determinar el área del patrón para la evaluación.

Figura 17. Metodología de selección del patrón de inyección

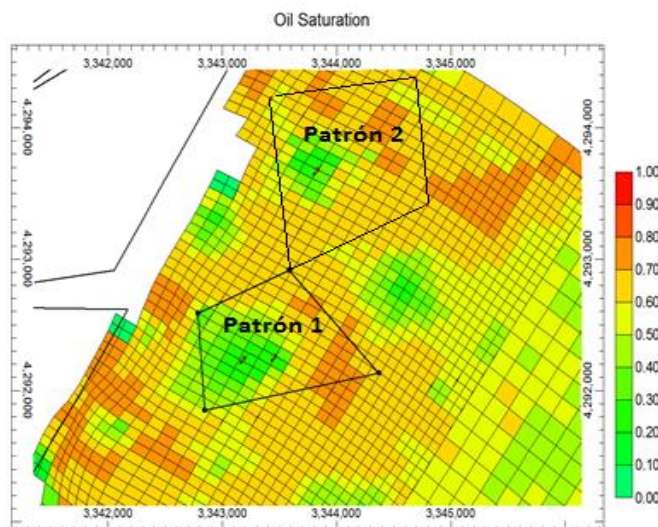


Fuente: Autor

3.5.3. Desarrollo del modelo de simulación

En la selección del patrón a ser tenido en cuenta para la evaluación del proceso de inyección de químicos, se tuvieron en cuenta dos patrones que se encontraban alejados de la falla principal que atraviesa el campo y sus propiedades petrofísicas de porosidad y permeabilidad eran apropiadas de acuerdo al screening del proceso. Se encontraban ubicados en la parte central del campo donde la distribución de saturación de aceite es alta y esta fue la principal razón de selección de estos dos patrones. En la Figura 23 se observa la ubicación y distribución de aceite de los dos patrones seleccionados.

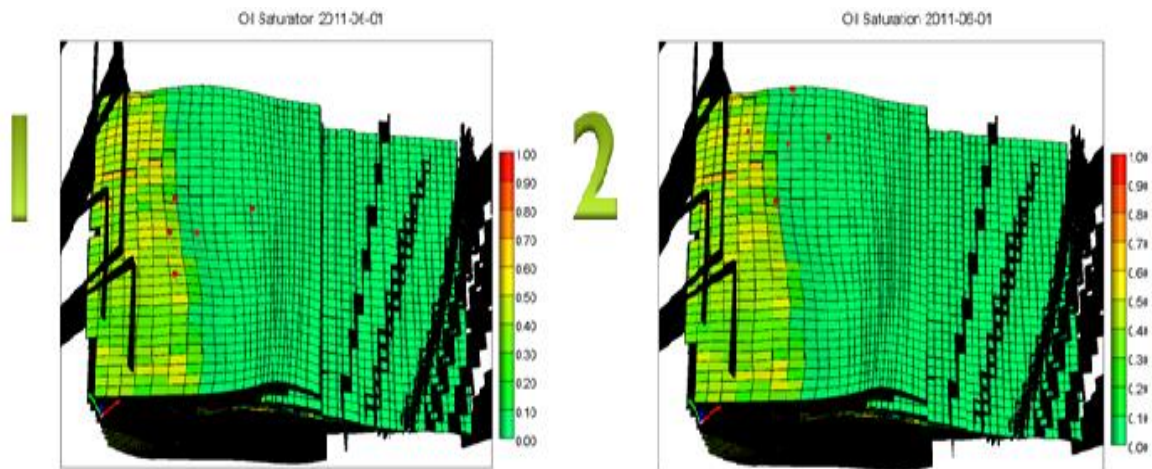
Figura 23. Distribución de la saturación de aceite



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 24 se observa la ubicación de los patrones seleccionados inicialmente como potenciales candidatos a la inyección de químicos, donde el patrón 2 no va ser tenido en cuenta para la evaluación del proceso debido a la cercanía de uno de sus pozos productores a una falla geológica y otro de sus pozos a los límites del modelo, ya que esto podría influir en las propiedades de presión del yacimiento y en el flujo de fluidos de esos pozos productores.

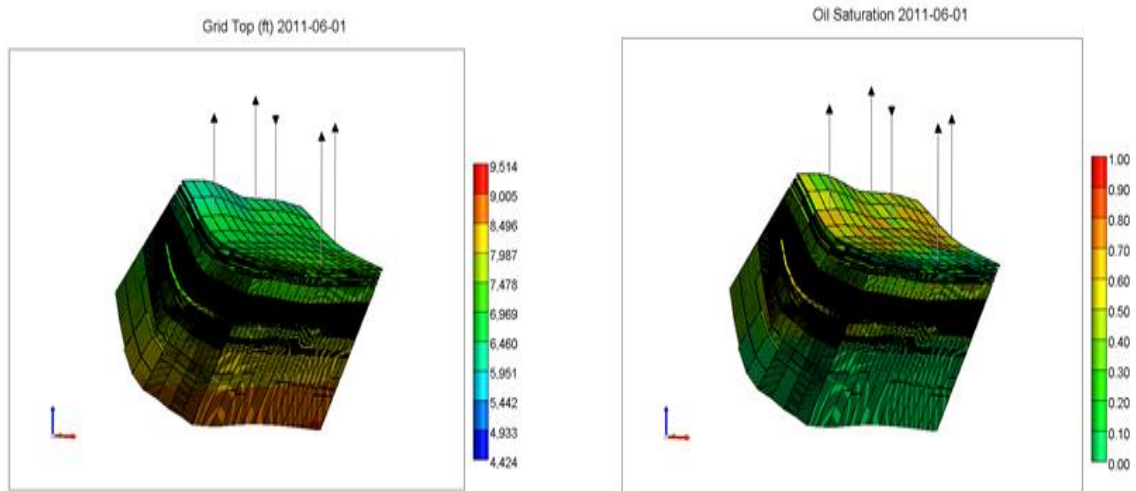
Figura 24. Ubicación del patrón de inyección



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

Se seleccionó la opción uno ya que este representa un patrón de cinco puntos invertido con área aproximada de 50 acres y un espesor de 300 ft a una profundidad menor de 8000 ft y una ubicación más alejada de la falla principal del campo. Después de definir el patrón para la evaluación del proceso de inyección, se procedió a realizar un corte al modelo original y un posterior escalamiento (ver Figura 25) para extraer las propiedades estáticas y dinámicas por celda.

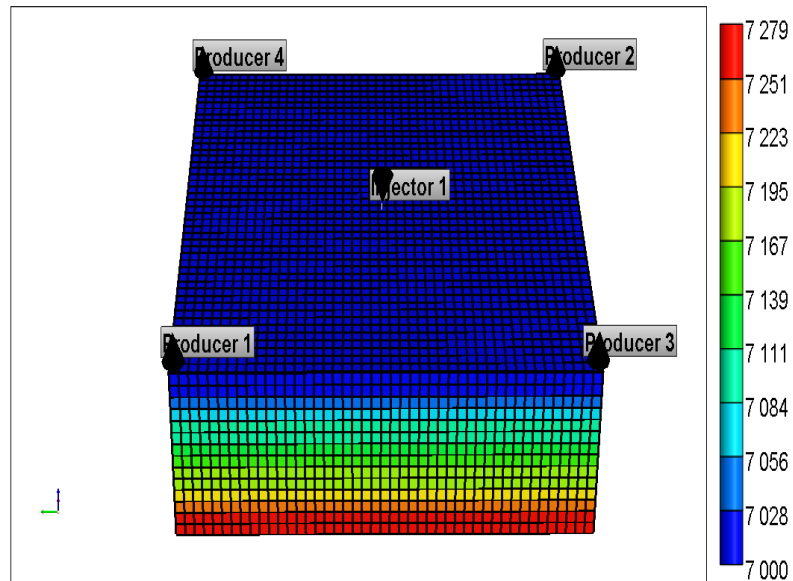
Figura 25. Corte del Sector Model de simulación



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

Para este estudio se desarrolló un Sector Model a partir de las condiciones iniciales del modelo original del campo. El modelo consiste de un patrón de cinco puntos invertido, con dimensiones de 45 X 45 X 14 celdas en la dirección X, Y, y Z, respectivamente, dando un total de 28350 celdas, y un área de 20 acres como se observa en la Figura 26.

Figura 26. Enmallado de simulación vista 3D

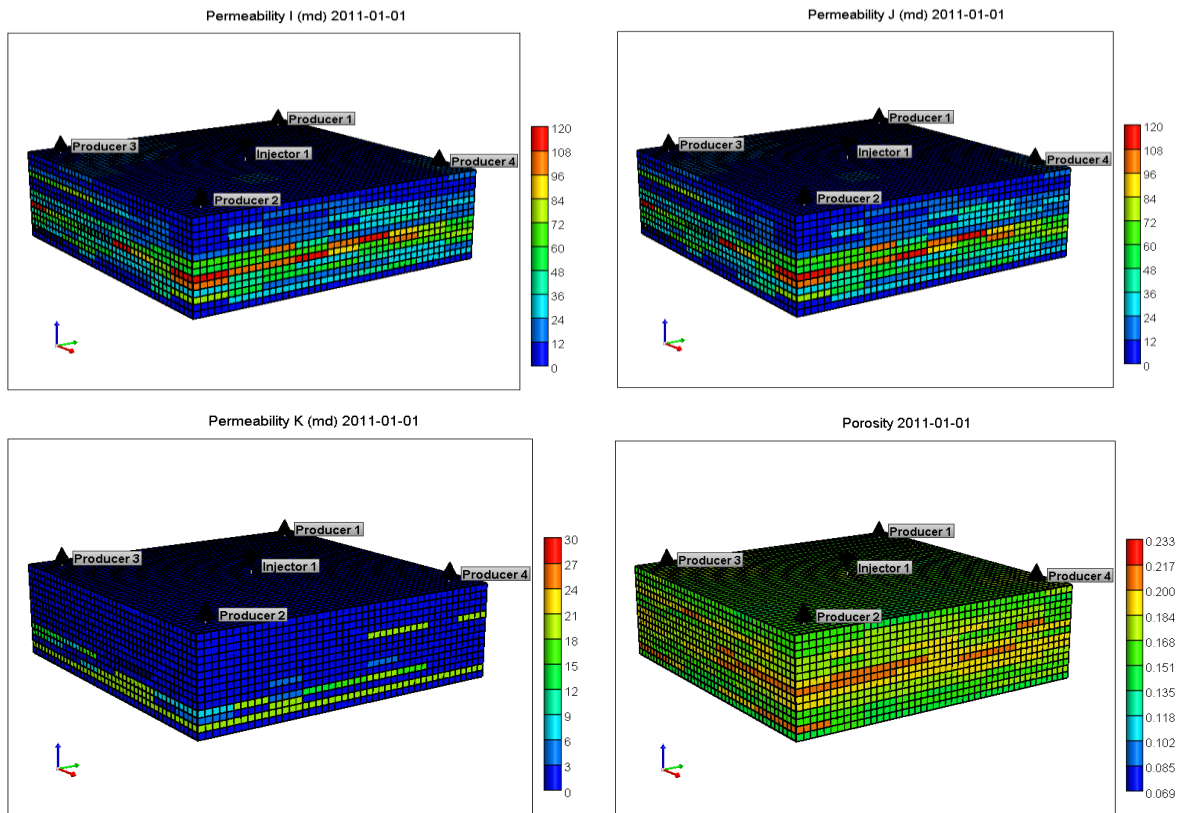


Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

3.5.4. Heterogeneidad del yacimiento y propiedades dinámicas

Para representar la heterogeneidad del yacimiento las propiedades estáticas originales de permeabilidad y porosidad fueron tomadas y ajustadas a las dimensiones mencionadas anteriormente e incluidas por celda al Sector Model. En la Figura 27 se observa la distribución de permeabilidad en la dirección i , j y K al igual que la porosidad en el Sector Model.

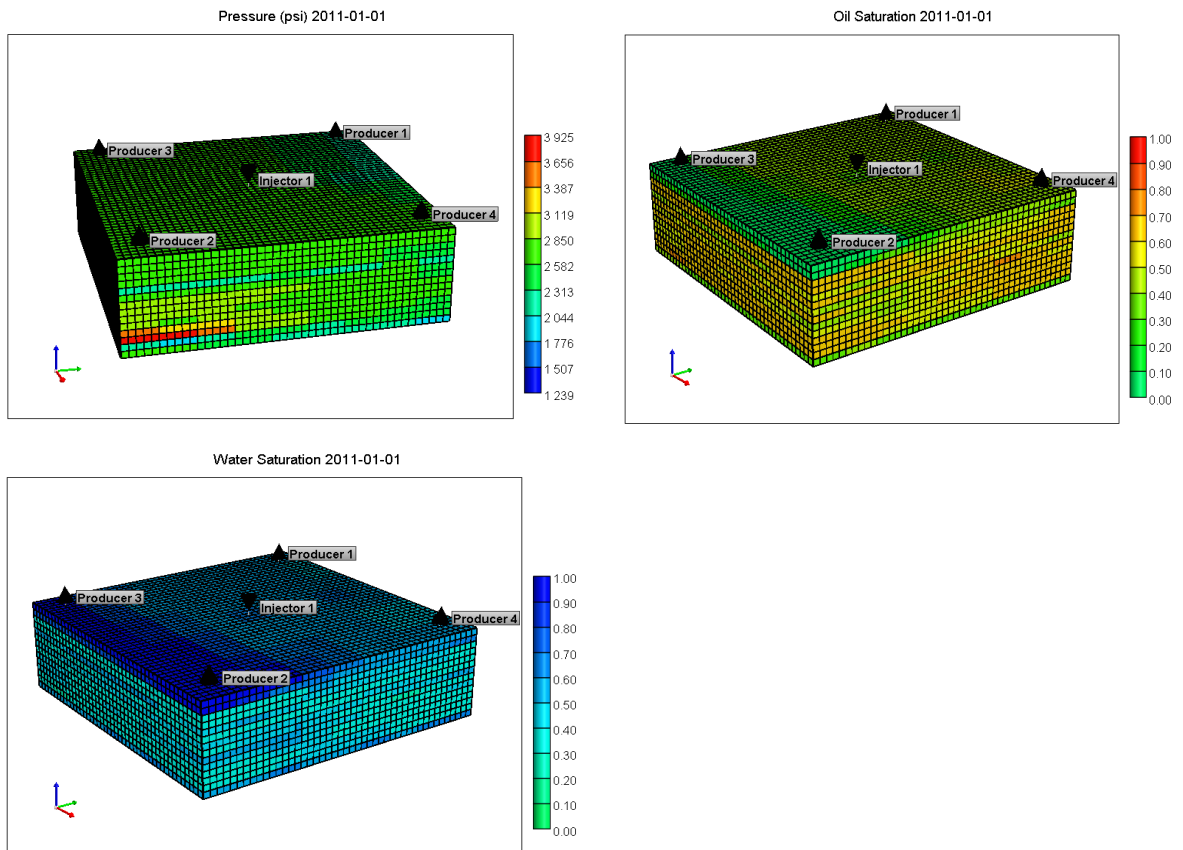
Figura 27. Distribución de permeabilidad y porosidad en el Sector Model



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 28 se observa la distribución de saturación de agua y aceite junto con la distribución de presión por celda para el Sector model. Las 14 capas en Z representan la secuencia original del yacimiento ya que se realizó un escalamiento y poseen el mismo espesor neto.

Figura 28. Distribución de saturación de aceite, agua y presión en el Sector Model

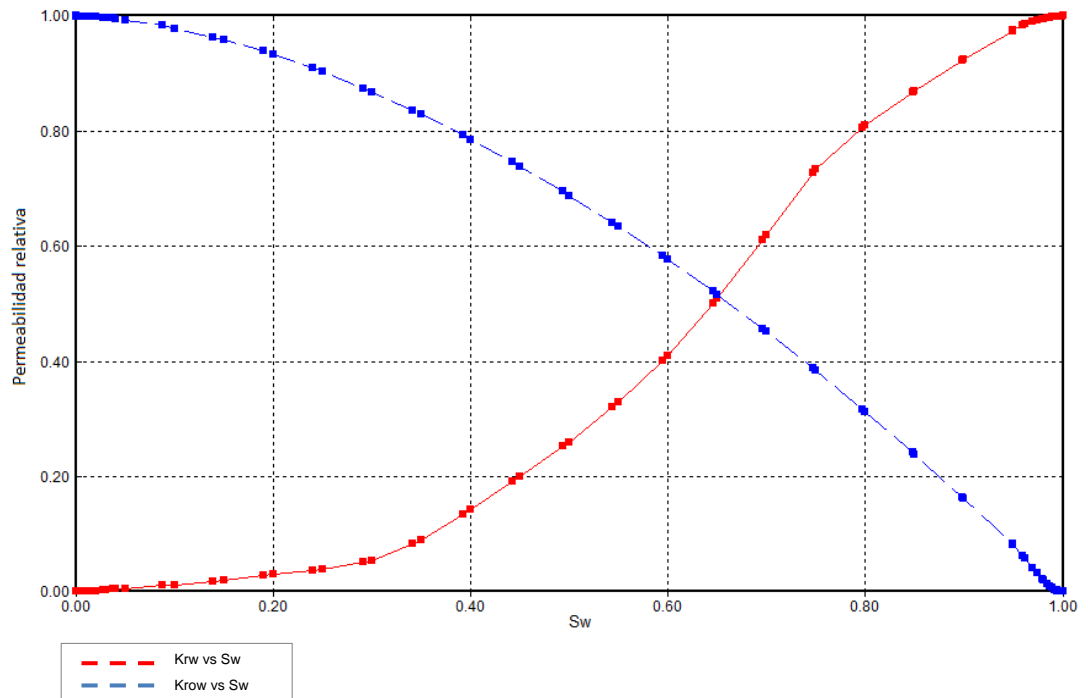


Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

3.5.5. Propiedades de los fluidos

Las propiedades de los fluidos juegan un papel muy importante en la selección y el esquema de desarrollo de cualquier proceso de recobro mejorado. Las propiedades resultantes de la interacción roca - fluido dan una idea del comportamiento del movimiento de los fluidos en el yacimiento, estos datos son la base de los modelos numéricos para la predicción del comportamiento de cualquier proceso de recobro mejorado.

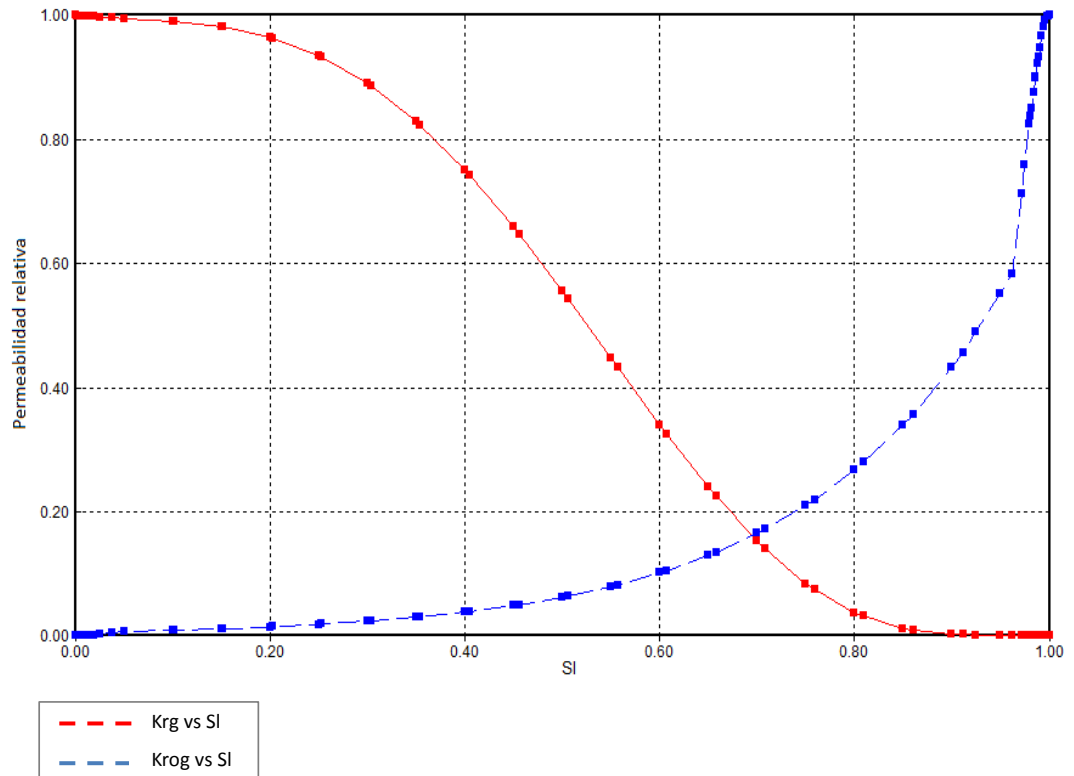
Figura 29. Curva de permeabilidad relativa Agua - Aceite



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

De acuerdo al comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa (figura 29 y 30) se puede clasificar el yacimiento como mojado por agua, lo cual favorece el desplazamiento del petróleo por agua, este efecto es positivo al inyectar polímero o surfactante ya que la inyección de estas soluciones de químicos se considera como una inyección de agua mejorada.

Figura 30. Curva de permeabilidad relativa Gas - líquido

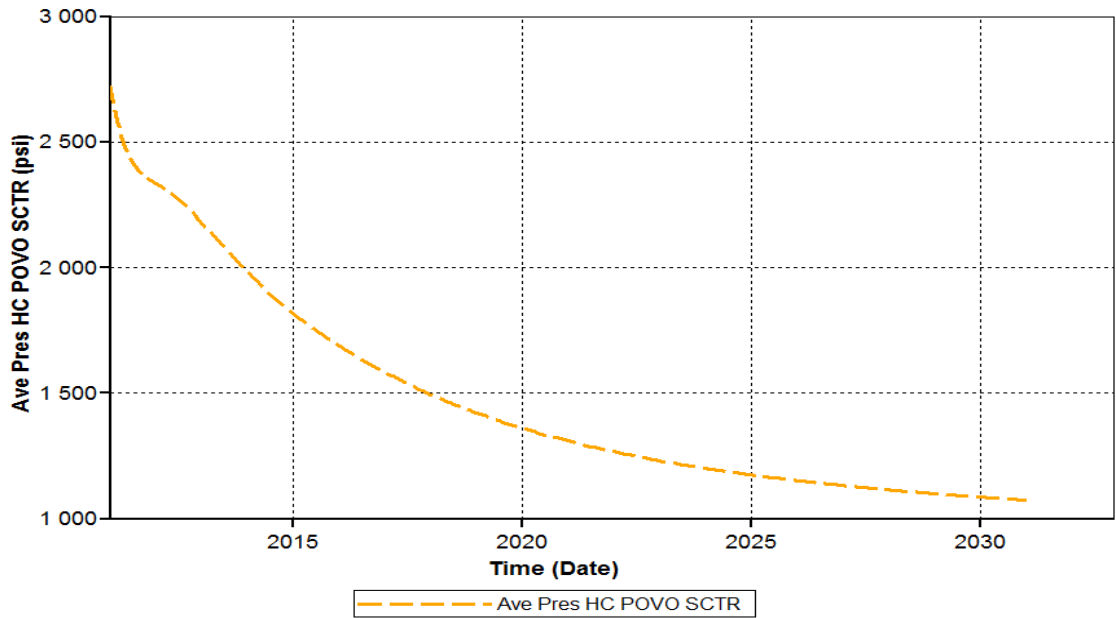


Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

3.5.6. Presión de yacimiento

El perfil de la presión promedio del yacimiento en el Sector Model, se observa en la Figura 31 donde se tiene un comportamiento adecuado de la misma, ya que no se tiene una caída drástica en la presión y se pueden obtener resultados representativos del proceso de inyección de agua o de químicos.

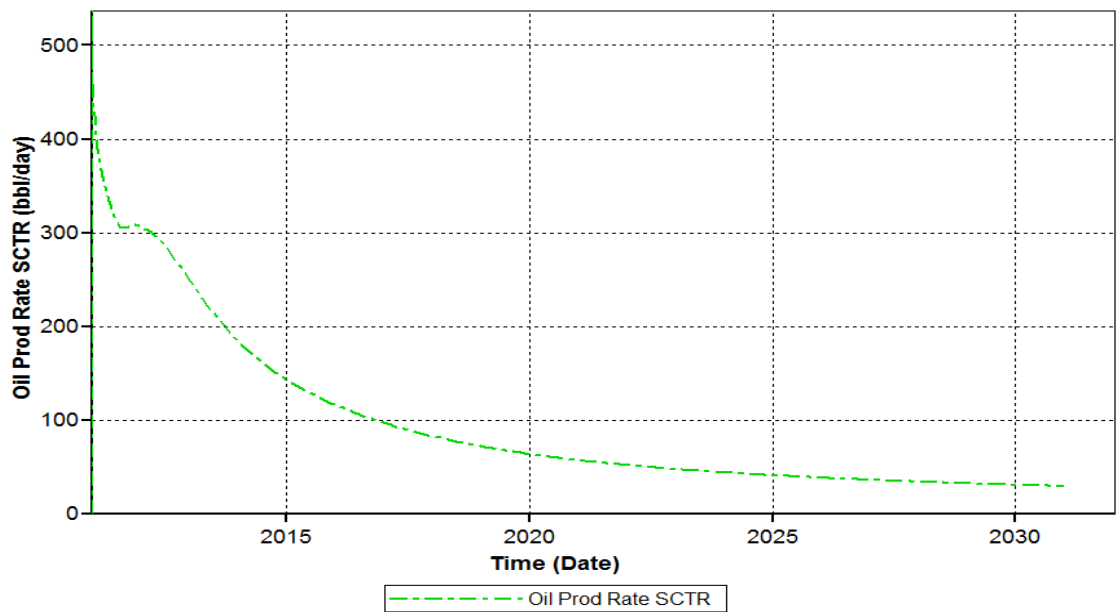
Figura 31. Comportamiento de la presión del yacimiento en el Sector Model



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 32, se observa el comportamiento en la producción de aceite en el Sector Model (Línea rosada), alcanzado utilizando el anillo de confinamiento para el mantenimiento de presión.

Figura 32. Comportamiento de la producción de aceite del Sector Model con anillo de confinamiento



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

3.5.7. Condiciones iniciales

Considerando las propiedades petrofísicas del Sector Model desarrollado para un patrón de cinco puntos del modelo original del campo se procede a identificar las condiciones iniciales del mismo, las cuales se describen en la Tabla 13.

Tabla 13. Condiciones iniciales del modelo de simulación

CONDICIONES INICIALES	
T, (°F)	146
Profundidad, (Pies)	7000
Espesor, (Pies)	300
Área, (Acres)	20
Dimensiones	Ni:45; Nj:45; Nk:14
Número de celdas totales	28350
Volumen poroso total en el Sector Model (bbl)	6,318,183
Volumen total de aceite en el Sector Model (bbl)	3,74201e+7

Fuente: Autor

3.5.8. Refinamiento cartesiano del modelo

En la representación de cualquier proceso de recobro mejorado es conveniente a menudo hacer refinamiento de ciertas zonas del modelo de simulación, que consiste en aumentar el número de celdas con el objetivo de representar de forma más exacta los fenómenos que ocurren en yacimiento, esto se realiza principalmente donde se encuentran los pozos productores e inyectores, donde ocurren los cambios más grandes de saturación y presión, se debe tener cuidado de no dividir el yacimiento en celdas muy pequeñas ya que aumentaría el tiempo de cómputo y la memoria utilizada.

En la Figura 33, se observa el modelo sin y con refinamiento de tipo cartesiano de $2i \times 2j \times 1k$. Se realizó una sensibilidad a la ubicación del refinamiento donde inicialmente se tomaron las celdas que contienen los pozos productores e inyectores teniendo en cuenta todo el grid y otro hasta donde están los pozos productores y no sus alrededores, al igual que un modelo donde el refinado se tenía solo contando los alrededores del pozo inyector. Esta sensibilidad se hizo con el fin de determinar cuál refinamiento seleccionar

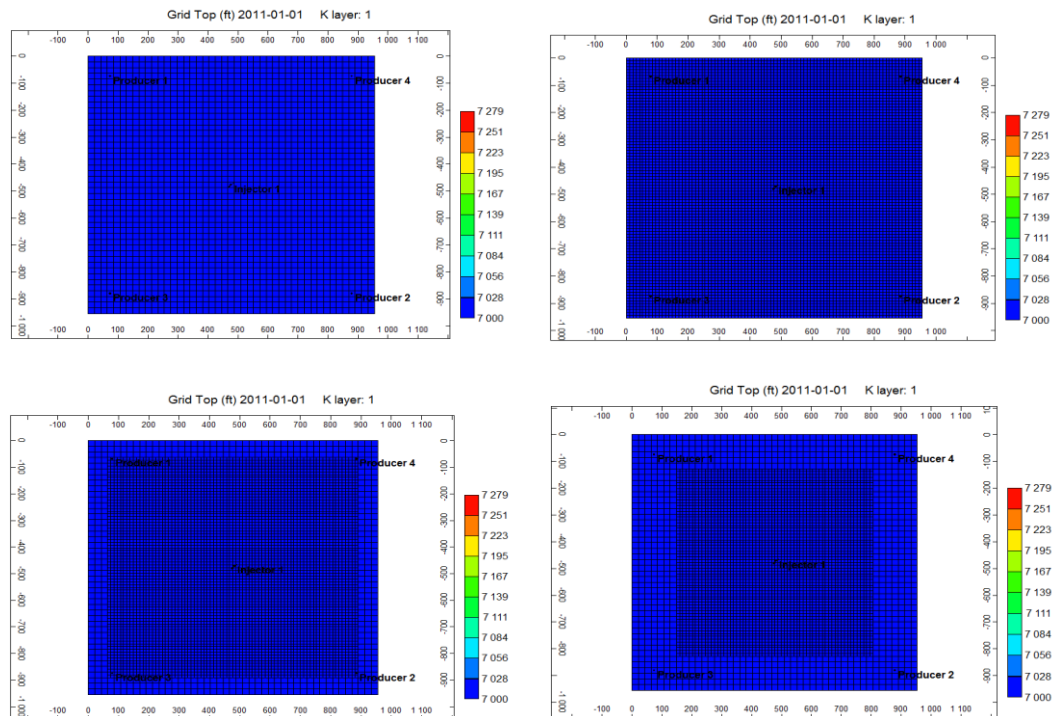
teniendo en cuenta los resultados obtenidos junto con la duración de la corrida y la cantidad de memoria utilizada, como se observa en la Tabla 14.

Tabla 14. Resultados de la sensibilidad del refinamiento del modelo

Refinamiento	Tiempo de computo	Uso de memoria PC
SM Sin Refinamiento	11 min, 58 sec	1.72 GB
SM Refinado 1: Todas las celdas, pozos productores e inyector.	4 hr, 3, min, 21 sec	8.16 GB
SM Refinado 2: Hasta la ubicación de los pozos productores e inyector.	1 hr, 15 min, 4 sec	6.57 GB
SM Refinado 3: Alrededor del pozo inyector, sin productores.	1 hr, 1 min, 58 sec	4.98 GB

Fuente: Autora

Figura 33. Refinamiento cartesiano del modelo de simulación



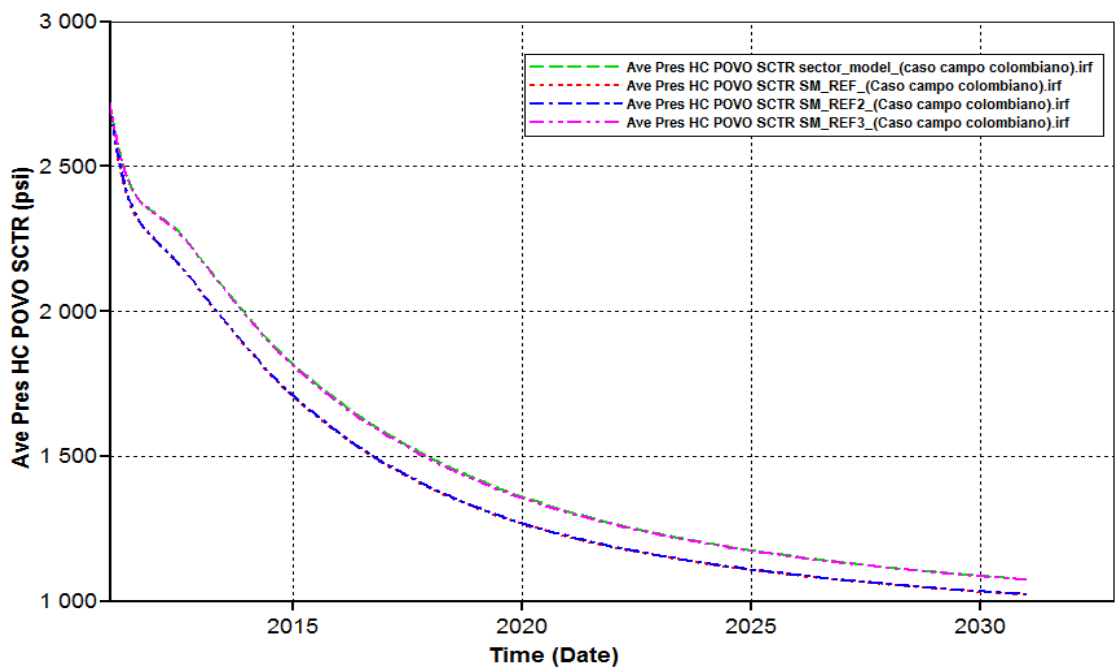
Fuente: Generalized Equation of State Model Compositional Reservoir Simulator (GEM). CMG

En la Figura 34 y 35 se observa el comportamiento de la presión promedio del yacimiento y de la tasa de producción de aceite con la sensibilidad del refinamiento teniendo en

cuenta diferentes zonas. A partir de esta sensibilidad se encontró que con el refinamiento la presión del yacimiento cae un poco con respecto al modelo sin refinar o con un refinamiento pequeño teniendo en cuenta los alrededores del pozo inyector, el perfil obtenido con el refinamiento muestra una presión del yacimiento más estabilizada con respecto al modelo sin refinar. En la tasa de producción de aceite no se encontró un cambio representativo de la misma ya que se comportan de manera similar con y sin refinamiento.

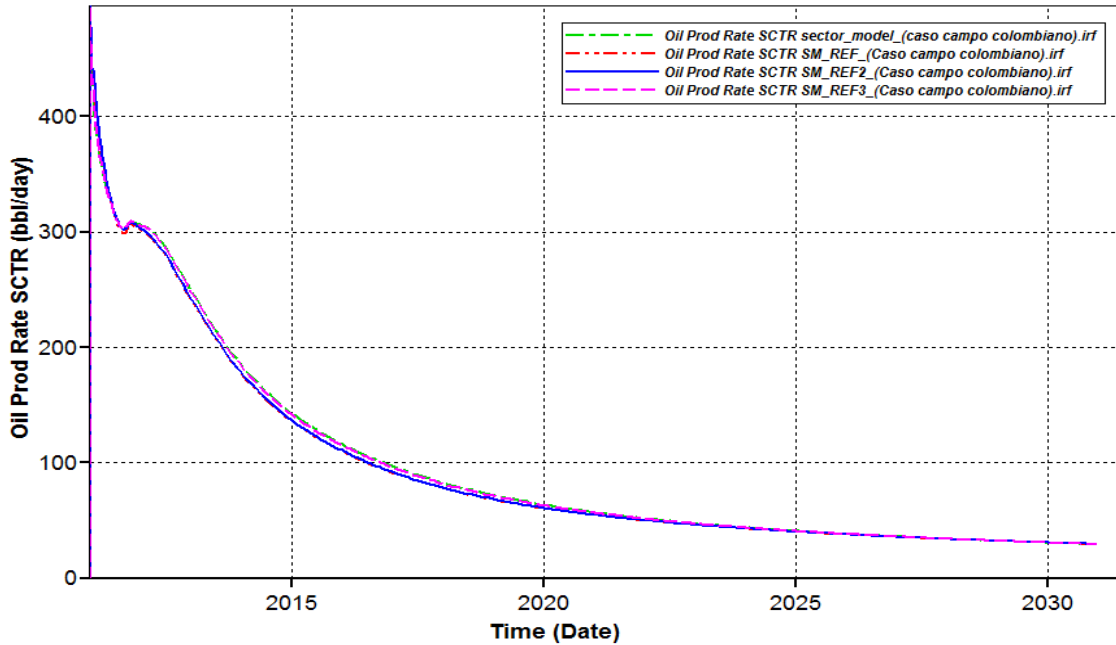
De acuerdo a los resultados obtenidos con las diferentes sensibilidades de refinamiento, se encontró que el mejor escenario para trabajar la inyección de químicos es el refinamiento número 2, ya que considera los dos tipos de pozos para observar mejor el comportamiento del efecto de los químicos en el yacimiento y los resultados tanto de presión y tasa de aceite se consideran representativos.

Figura 34. Presión del yacimiento con sensibilidad de refinamiento



Fuente: Generalized Equation of State Model Compositional Reservoir Simulator (GEM). CMG

Figura 35. Producción de aceite con sensibilidad de refinamiento



Fuente: Generalized Equation of State Model Compositional Reservoir Simulator (GEM). CMG

3.6. ESCENARIO CASO BASE DE INYECCIÓN DE AGUA

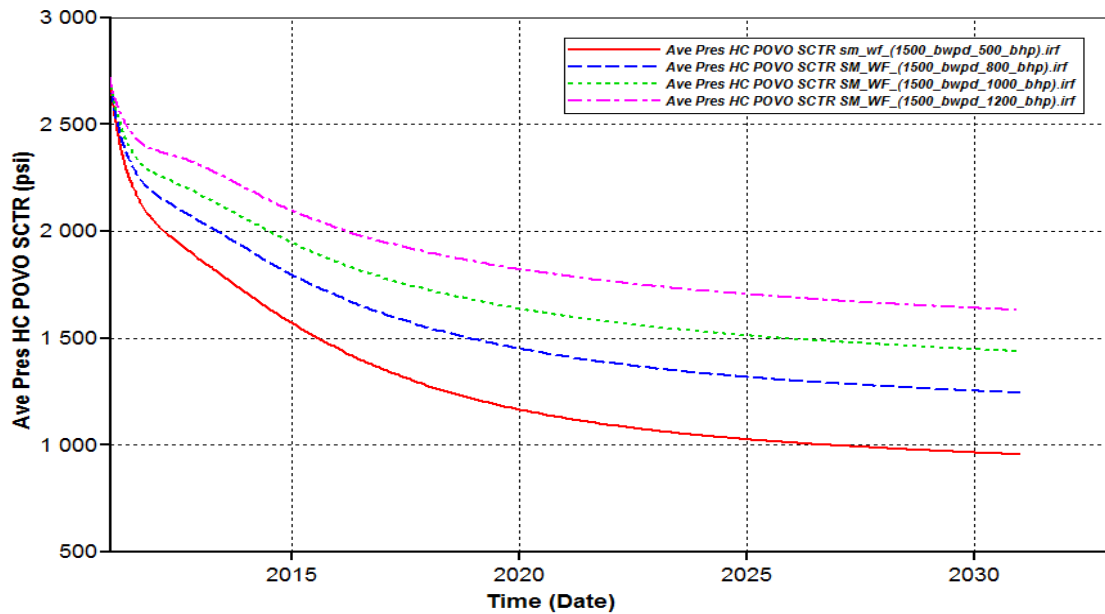
El escenario de inyección de agua fue considerado como el caso base para la predicción del comportamiento de la inyección de químicos, se definieron como restricciones operacionales de los pozos, la tasa de producción de aceite, tasa de inyección de agua y presión de fondo fluyendo de los productores e inyectores, los cuales son factores determinantes en la simulación del proceso.

Las diferentes restricciones empleadas fueron seleccionadas de acuerdo a un análisis de sensibilidad, en el que se evaluó la cantidad de petróleo producido, con el fin de determinar los valores acordes para la etapa de inyección de agua, inyección de polímero y surfactante, estas se denominan caso base. Las sensibilidades realizadas en el Sector Model fueron enfocadas a parámetros tales como de presión de fondo fluyendo, tasa de inyección con el fin de validar el Sector model y sus resultados se describen a continuación:

3.6.1. Sensibilidad a la presión de fondo de los pozos productores

La sensibilidad a la presión de fondo, se realizó tomando una tasa de inyección de agua constante de 1500 bwpd y variando la BHP en un rango entre los 500 a 1200 psi, estos valores fueron tomados teniendo en cuenta los valores de BHP que tienen los pozos del modelo guía del campo colombiano. Los valores de BHP sensibilizados fueron 500, 800, 1000 y 1200 psi.

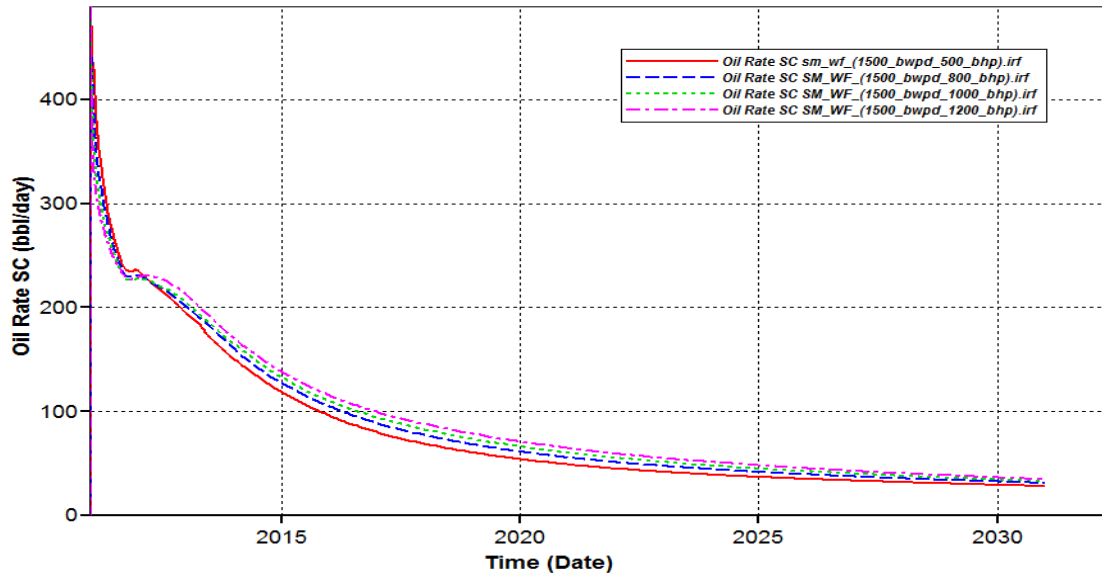
Figura 36. Presión promedio del yacimiento con sensibilidad de BHP en los pozos productores



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

Como se observa en la Figura 36, la presión del yacimiento es más baja al tener una BHP menor de 500 psi (línea roja), ya que los pozos tienen una capacidad mayor de levantar más fluido al tener una menor restricción en fondo, lo que hace que se disminuya el tiempo de vida del yacimiento más rápidamente, por otro lado al tener una mayor restricción de BHP de 1200 psi (línea rosada), se pueden generar problemas de fracturamiento del yacimiento, ya que la inyección se hace por debajo de la presión de fractura pero la inyección de polímero al ser un fluido más viscoso originaría un repentino incremento.

Figura 37. Tasa de producción de aceite con sensibilidad de BHP en los pozos productores



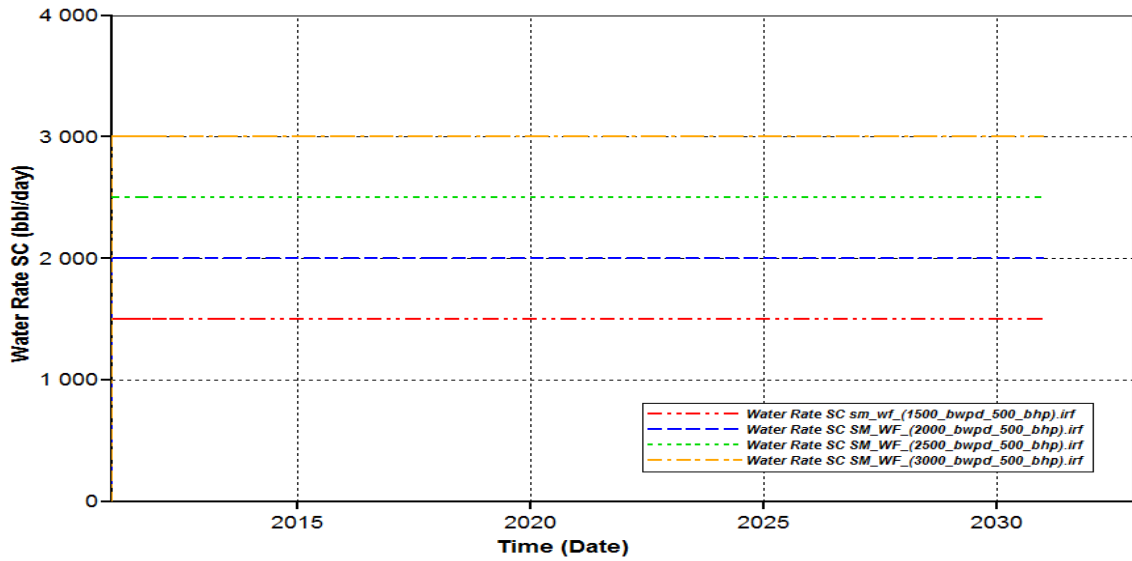
Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

La sensibilidad de la presión de fondo, muestra que es necesario tener una restricción de BHP que este dentro del rango establecido sin sobrepasar la presión de fractura al tomar un valor muy alto y evitar un posible depletamiento del yacimiento. Los valores utilizados en la sensibilidad están de acuerdo a los que se presentarían en campo, por lo tanto de acuerdo a los factores anteriormente mencionados, y con la tasa de producción de aceite (Figura 37) a los diferentes valores de BHP, se selecciona una restricción de presión de fondo de 500 psi para los cuatro pozos productores que garantiza un buen comportamiento de presión de yacimiento y tasa de producción de aceite, sin presentarse una depletación rápida del yacimiento.

3.6.2. Sensibilidad a la tasa de inyección de agua

En el escenario de caso base, otro de los parámetros sensibilizados fue la tasa de inyección de agua en el yacimiento, el rango de valores establecidos para la sensibilidad fueron: 1500, 2000, 2500, 3000 bwpd. Se tomó una presión de inyección de 5200 psi para realizar las sensibilidades, y garantizar que el agua inyectada y posteriormente la solución polimérica sea tomada por el yacimiento como se observa en la Figura 38.

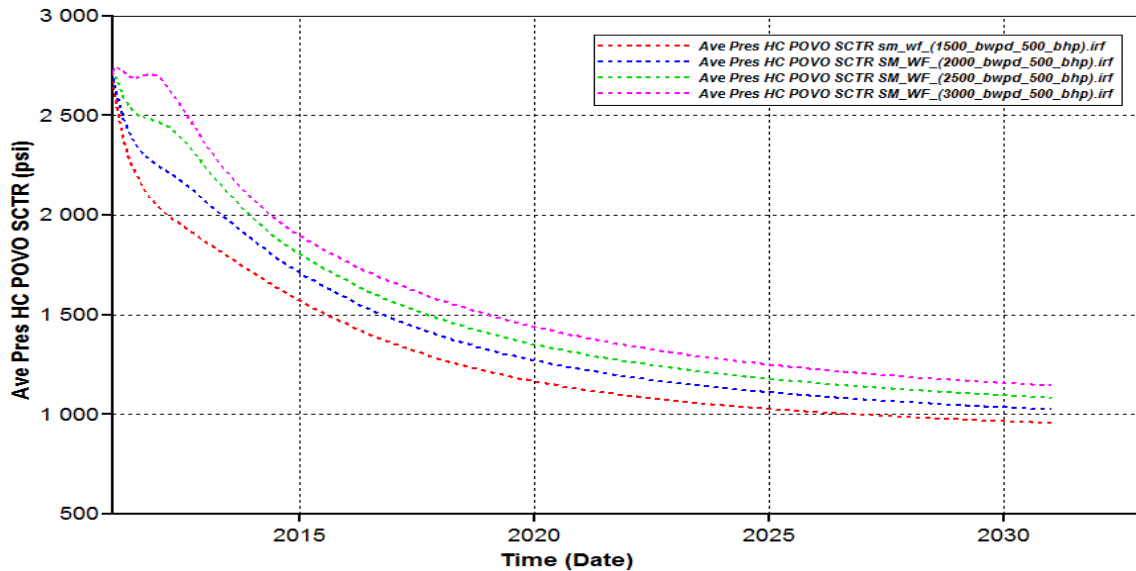
Figura 38. Sensibilidad a la tasa de inyección de agua



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

El comportamiento de la presión del yacimiento A las diferentes tasas de inyección de agua se observa en la Figura 39, donde a mayor cauda de inyección mayor es el mantenimiento de presión, es decir que el nivel de depletamiento del yacimiento es menor, de estas gráficas se concluye que la inyección de agua presenta un comportamiento adecuado en el desplazamiento, que será utilizado como referencia para la inyección de químicos.

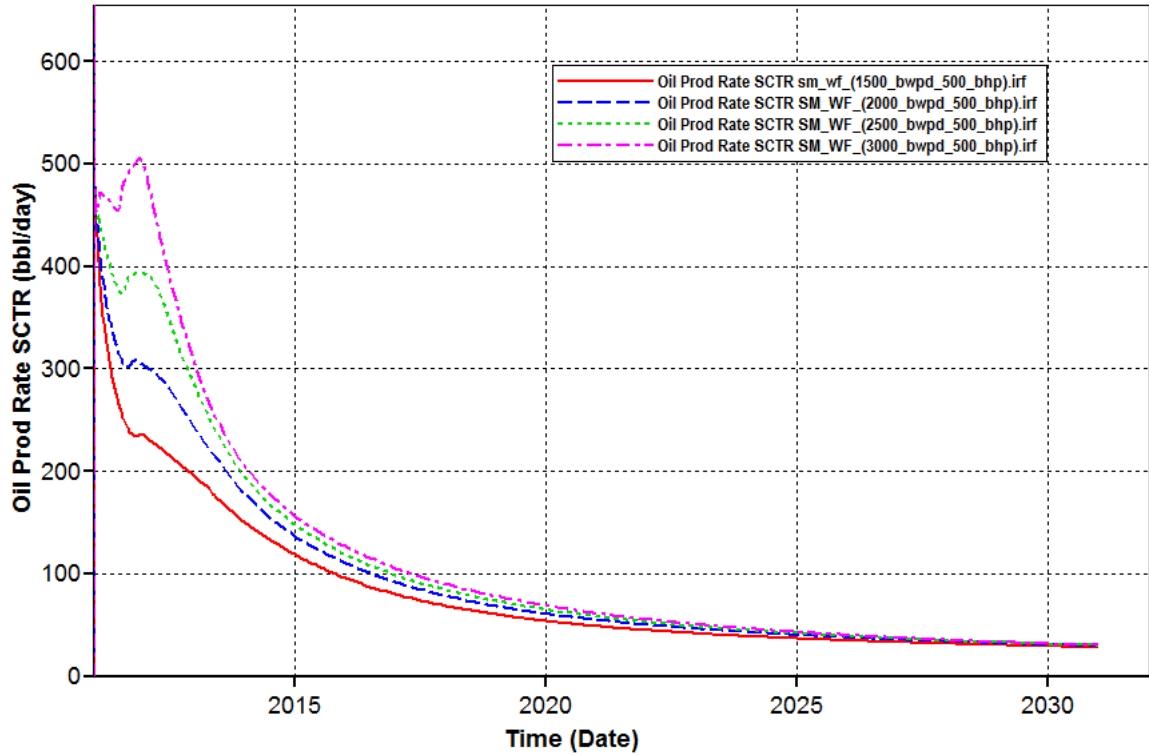
Figura 39. Comportamiento de la presión de yacimiento con sensibilidad de la tasa de inyección



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 40, se observan los perfiles de la tasa de producción de aceite para cada uno de los escenarios de inyección de agua variando el caudal inyectado, de acuerdo a los resultados se tiene que la mejor respuesta de producción, se da con las tasas más altas de inyección en el rango de 2000 a 2600 bwpd, para el caso base fue seleccionado la tasa de 2000 bwpd para realizar las predicciones.

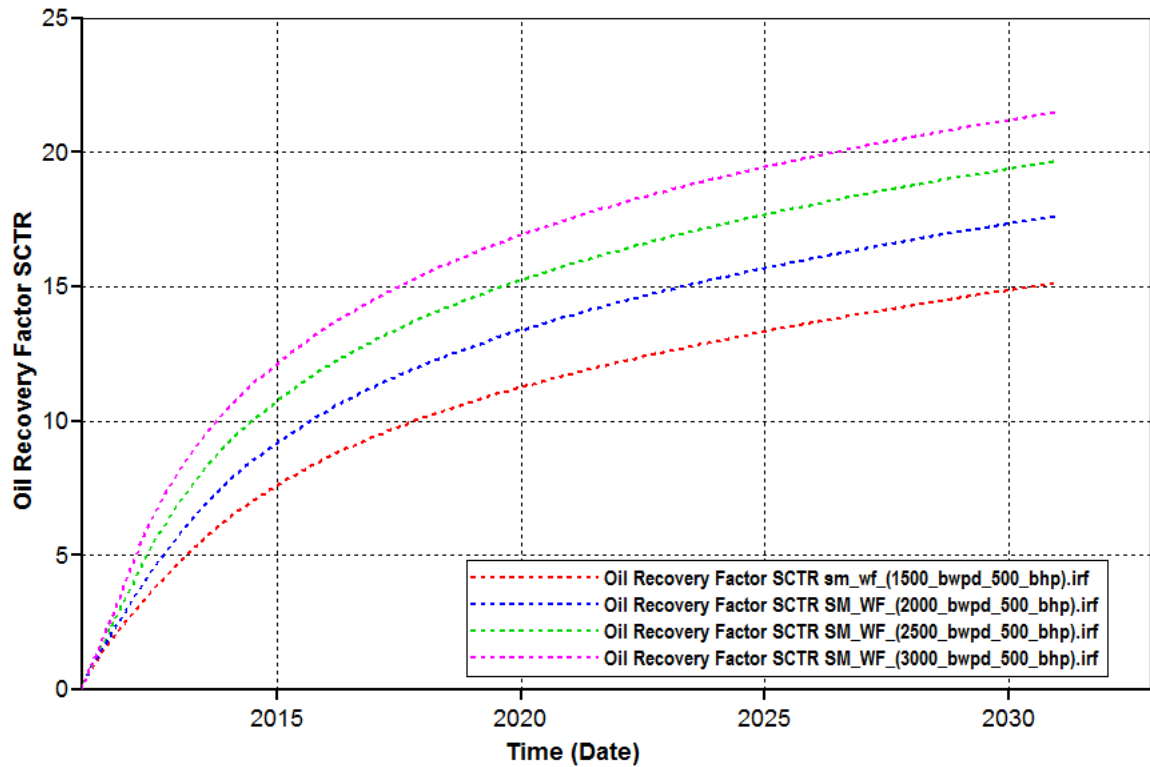
Figura 40. Tasa de producción de aceite (bbl/día) con las diferentes tasas de inyección



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 41, se observa el comportamiento del factor de recobro (FR), obtenido con la inyección de agua a diferentes tasas de inyección, en estas curvas se tiene un mayor factor de recobro a medida que se aumenta el caudal de agua inyectado en el yacimiento; similar a la respuesta obtenida con la tasa de producción de aceite instantánea. El FR varía en un rango del 15 al 20% al final de los 20 años de predicción, que coincide con el rango de factor de recobro para procesos de inyección de agua.

Figura 41. Factor de recobro con sensibilidad de la tasa de inyección



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

3.7. INYECCIÓN DE QUIMICOS

La inyección de polímero y surfactante, se realizó teniendo como punto de partida el caso base definido para la inyección de agua, de este se obtuvieron las condiciones operacionales a partir de las sensibilidades realizadas anteriormente, las cuales se describen en la Tabla 15. Estos resultados se tienen en cuenta para la predicción de inyección de polímero y surfactante – polímero. En la inyección de químicos fueron necesarios algunos ajustes para la aplicación del proceso.

Tabla 15. Condiciones de operación de los pozos para el caso base

Característica	Valor
Presión de fondo mínima – Pozo productor, (BHP), psi	500
Tasa de producción líquidos máxima – Pozo productor, (STL), Bls/día	4000
Presión de fondo máxima – Pozo inyector, (BHP), psi	5200
Tasa de inyección máxima – Pozo inyector, (STW), bbl/día	2000

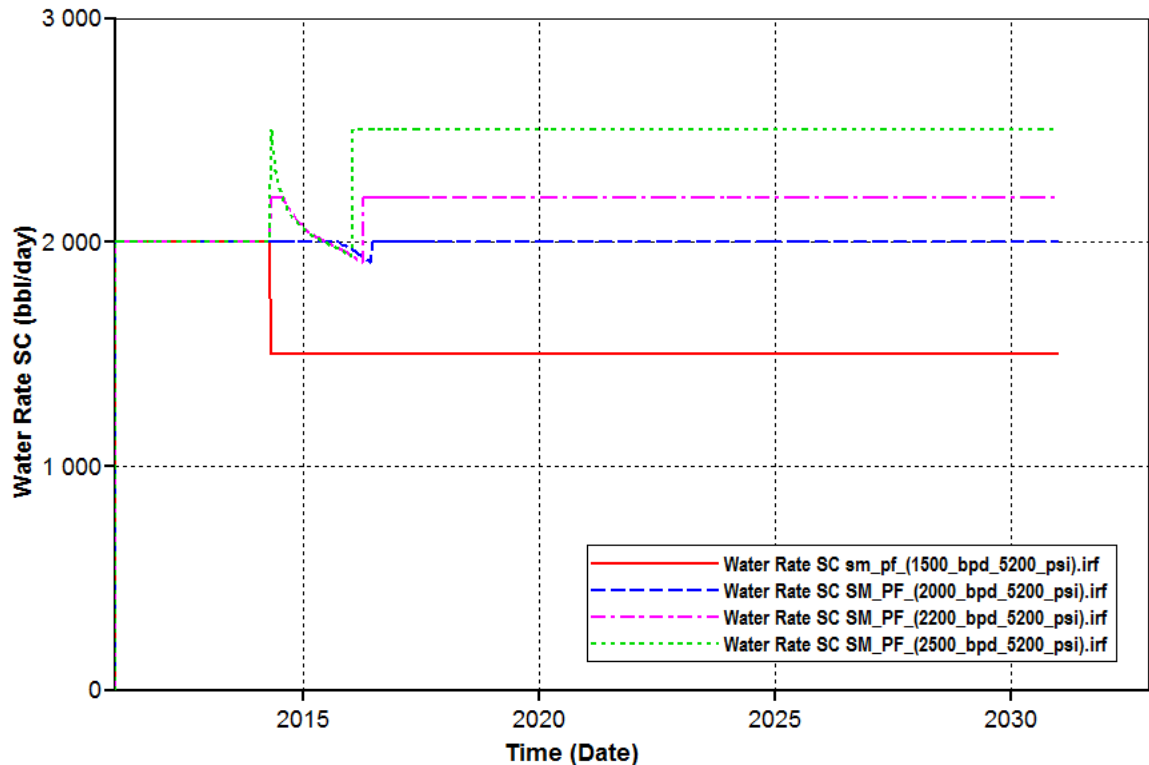
Fuente: Autor

3.7.1. Escenario de inyección de polímero

Se definió un caso base de inyección de agua como punto de partida para la simulación de la inyección de químicos, inicialmente se llevaron a cabo corridas de simulación con el modelo para la predicción de la inyección de polímero, que es uno de los escenarios representativos en la investigación. La duración total de la predicción del proceso fue de 20 años, y en los primeros cuatro años se inyecta agua en el patrón antes de iniciar el proceso de inyección de polímero, considerando la inyección después de alcanzado el tiempo de ruptura del agua. Se realizaron comparaciones entre la inyección de agua e inyección de polímero con el fin de evaluar la efectividad del proceso tomando 20% VP inyectado a una concentración fija de 1500 ppm. Estos son resultados iniciales que en el siguiente capítulo serán estudiados con más detalle.

En la Figura 42 se observa el perfil de la tasa de inyección de polímero, con caudal de inyección de agua inicial a 2000 bwpd, este valor fue considerado como el promedio de inyección en el modelo guía y obtuvo buenos resultados del análisis realizado a la misma, los valores utilizados para la sensibilidad de la tasa de inyección de polímero fueron 1500, 2000, 2200 y 2500 bpd. De acuerdo a los resultados se encontró que el yacimiento no recibe en su totalidad tasas superiores los 2000 bpd, aunque con la tasa de 2000 bpd de polímero presenta una caída mínima en comparación con las tasas superiores.

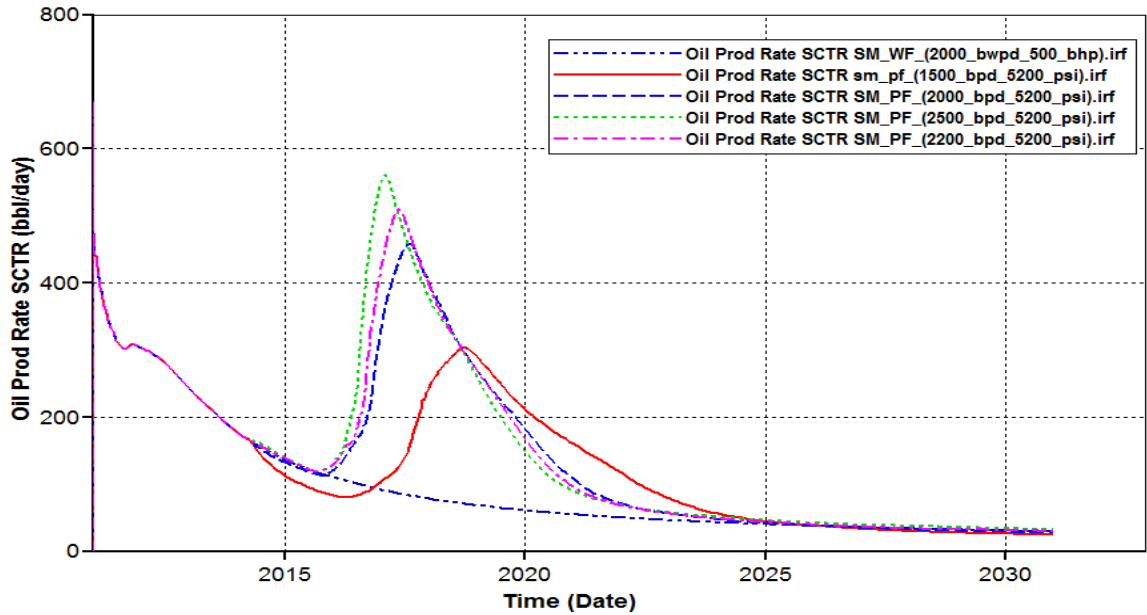
Figura 42. Tasa de inyección de polímero



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

El comportamiento de la producción de aceite se muestra la Figura 43, en donde el aumento de esta es de aproximadamente 560 bbl en el pico más alto, presentado al tercer año de la inyección de la solución polimérica, después de que el polímero va perdiendo efecto en el desplazamiento, comienza la declinación en la producción de aceite. Las tasas de inyección de 2200 y 2500 bpd fueron las que presentaron los mejores resultados de producción esto se debe a que no son más bajas que la tasa de agua que se estaba inyectando, a diferencia de los resultados obtenidos con una tasa menor de 1500 bpd que inicialmente muestran una caída mayor en la producción de aceite comparada con la inyección de agua, además de alcanzar un menor pico de producción de aceite, esto se debe a que el agua se venía inyectando con un caudal más alto, por lo tanto es recomendable utilizar una tasa de inyección de 2000 bwpd que representa la tasa de inyección similar al campo.

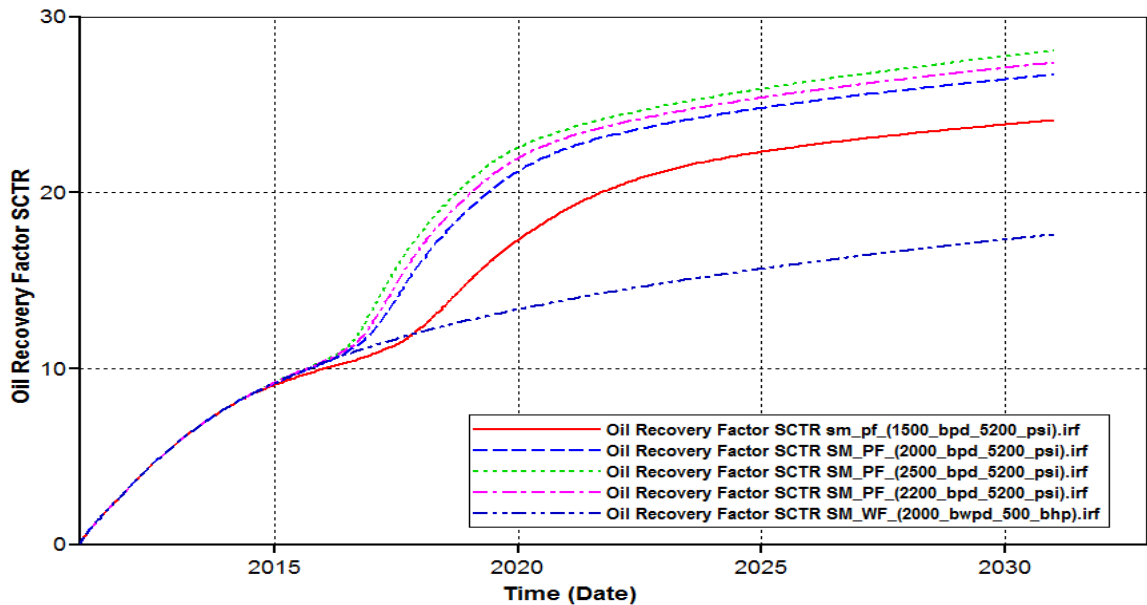
Figura 43. Tasa de producción de aceite



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

La Figura 44, muestra el perfil del factor de recobro obtenido con las diferentes tasas de inyección a 0.2 VP, los resultados arrojan un FR de aproximadamente del 18 al 28%; que depende de la tasa de solución polimérica inyectada, donde a mayor caudal inyectado mayor es el incremento del factor de recobro.

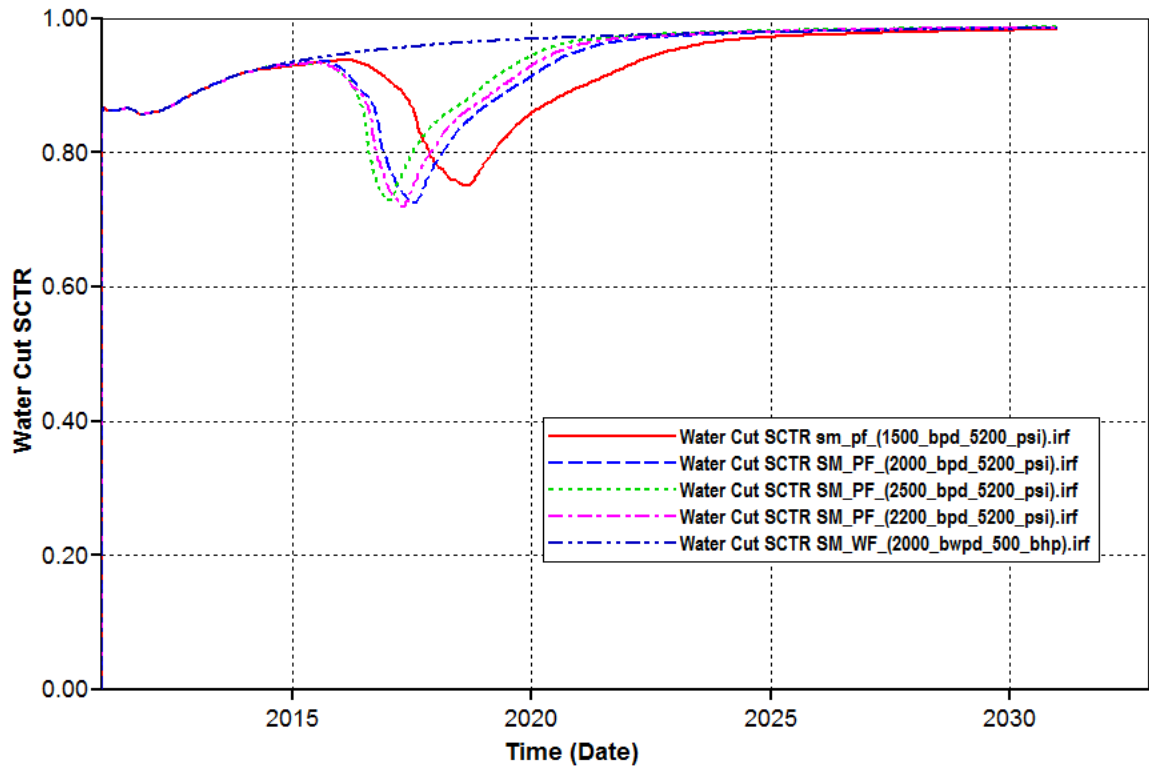
Figura 44. Factor de recobro de aceite



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

El comportamiento del corte de agua se observa en la Figura 45, donde se obtiene una reducción de cerca del 30% en los mejores escenarios de inyección de 2000 hasta 2500 bpd; Se encontró que inicialmente la reducción en el corte de agua es muy baja, después de tres años es que se tiene la mayor pico de reducción en el corte de agua.

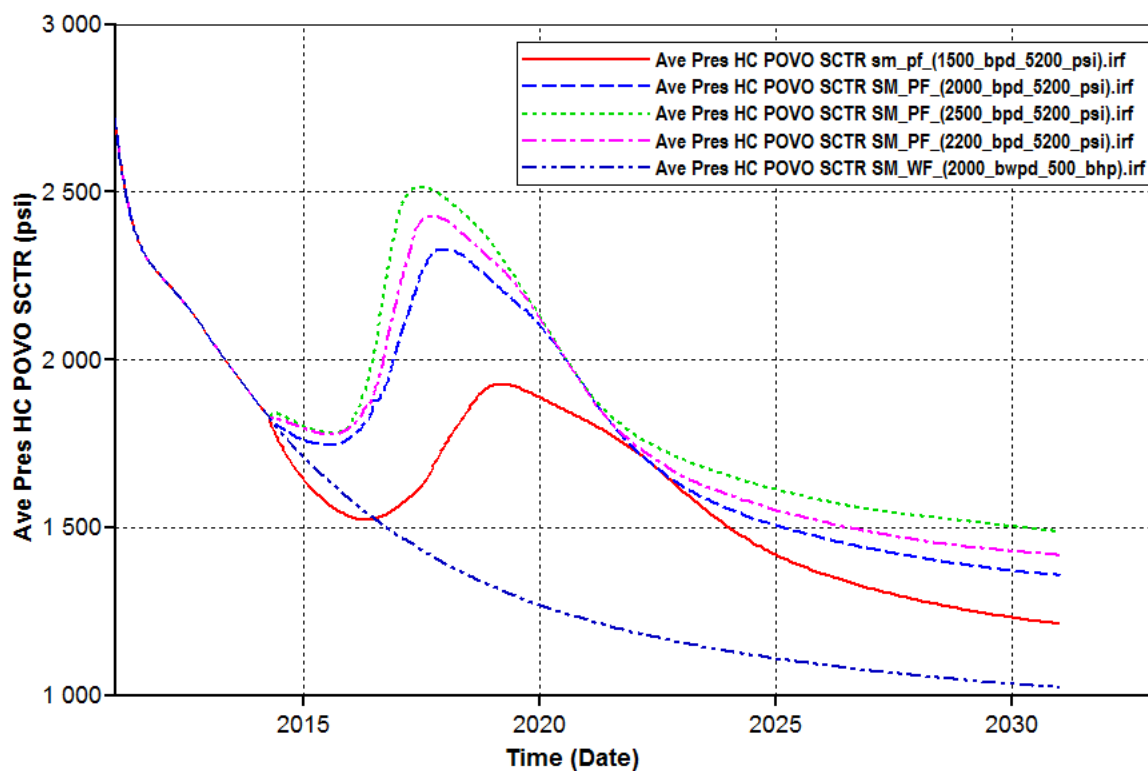
Figura 45. Comportamiento del corte de agua en la inyección de polímero



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

La Figura 46, muestra el comportamiento de la presión promedio del yacimiento al inyectar solución polimérica, a 1500 ppm variando la tasa de inyección. La presión del yacimiento va en aumento llegando incluso a un tope de 2500 psi con la tasa de inyección más alta, esto ocurre debido a que se está inyectando en el yacimiento un fluido con una viscosidad mayor que la del agua, que ingresa más lentamente. Al entrar la solución polimérica va desplazando el aceite con un frente más estable que produce mayor presión. Después de que la solución polimérica aumenta el área barrida, la presión disminuye ya que este se adsorbe, degrada y cizalla durante el desplazamiento por el medio poroso.

Figura 46. Presión promedio del yacimiento con inyección de polímero



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

3.7.2. Escenario de inyección de surfactante - polímero

En esta investigación otro de los objetivos planteados es la inyección de surfactante – polímero, para este caso se realizaron sensibilidades variando por escenario la forma de inyectar los baches, de la siguiente manera:

Escenario 1: Inyección al inicio un bache surfactante seguido de otro de polímero

Escenario 2: Inyección de un bache de polímero seguido de un bache de surfactante – polímero

Escenario 3: Inyección de un solo bache de surfactante polímero.

Las condiciones que se manejaron para cada uno de los escenarios fueron similares con respecto a la tasa de inyección de 2000 bpd, volumen poroso inyectado 20 % VP y se detallan para cada proceso simulado en la Tabla 16.

Tabla 16. Condiciones de los escenarios de inyección de surfactante - polímero

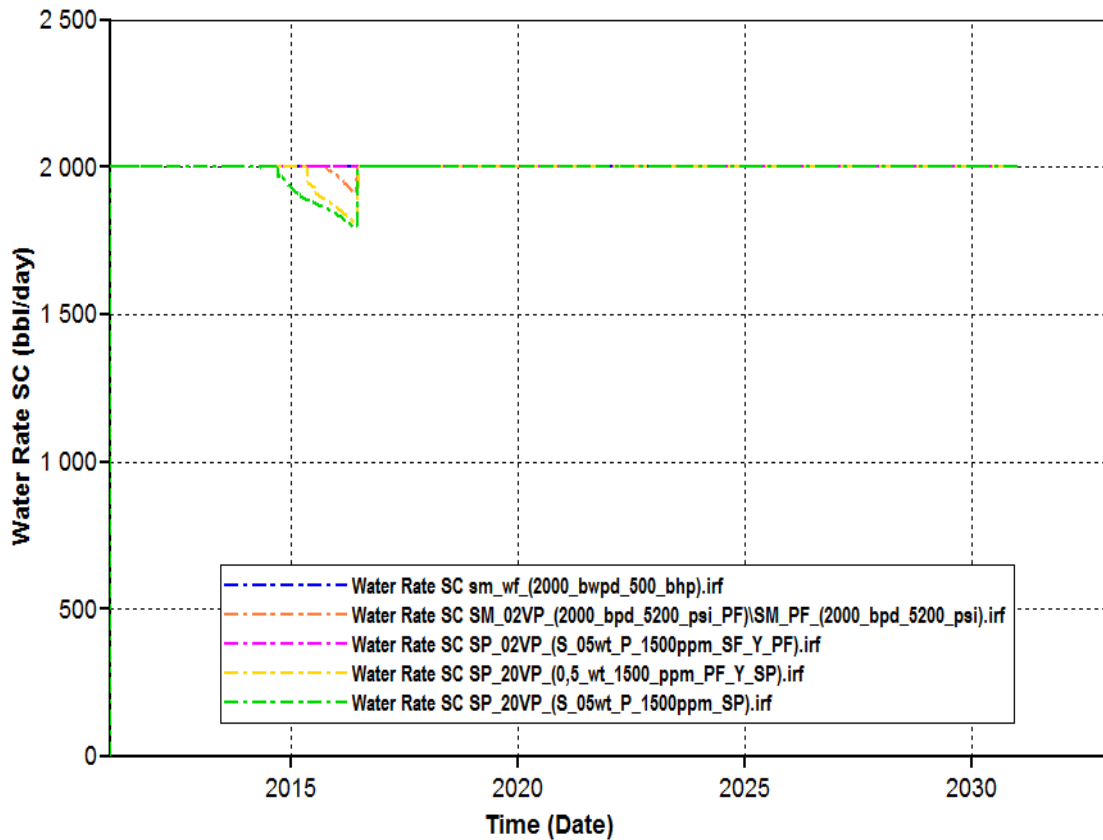
Escenario 1: Bache de surfactante Bache de polímero	Escenario 2: Bache de polímero Bache de surfactante- Polímero	Escenario 3: Bache de surfactante - polímero
<p>Bache de surfactante: Concentración: 5000 ppm</p> <p>Bache de polímero: Concentración: 1500 ppm</p> <p>Condiciones similares:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Caudal inyección: 2000 bpd • VP inyectado: 20% 	<p>Bache de polímero: Concentración: 1500 ppm</p> <p>Bache de surfactante - polímero: Concentración surfactante: 5000 ppm Concentración polímero: 1500 ppm</p> <p>Condiciones similares:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Caudal inyección: 2000 bpd • VP inyectado total: 20% 	<p>Bache de surfactante - polímero: Concentración surfactante: 5000 ppm Concentración polímero: 1500 ppm</p> <p>Condiciones similares:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Caudal inyección: 2000 bpd • VP inyectado: 20%

Fuente: Autor

Se llevaron a cabo predicciones para diferentes escenarios de inyección de surfactante con el fin de determinar si el Sector Model de simulación, es representativo para modelar este tipo de procesos químicos con surfactante. Los perfiles del caudal de inyección de polímero y surfactante para cada uno de los procesos planteados, se observan en la Figura 47, donde el primer escenario de inyección es de un bache de surfactante seguido de un bache de polímero (línea rosada) y el yacimiento no presenta una caída en la tasa de inyección en ningún momento, se comporta similar a la inyección de agua (línea azul).

Los escenarios de inyección 2 y 3, si presentan una caída en el caudal inyectado que se debe principalmente a la viscosidad del polímero que es más alta y presenta una mayor restricción al flujo en el medio poroso. El escenario con mayor caída en la tasa inyectada es el tercer escenario donde se inyecta primero un bache de surfactante - polímero con una caída máxima de 1900 bpd. La inyección de solo polímero presenta una leve caída en la tasa de inyección.

Figura 47. Perfil de la tasa de agua inyectada para cada uno de los escenarios de inyección de surfactante

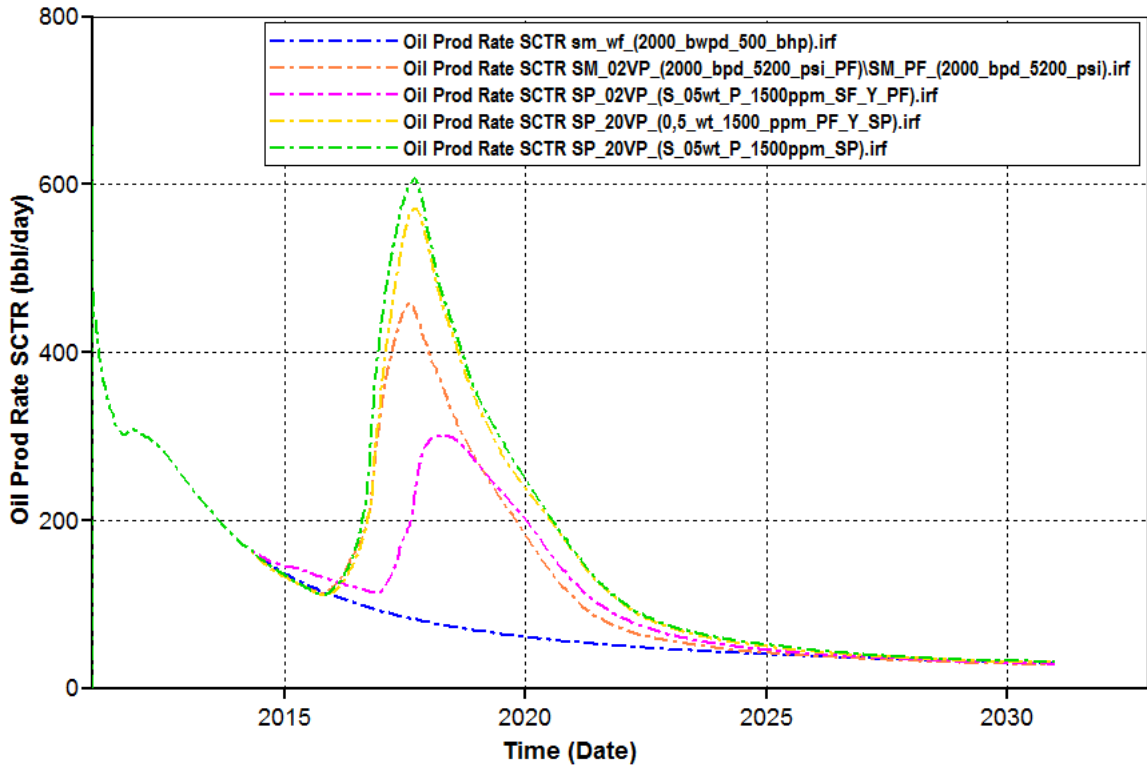


Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 48, se observa el comportamiento de la producción instantánea de aceite para los tres escenarios de inyección que involucran el surfactante, e inyección de polímero, estos resultados muestran que el mayor pico de producción alcanzado fue de 600 bopd con el escenario de inyección de un bache de surfactante-polímero (línea verde), seguido del escenario de inyección de un bache de polímero seguido por un bache de surfactante – polímero con un pico de 570 bopd; por otro lado el pico máximo de

producción de aceite fue de 457 bopd para la inyección de polímero y 300 bopd para la inyección de un bache de SF y otro de PF. La respuesta a la inyección fue aproximadamente a los dos años de haber iniciado la inyección de químicos, a diferencia del primer escenario que obtuvo una respuesta inmediata en la producción de aceite por la inyección del surfactante en el primer bache seguido del bache de polímero.

Figura 48. Producción de aceite bpd en cada uno de los escenarios de inyección de surfactante

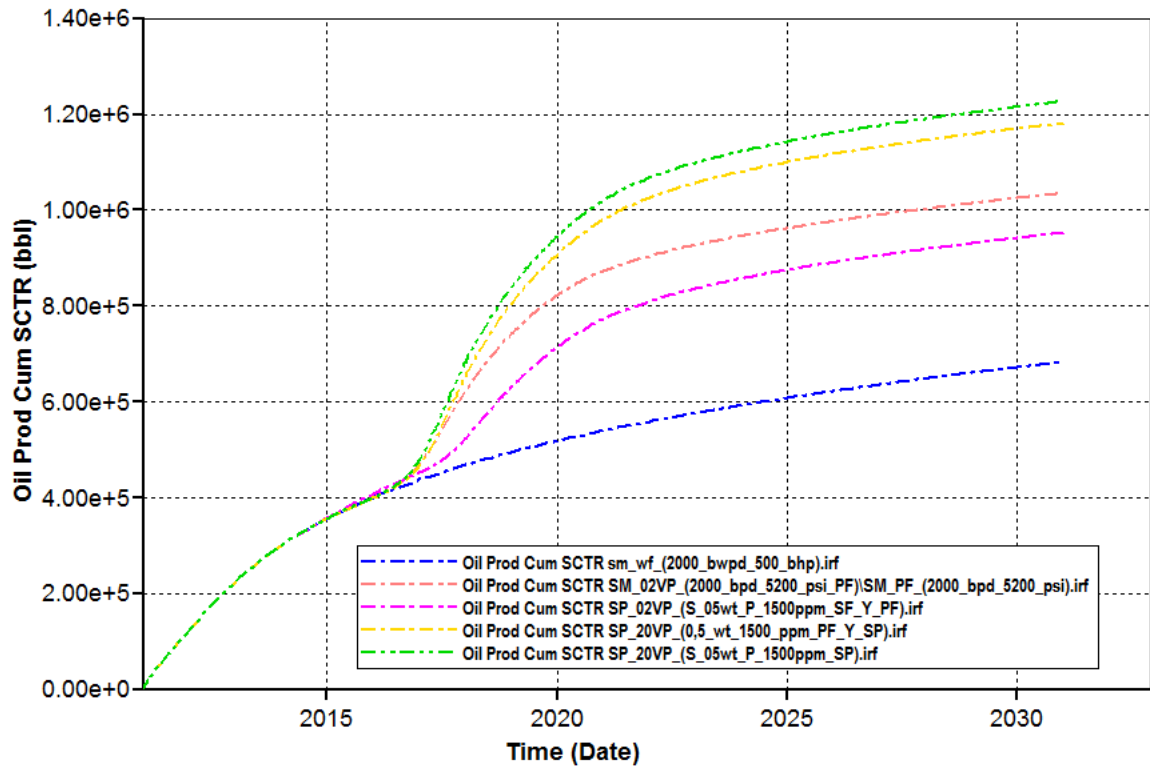


Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

La Figura 49, muestra la producción acumulada de aceite para los tres escenarios planteados de inyección de surfactante, donde el mayor acumulado de 1227000 bbl se obtuvo al inyectar un bache de surfactante - polímero. Con la inyección de un bache de polímero seguido por un bache de SP se obtuvo un acumulado de 1181400 bbl y para la inyección de un bache de surfactante seguido por un bache de polímero el acumulado fue de 952518 bbl. Los incrementales obtenidos a los 20 años de predicción para cada uno de los escenarios, son:

- Escenario PF: 351319 bbl de aceite
- Escenario SF-PF: 269337 bbl de aceite
- Escenario PF-SP: 498219 bbl de aceite
- Escenario SP: 543819 bbl de aceite

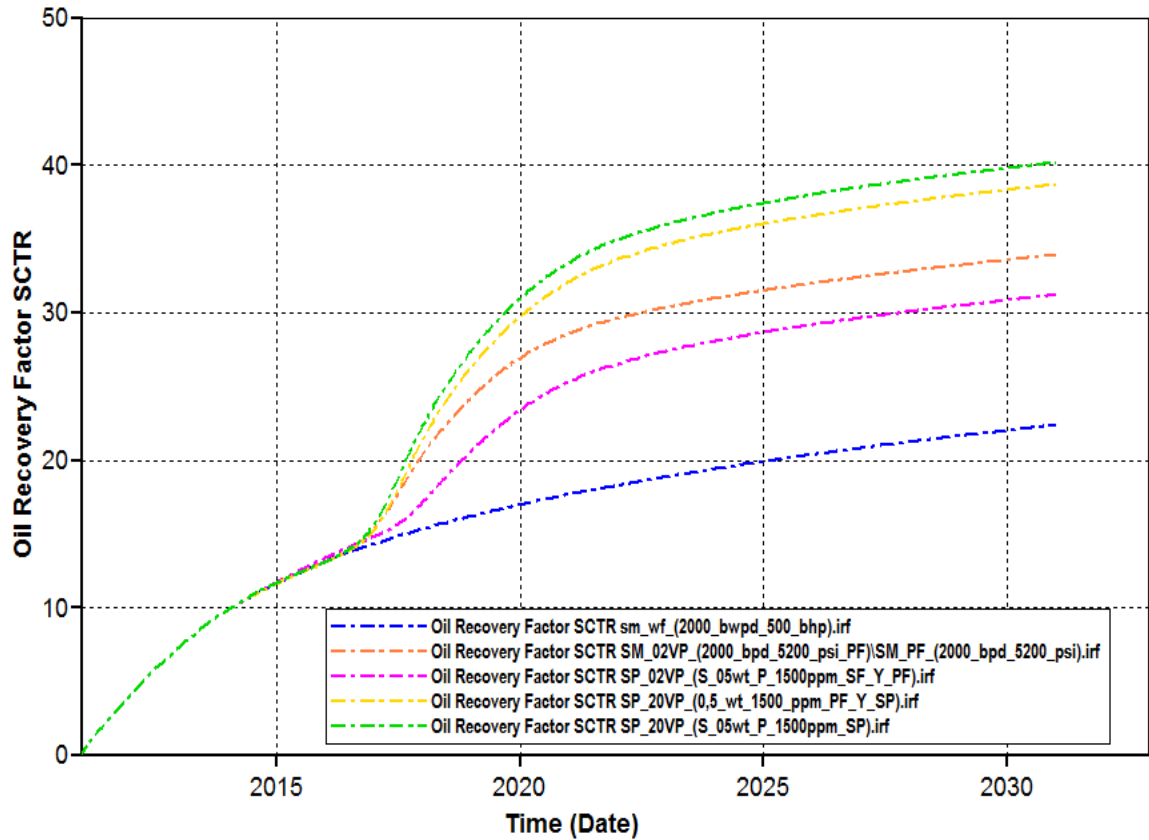
Figura 49. Producción acumulada de aceite para cada uno de los escenarios de inyección de surfactante



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

El factor de recobro de aceite obtenido para cada uno de los procesos se observa en la Figura 50, el primer escenario de inyección de un bache de surfactante seguido por otro de polímero tiene el factor de recobro más bajo comparado con los otros escenarios, en este se obtuvo un FR del 31% muy similar al obtenido con la inyección de polímero de 33%. El FR obtenido con el escenario de inyección de un bache de polímero seguido por uno de SP fue de 38%. El FR obtenido con el escenario de inyección de un bache de SP fue del 40% un 45% mayor al obtenido con el caso base de inyección de agua.

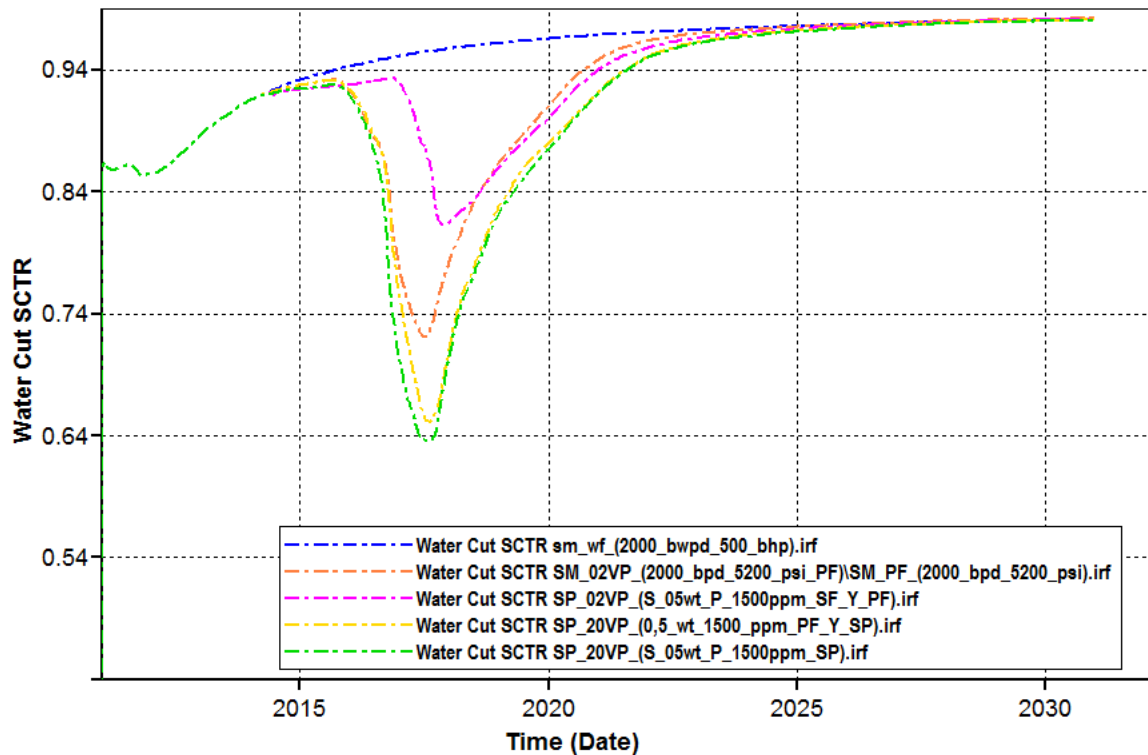
Figura 50. Factor de recobro para cada uno de los escenarios de inyección de surfactante



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

El comportamiento del corte de agua para los escenarios planteados se observa en la Figura 51, donde la reducción de este comparado con el caso base fue mayor en el escenario de inyección de un bache de SP con disminución del 39% y del 37% para la inyección de un bache de PF y SP; para el primer escenario de inyección de SF - PF la reducción fue del 20% menor que la alcanzada con la inyección de PF del 29%.

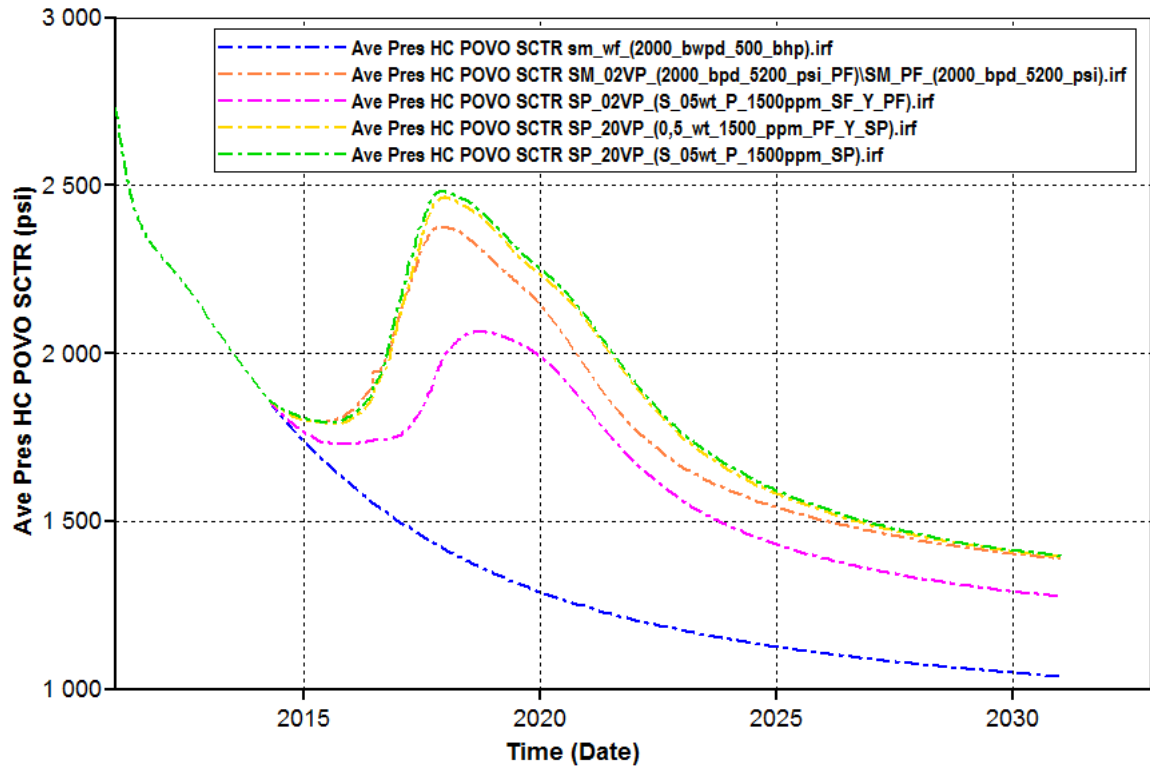
Figura 51. Corte de agua para cada uno de los escenarios de inyección de surfactante



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 52, se observa el comportamiento de la presión promedio del yacimiento, en estas gráficas se obtiene una mayor incremento en la presión para los escenarios de inyección de un bache de SP y de un bache de PF seguido de un bache de SP, esto se debe a que el volumen poroso inyectado por polímero es mayor que el del primer escenario y el efecto combinado con el surfactante. Inyectando inicialmente el surfactante que el polímero se logra una presión menor que al inyectar solo polímero o en mezcla con el surfactante, esto se debe a que el surfactante no tiene un efecto de aumento de viscosidad como es el caso del polímero.

Figura 52. Presión de yacimiento para cada uno de los escenarios de inyección de surfactante



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES

El análisis de sensibilidad (SA), se utiliza para determinar la variación total de los resultados de simulación bajo diversos valores de parámetros y/o que parámetros tienen mayor efecto sobre los resultados de simulación. Se llevó a cabo un análisis de sensibilidad de tipo convencional con la herramienta STARS de CMG, y se utilizaron los siguientes escenarios de inyección:

- Escenarios 1: Inyección de un bache de polímero
- Escenario 2: Inyección de un bache de surfactante seguido por otro de polímero
- Escenario 3: Inyección de un bache de polímero seguido por otro de SP
- Escenario 4: Inyección de un bache de SP

4.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CONVENCIONAL A LA CONCENTRACIÓN DE QUÍMICO Y VOLUMEN POROSO INYECTADO

Se llevaron a cabo diferentes variaciones de los parámetros más representativos, que influyen en el proceso de inyección de químicos con el fin de evaluar la efectividad de su implementación y verificar el aumento del factor de recobro obtenido al desplazar los diferentes químicos. Las sensibilidades a las cuales se enfrentó el modelo del caso base fueron las siguientes: concentración del polímero (C_p), concentración de surfactante (C_s) y volumen poroso de químico inyectado (VP_{iny}).

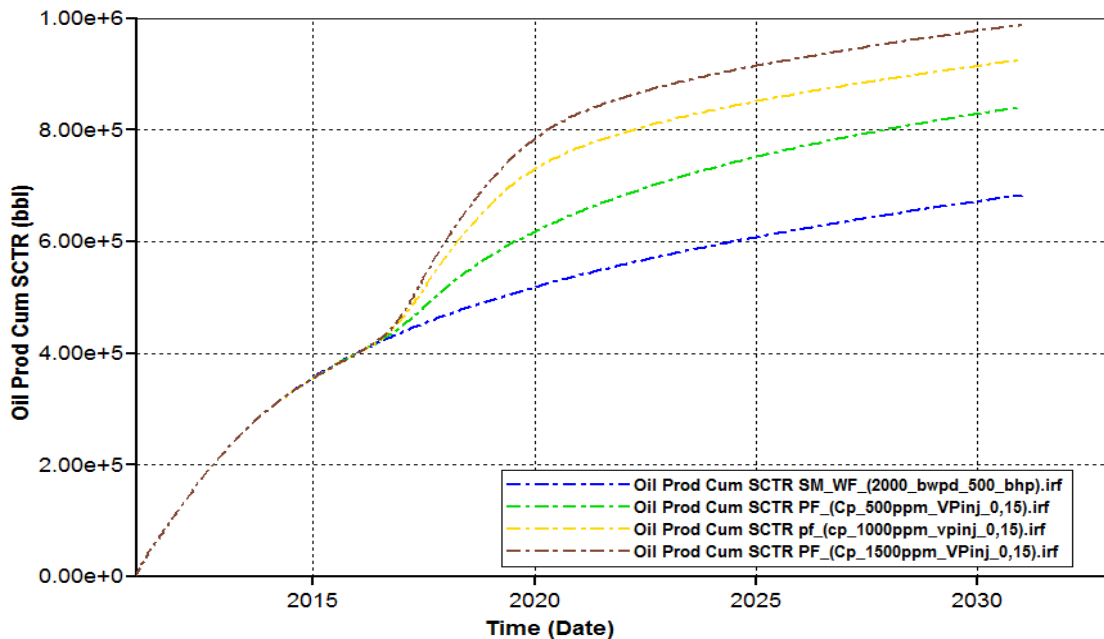
4.1.1. Escenario 1: Inyección de un bache de polímero

Los valores seleccionados a utilizar en la sensibilidad de la concentración fueron 500, 1000 y 1500 ppm. El volumen poroso se fijó para llevar a cabo cada uno de los desplazamientos, el rango utilizado fue de 15, 20 y 30%, ya que inyectar volúmenes porosos superiores al 30% se consideran que no son rentables por los costos de la cantidad de polímero a inyectar y la producción de aceite incremental que se llega a alcanzar. Según la sensibilidad realizada en el capítulo anterior, los parámetros operacionales de los pozos fueron: presión de inyección de 5200 psi y caudal de inyección de 2000 bpd; para los pozos productores la restricción de BHP fue de 500 psi.

4.1.1.1. Sensibilidad a la concentración del polímero C_p y a los volúmenes porosos inyectados

Se observa en la Figura 53, el perfil de la producción acumulada de aceite para la predicción de 0,15 VP inyectados en el yacimiento con sensibilidad de tres diferentes concentraciones de polímero. En estos resultados se encontró una respuesta positiva comparada con el caso base de inyección de agua, donde el mayor acumulado de aceite alcanzado fue de 988026 bbl con la C_p más alta de 1500 ppm, seguido por la concentración de 1000 ppm con 925290 y por último la de 500 ppm con 841211, para el caso base la producción acumulada es de 683181, dando incrementales de 158030, 242109 y 304845 bbl de aceite, para las C_p de 500, 1000 y 1500 ppm, respectivamente.

Figura 53. Producción acumulada de aceite a 0,15 VP inyectados con sensibilidad de C_p

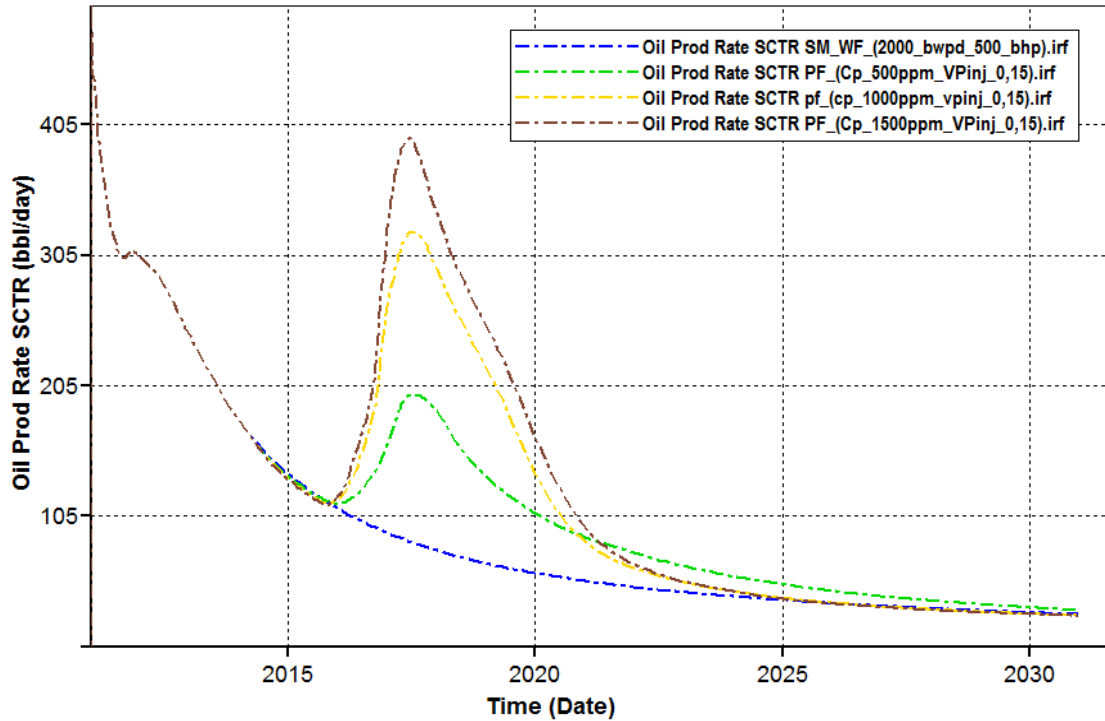


Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 54, se observa el comportamiento de la producción instantánea de aceite para la inyección de 0,15 volúmenes porosos, a diferentes concentraciones de polímero. El pico de producción más alto fue de 395 bpd de aceite con 1500 ppm y el más bajo de 198 bpd de aceite. A una concentración de 1000 ppm se alcanzó un pico de 322 bpd de aceite. De acuerdo a estos resultados se encuentra que inyectar con una C_p de 1500 y

1000 ppm se obtienen buenos resultados en la producción de aceite que hacen que el proyecto sea viable económicamente.

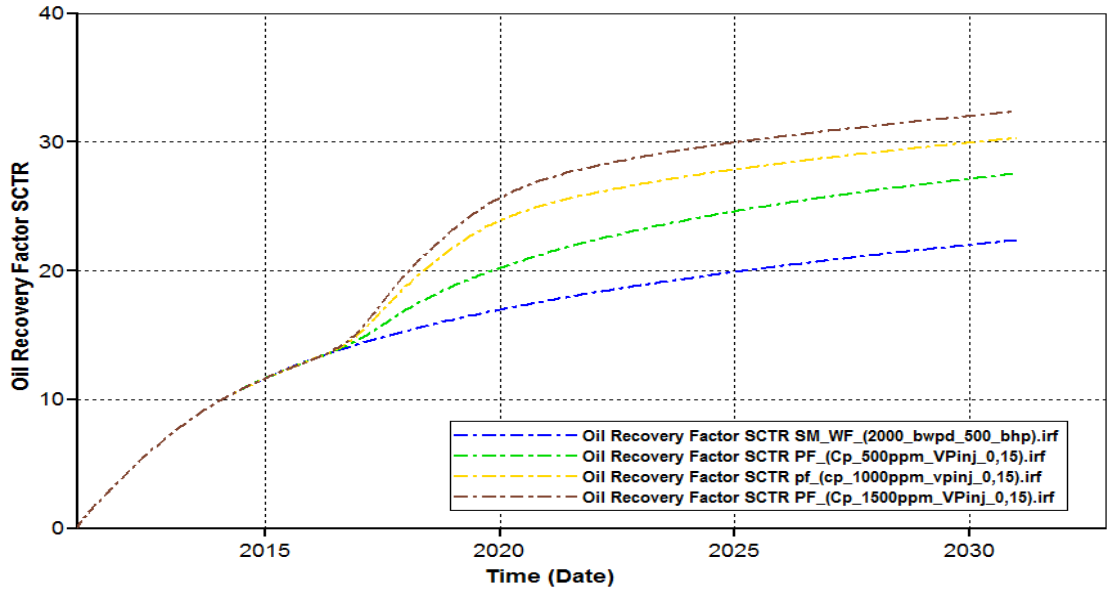
Figura 54. Producción instantánea de aceite a 0,15 VP inyectados con sensibilidad de Cp



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 55, se observa el factor de recobro obtenido para cada una de las sensibilidades realizadas de la Cp a 0,15 VP inyectados en el yacimiento. El caso base presenta un factor de recobro del 22% como ya se había mencionado anteriormente, representativo para una inyección de agua; en los escenarios de inyección de polímero se obtuvieron factores de recobro del 27, 30 y 32% para 500, 1000 y 1500 ppm, respectivamente. Alcanzando un incremento de hasta un 10% con la Cp más alta y de un 5% con la baja. En este caso se tiene un VP inyectado bajo por lo cual es recomendable inyectar con la Cp más alta.

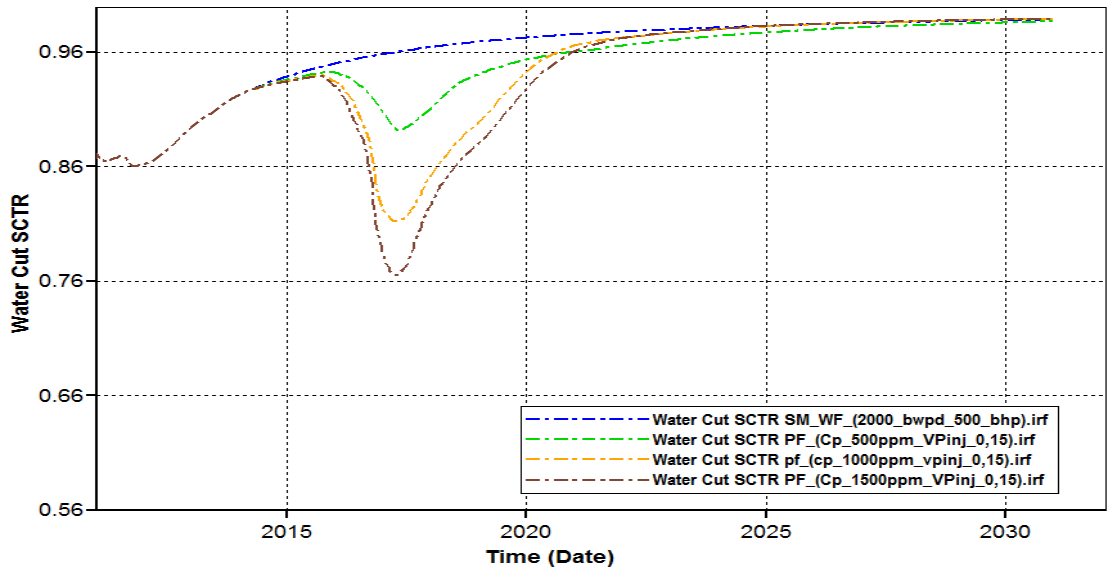
Figura 55. Factor de recobro a 0,15 VP inyectados con sensibilidad de Cp



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 56, se observa el comportamiento del corte de agua para la inyección de 0,15 VP de polímero, la reducción del corte de agua se alcanza a los 5 meses de haber iniciado la inyección, la reducción del corte de agua fue de aproximadamente el 30% con la inyección de polímero. Con la inyección de agua el corte agua se incrementa nuevamente.

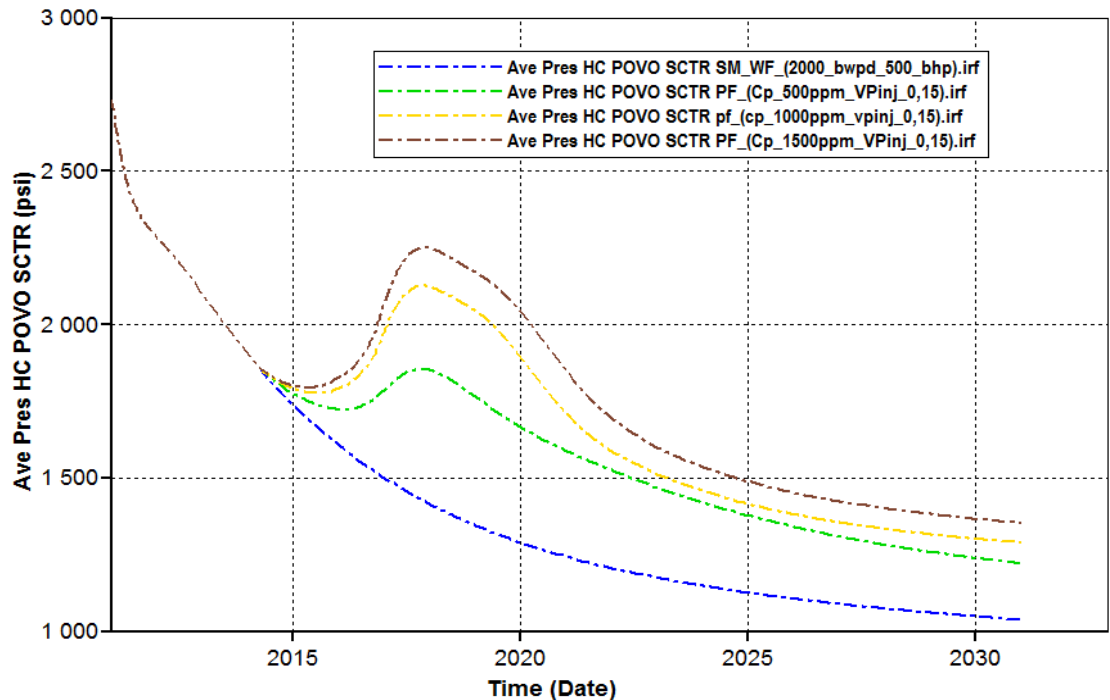
Figura 56. Corte de agua a 0,15 VP inyectados con sensibilidad de Cp



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 57, se observa el comportamiento de la presión promedio del yacimiento al inyectar 0,15 VP a las tres Cp sensibilizadas; la presión promedio del yacimiento se aumenta con la inyección de polímero esto se debe principalmente a que el fluido inyectado es más viscoso, y genera mayor restricción al ingreso en el medio poroso, posteriormente el desplazamiento se va haciendo más estable ocasionando un barrido más uniforme haciendo que la presión vaya reduciéndose hasta casi llegar al comportamiento de la línea base.

Figura 57. Presión promedio del yacimiento a 0,15 VP inyectados con sensibilidad de Cp



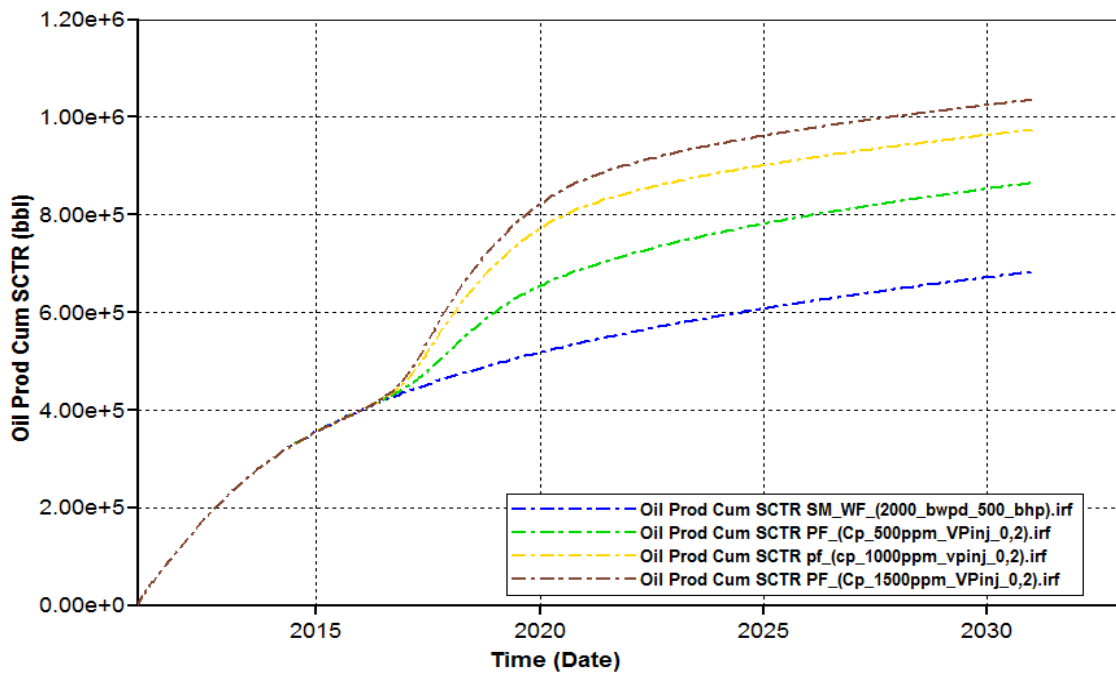
Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

De acuerdo con los resultados obtenidos con la producción de aceite y el factor de recobro se pudo observar que al aumentar la Cp, se tiene una mayor producción y recuperación de hidrocarburo, es muy probable que al utilizar un volumen poroso inyectado mayor se representen el mismo comportamiento.

Se llevaron a cabo otras sensibilidades de las Cp a 0,2 y 0,3 volúmenes porosos inyectados, manteniendo las concentraciones de 500, 1000 y 1500 ppm para el polímero las cuales se describen a continuación.

En la Figura 58, se observa el comportamiento de la producción acumulada de aceite para cada una de las Cp sensibilizadas con la inyección de 0,2 VP, donde se tiene un acumulado de 1035000 bbl de aceite con la concentración de 1500 ppm, 974117 bbl de aceite con 1000 ppm y 865188 bbl de aceite para la concentración más baja de polímero. Los incrementales obtenidos para cada uno de estos escenarios fueron de 182007, 290936 y 351819 bbl de aceite para 500, 1000 y 1500 ppm, respectivamente.

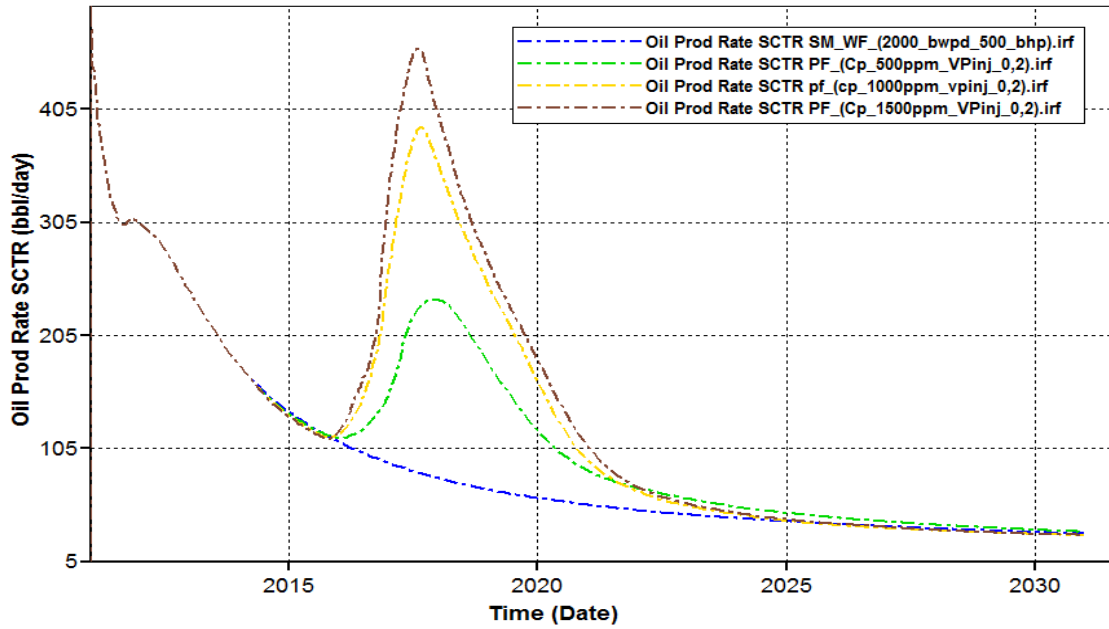
Figura 58. Producción acumulada de aceite a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 59, se observa el comportamiento de la producción instantánea de aceite para la sensibilidad de la Cp al desplazar 0,2 VP. En estos resultados se obtuvo un pico máximo de producción de aceite 455 bbl con la Cp de 1500 ppm resultando en 61 bbl más que con la inyección de 0,1 VP. Para las otras dos concentraciones de 1000 y 1500 ppm, el pico de producción fue de 236 y 388 bbl, respectivamente.

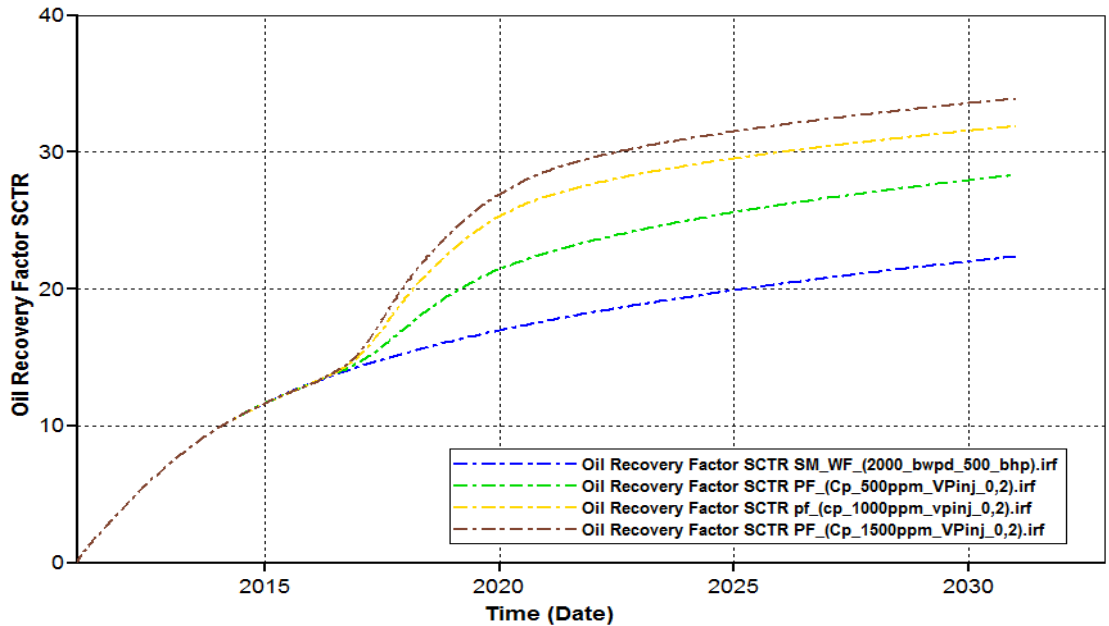
Figura 59. Producción instantánea de aceite a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 60, se observa el comportamiento del FR para la inyección de 0,2 VP a diferentes Cp, el factor de recobro para 500, 1000 y 1500 ppm fue de 28, 32 y 34%, respectivamente. Siendo 14% mayor a Cp de 1500 ppm que con la inyección de 0,1 VP.

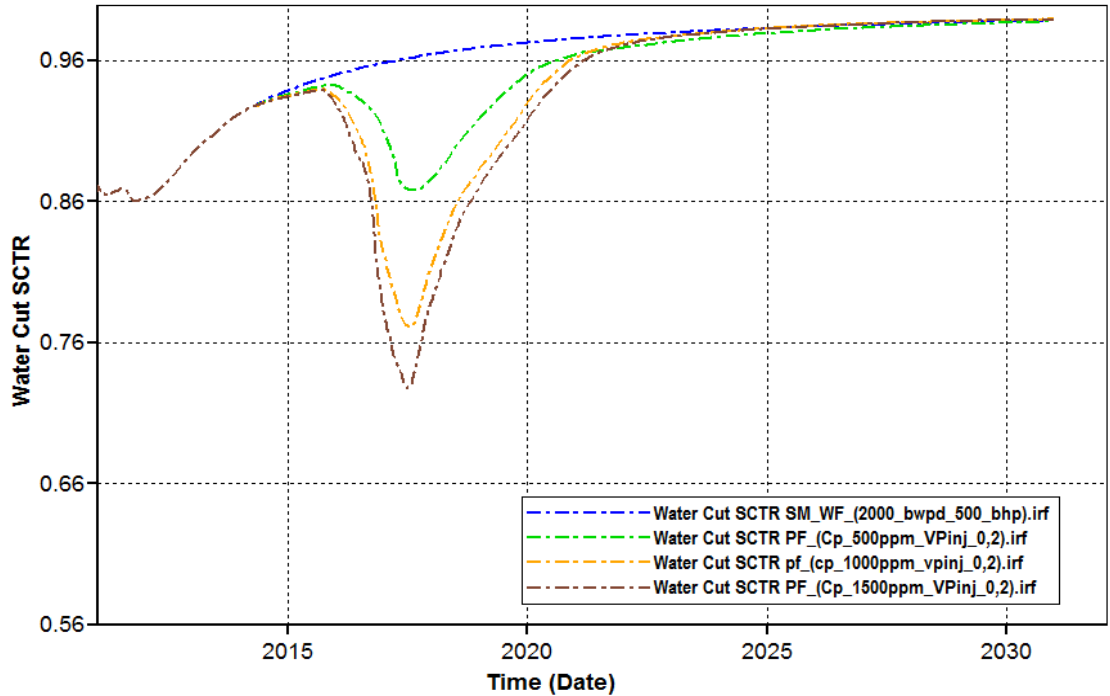
Figura 60. Factor de recobro a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 61, se observa el comportamiento del corte de agua para la inyección de 0,2 VP con una sensibilidad de la Cp. En este escenario se tiene una reducción del corte de agua de aproximadamente el 35% comparado con el caso base de inyección de agua y se reduce a los cinco meses de haber iniciado la inyección de la solución polimérica similar al escenario de inyección de 0,1 VP.

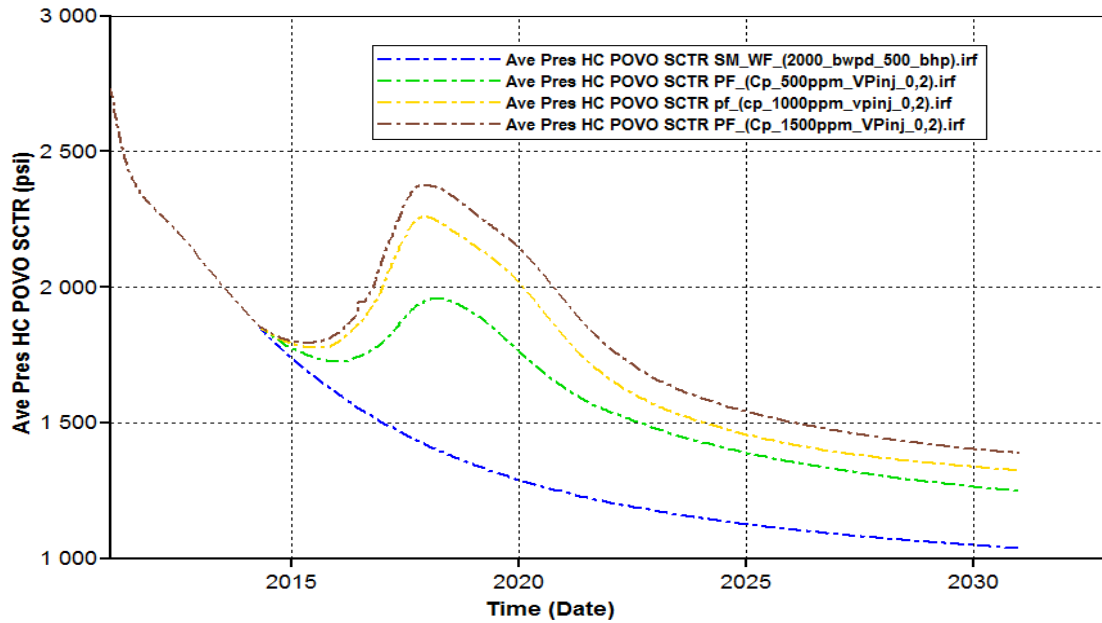
Figura 61. Corte de agua a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 62, se observa el comportamiento de la presión promedio del yacimiento, cuando se inyectan 0,2 VP con sensibilidad de la Cp inyectada. La mayor presión se obtiene a una Cp de 1500 ppm llegando hasta los 2400 psi por la inyección de polímero, a medida que este se va desplazando en el medio poroso la presión va disminuyendo ya que la solución polimérica se va adsorbiendo en la roca y degradando a medida que este se desplaza.

Figura 62. Presión promedio del yacimiento a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp



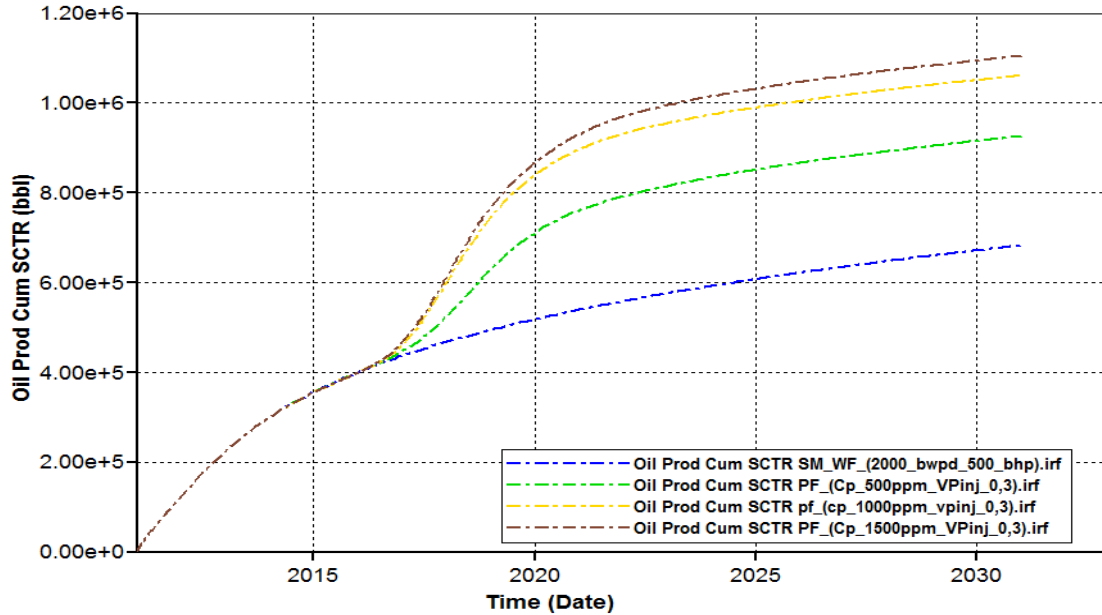
Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

De acuerdo a los resultados observados, se puede concluir que inyectar un volumen poroso más grande produce una mejor respuesta en la producción de aceite y en el petróleo recuperado, ya que el frente de químico que desplaza el hidrocarburo es más estable y evita que el agua inyecta después de la solución polimérica se canalice nuevamente, y se produzca rápidamente al igual que no se incremente el corte de agua.

Se llevó a cabo la sensibilidad de la Cp inyectando 0,3 VP como el máximo valor de inyección, principalmente por la viabilidad económica de este tipo de proyectos. Las concentraciones de polímero evaluadas son las mismas de los escenarios anteriores y se espera que se reproduzca un comportamiento muy similar con respecto al FR y producción de aceite pero generando volúmenes recuperados y producidos más altos y una reducción del corte de agua más significativa.

En la Figura 63, se observa el comportamiento de la producción acumulada de aceite con la inyección de 0,3 VP. En este escenario se obtuvo un acumulado de aceite de 926447, 1060000 y 1105300 bbl de aceite para 500, 1000 y 1500 ppm. Los incrementales obtenidos fueron de 243266, 376819, 422119, con 500, 1000 y 1500 ppm, respectivamente.

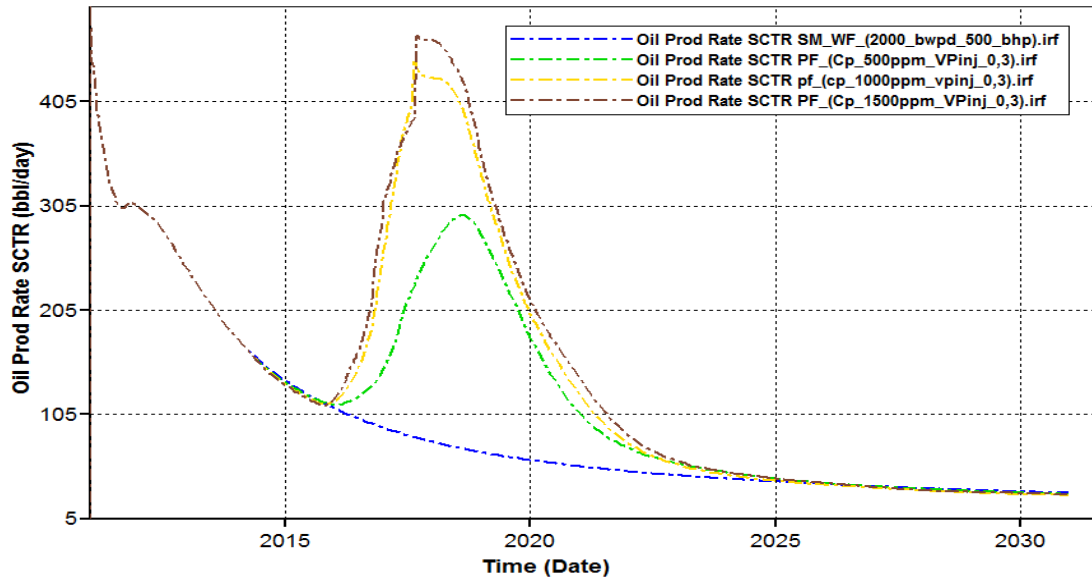
Figura 63. Producción acumulada de aceite a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

La producción instantánea de aceite se observa en la Figura 64, donde el mayor pico de producción de aceite fue de 468 bpd para una Cp de 1500 ppm, con 1000 ppm el pico de producción fue de 429 bpd cercano al obtenido con la Cp anterior; para la Cp más baja el pico máximo de producción fue de 293 bpd.

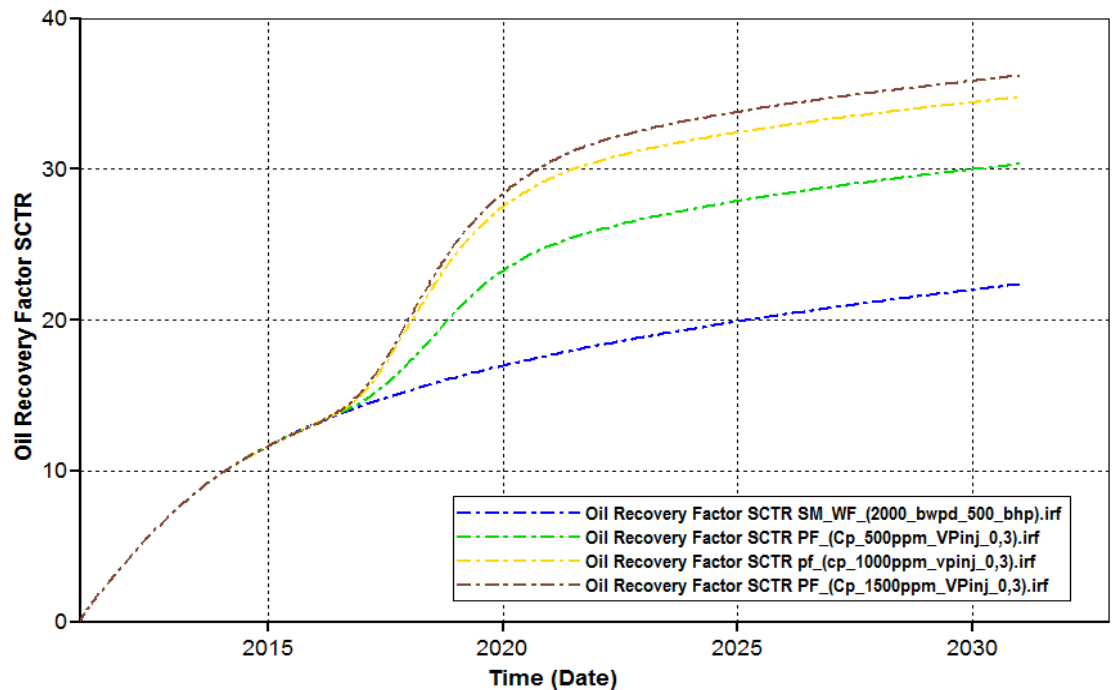
Figura 64. Producción instantánea de aceite a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

El perfil del factor de recobro se observa en la Figura 65, en este escenario se tiene un factor de recobro para inyección de agua del 22%, y para la inyección de polímero del 30%, 35% y 36%, para 500, 1000 y 1500 ppm, respectivamente. Según el FR obtenido con un volumen poroso inyectado de 0,3; los FR para las dos Cp más altas es muy cercano, pero la concentración de polímero si varía, por tal razón es mejor seleccionar una Cp de 1000 ppm cuando se trabaje una inyección de solución polimérica a condiciones similares a las de este estudio.

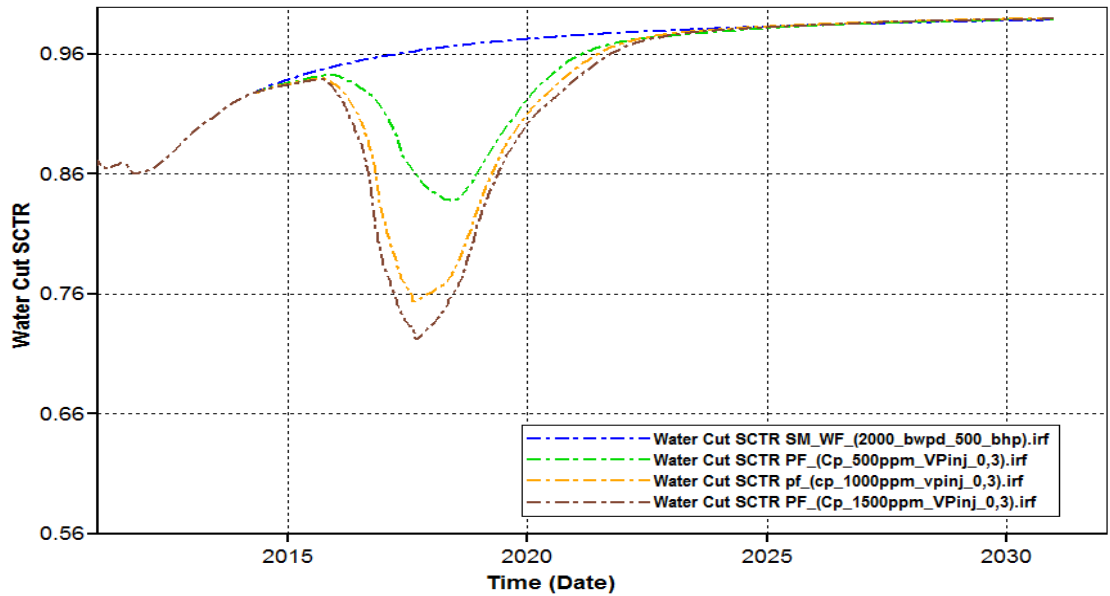
Figura 65. Factor de recobro a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 66, se observa el comportamiento del corte de agua para cuando se inyectan 0,3 VP; en este escenario se obtuvo una reducción del aproximadamente del 37% comparado con el escenario del caso base, por tal motivo se puede concluir que la reducción del corte de agua al aumentar el VP inyectado no varía significativamente.

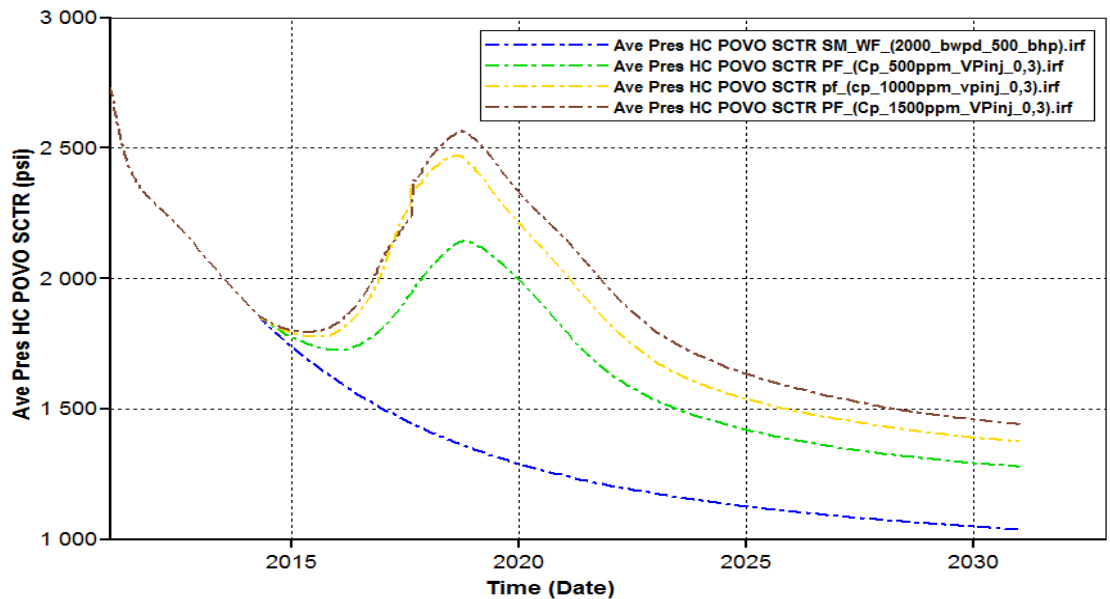
Figura 66. Corte de agua a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 67, se observa el comportamiento de la presión promedio del yacimiento, la cual es muy similar a la obtenida en los escenarios de inyección de 0,15 y 0,2 VP. La máxima presión alcanzada es de aproximadamente 2500 psi que no sobrepasa la presión de fractura del yacimiento.

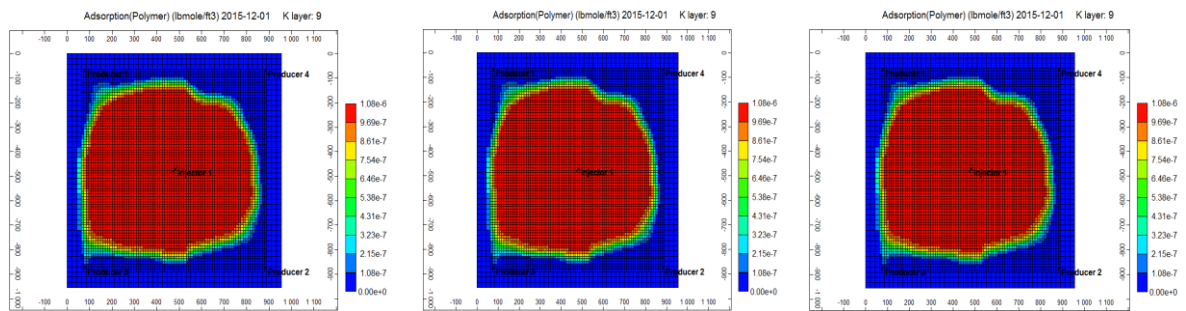
Figura 67. Presión promedio del yacimiento a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

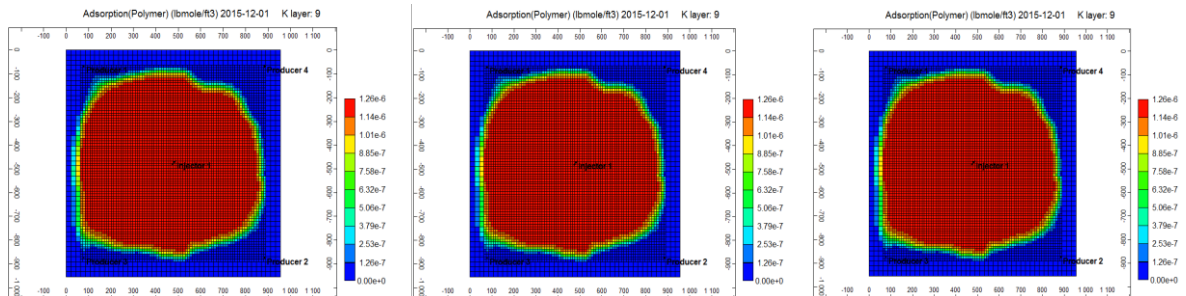
En la Figura 68, 69 y 70 se observa el perfil de la adsorción de la solución polimérica en el yacimiento teniendo en cuenta la sensibilidad de la Cp y VP inyectado. La adsorción de la solución polimérica no varía con el volumen poroso inyectado, ya que de acuerdo a las gráficas siempre se tiene el mismo valor de adsorción para los tres valores de VP inyectado. En cambio la adsorción si varía dependiendo de la concentración de polímero que se inyecte en el yacimiento, dónde a mayor concentración de polímero mayor va a ser la adsorción del mismo en la roca.

Figura 68. Adsorción del polímero con Cp de 500 ppm @ 0.15, 0.2 y 0.3 VP inyectados



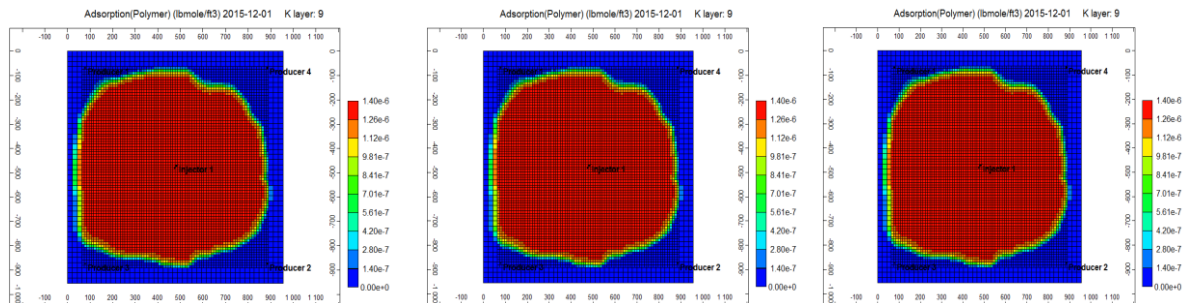
Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

Figura 69. Adsorción del polímero con Cp de 1000 ppm @ 0.15, 0.2 y 0.3 VP inyectados



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

Figura 70. Adsorción del polímero con Cp de 1500 ppm @ 0.15, 0.2 y 0.3 VP inyectados



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

4.1.2. Escenario 2: Inyección de un bache de surfactante seguido por otro de polímero

A continuación se presenta el escenario de la inyección de un bache de surfactante, seguido por otro de polímero y posteriormente la inyección de agua. Se lleva a cabo un análisis de sensibilidad a la C_p y C_s de surfactante a inyectar, donde los valores a utilizar en la sensibilidad de C_p son 500, 1000 y 1500 ppm; los valores de C_s a utilizados son 0,4, 0,5 y 0,6 wt%, donde estos valores se seleccionaron de acuerdo a la reducción de la tensión interfacial reportada en la data experimental de laboratorio. Los parámetros operacionales de los pozos fueron: presión de inyección de 5200 psi y caudal de inyección de 2000 bpd; para los pozos productores la restricción de BHP fue de 500 psi. El volumen poroso se fijó para llevar a cabo cada uno de los desplazamientos, el rango utilizado fue de 20, 30 y 40%.

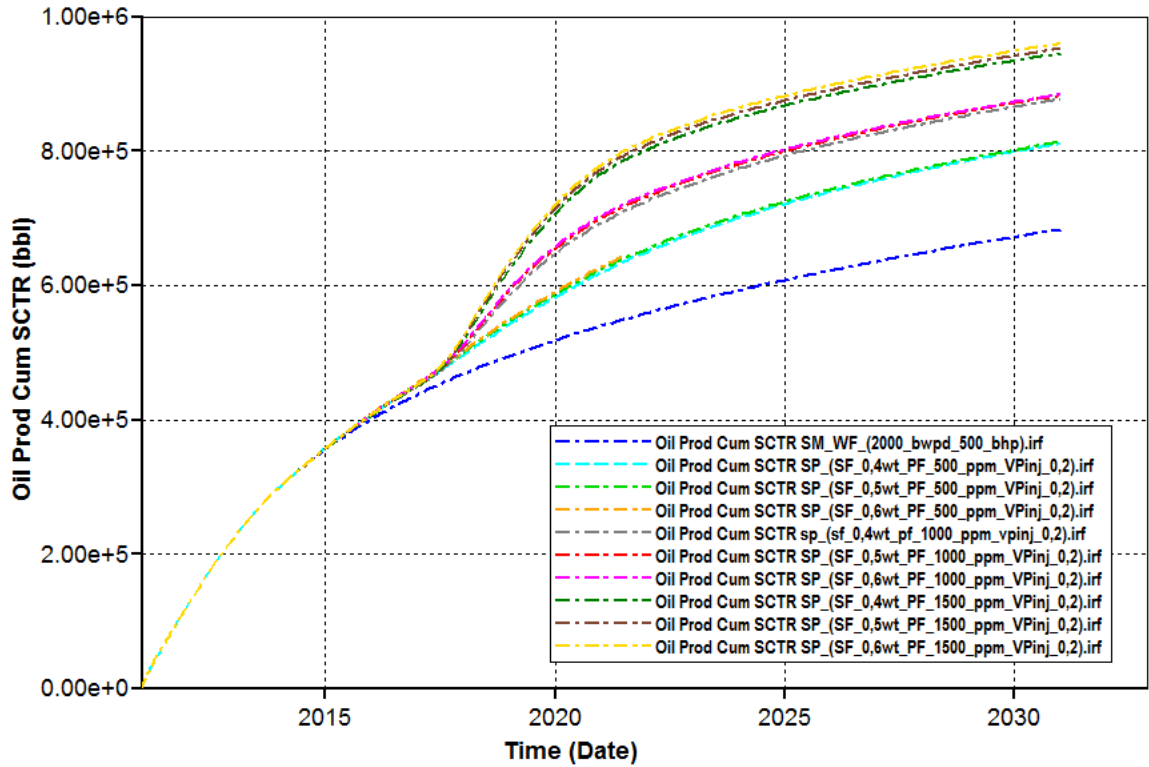
4.1.1.2. Sensibilidad a la concentración del polímero C_p , Concentración de surfactante C_s y a los volúmenes porosos inyectados

Se observa en la Figura 71, el perfil de la producción acumulada de aceite para la predicción de 0,2 VP inyectados en el yacimiento con sensibilidad de tres diferentes concentraciones de polímero. En estos resultados se encontró que la sensibilidad de la C_s no genera un cambio representativo en las predicciones, es decir la inyección de 0,5 o 0,6 wt% de surfactante dan muy similares en la respuesta técnica del proceso pero económicamente si existe una diferencia por el costo de inyectar una mayor cantidad de surfactante. De acuerdo a la gráfica se decide trabajar con una C_s de 0,5 wt% ya que de acuerdo a las pruebas de laboratorio es donde se alcanza la concentración micelar crítica e inyectar una concentración mayor de surfactante solo representaría más costos ya que la IFT mantiene el mismo valor.

Para las tres C_p analizadas variando la C_s se observó una respuesta positiva comparada con el caso base de inyección de agua, de lo cual se concluye que el proceso es viable técnicamente, donde el mayor acumulado de aceite alcanzado fue de 952518 bbl con la C_p más alta de 1500 ppm, seguido por la concentración de 1000 ppm con 882779 y por último la de 500 ppm con 813628, para el caso base la producción acumulada es de

683181, dando incrementales de 130447, 199598 y 269337 bbl de aceite, para las Cp de 500, 1000 y 1500 ppm, respectivamente.

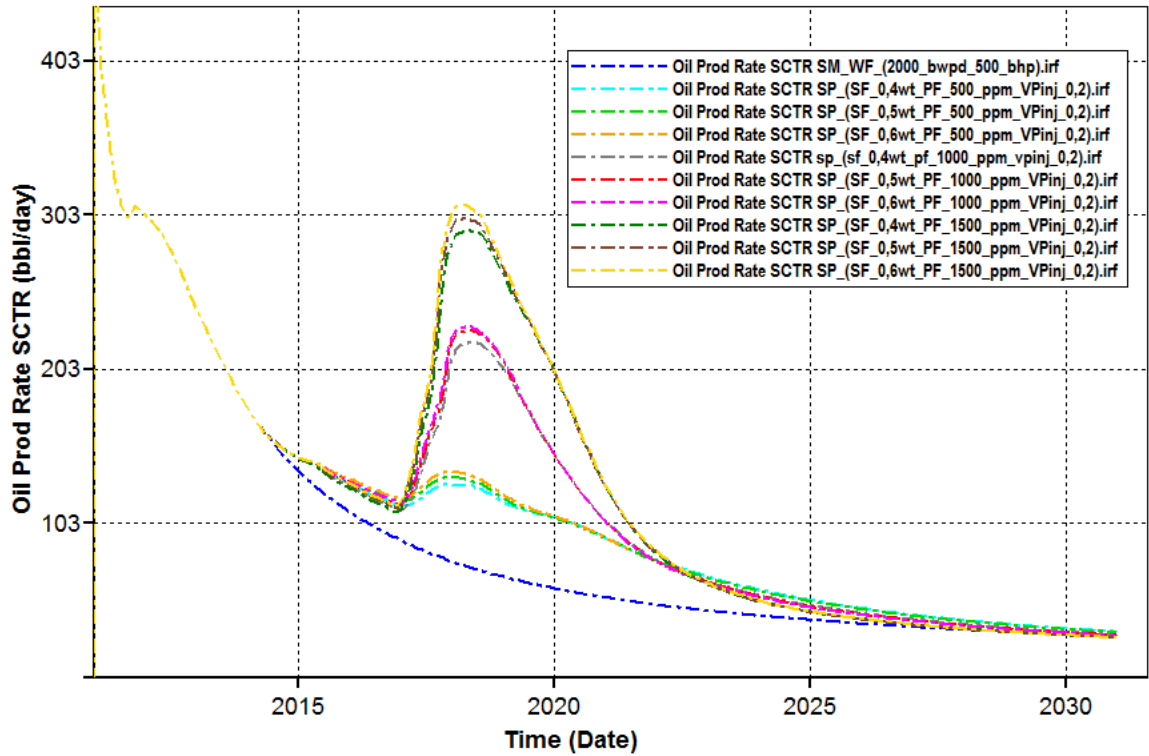
Figura 71. Producción acumulada de SF - PF aceite a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 72, se observa el comportamiento de la producción instantánea de aceite para la inyección de 0,2 volúmenes porosos, a diferentes concentraciones de surfactante y polímero. El pico de producción más alto fue de 300 bpd de aceite con 1500 ppm y el más bajo de 137 bpd de aceite con Cp de 500 ppm y una Cs fija de 0,5 wt%. A una concentración de 1000 ppm se alcanzó un pico de 228 bpd de aceite. De acuerdo a estos resultados se encuentra que inyectar con una Cp de 1500 y 1000 ppm se obtienen buenos resultados en la producción de aceite que hacen que el proyecto sea viable técnicamente.

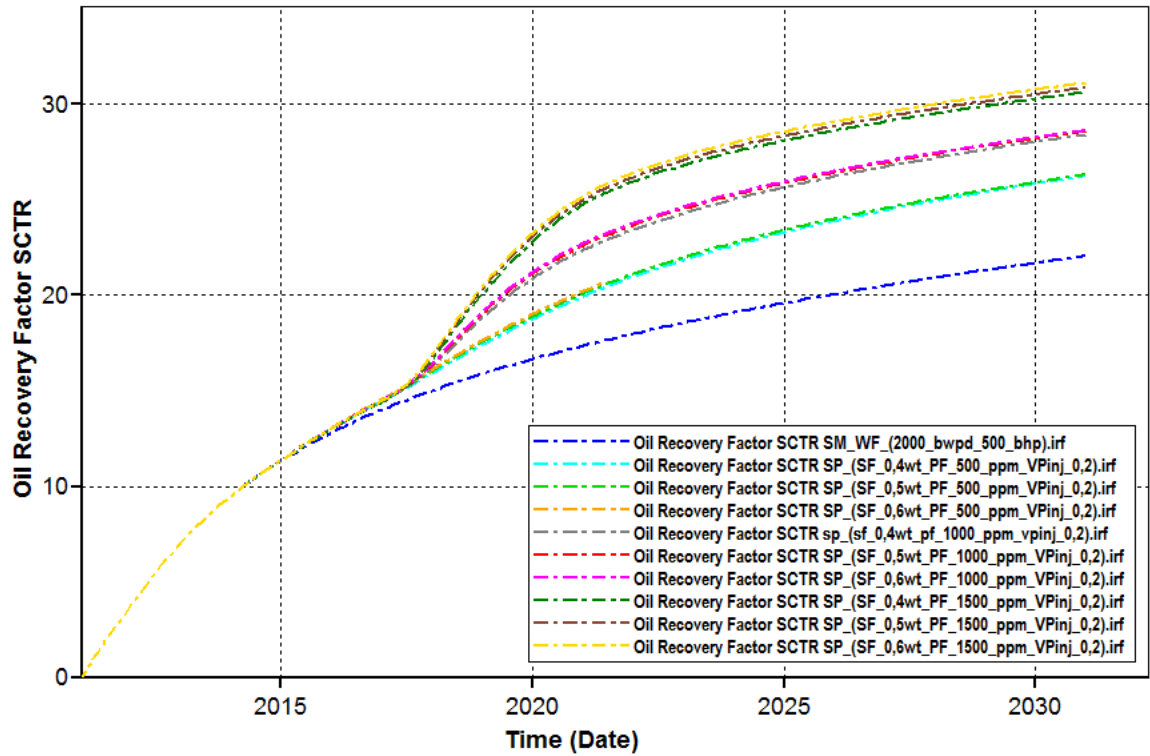
Figura 72. Producción instantánea de aceite SF - PF a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 73, se observa el factor de recobro obtenido para cada una de las sensibilidades realizadas de la Cp a 0,2 VP inyectados en el yacimiento. El caso base presenta un FR=22%, en los escenarios de inyección de un bache de surfactante seguido por un bache de polímero se obtuvieron factores de recobro del 26, 28 y 31% para 500, 1000 y 1500 ppm, respectivamente. Alcanzando un incremento de hasta un 9% con la Cp más alta y de un 4% con la baja. En este caso se tiene un VP inyectado bajo por lo cual es recomendable inyectar con la Cp más alta.

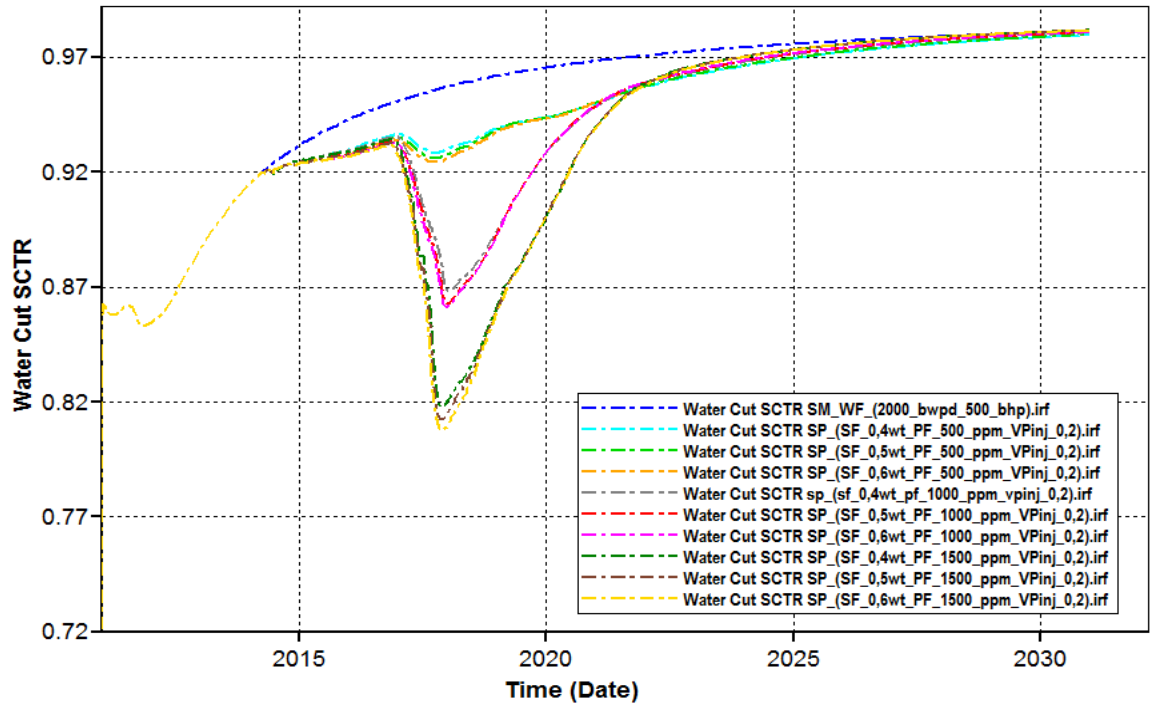
Figura 73. Factor de recobro de SF – PF a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 74, se observa el comportamiento del corte de agua para la inyección de 0,2 VP de polímero, la reducción del corte de agua se da iniciando la inyección del primer bache de surfactante, la reducción del corte de agua fue de aproximadamente el 20% al inyectar el bache de polímero. Con el post flujo de la inyección de agua el corte agua se va incrementando nuevamente.

Figura 74. Corte de agua de SF – PF a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs

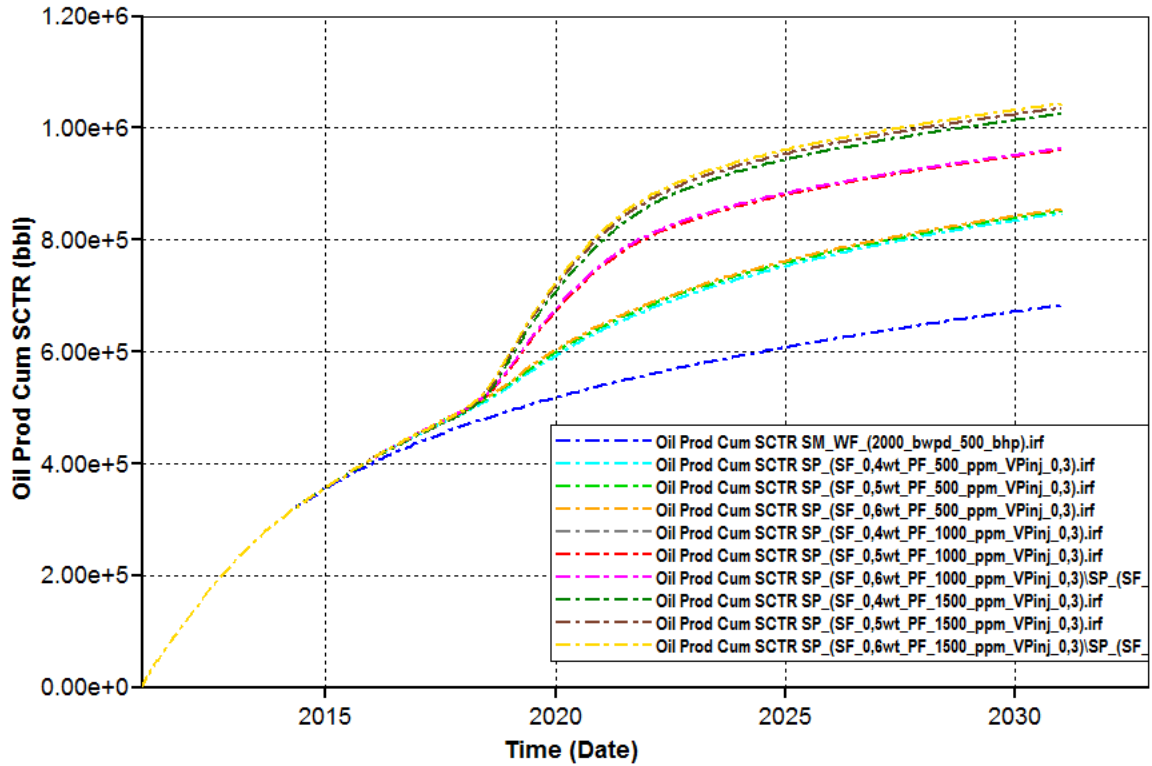


Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

Se observa en la Figura 75 , el perfil de la producción acumulada de aceite para la predicción de 0,3 VP inyectados en el yacimiento con sensibilidad de tres diferentes concentraciones de polímero. Se encontró también que la sensibilidad de la Cs no genera un cambio representativo en las predicciones, y se seleccionó una concentración de 0,5 wt% ya que de acuerdo a las pruebas de laboratorio es donde se alcanza la concentración micelar crítica.

Para las tres Cp analizadas variando la Cs se observó una respuesta positiva comparada con el caso base de inyección de agua, de lo cual se concluye que el proceso es viable técnicamente, donde el mayor acumulado de aceite alcanzado fue de 1040000 bbl con la Cp más alta de 1500 ppm, seguido por la concentración de 1000 ppm con 960348 y por último la de 500 ppm con 852405, para el caso base la producción acumulada es de 683181, dando incrementales de 169224, 277167 y 356819 bbl de aceite, para las Cp de 500, 1000 y 1500 ppm, respectivamente.

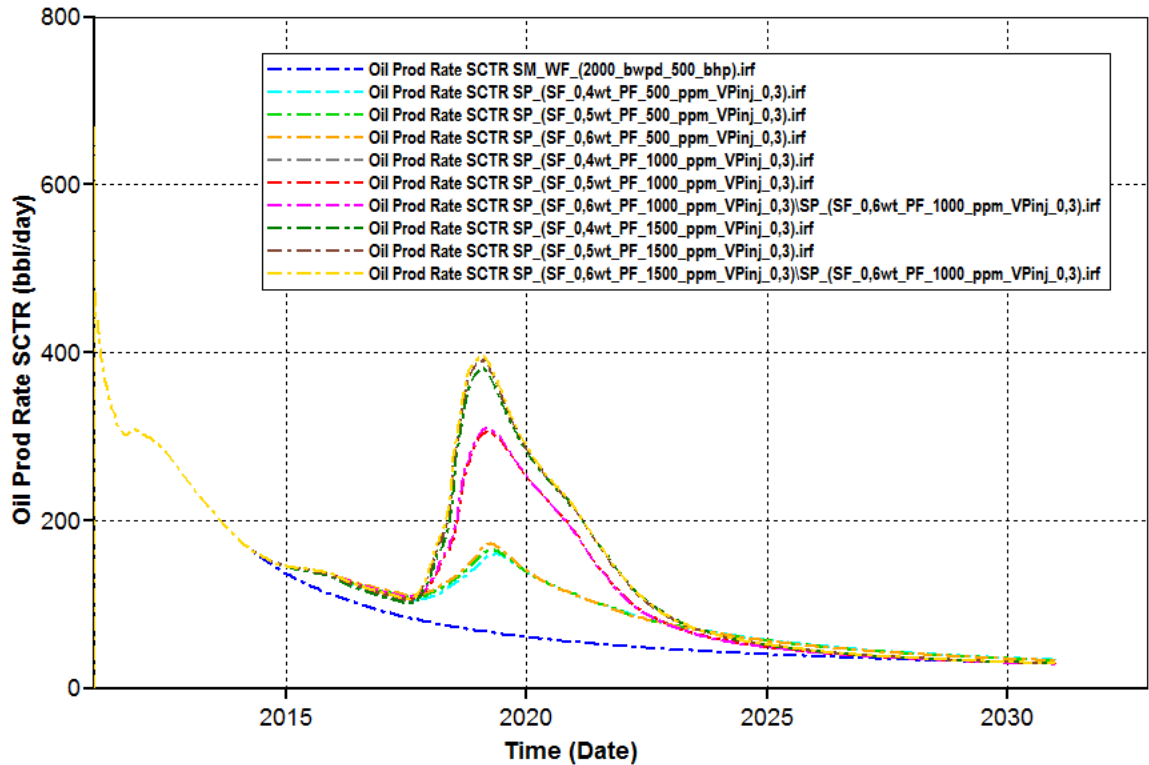
Figura 75. Producción acumulada de SF - PF aceite a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 76, se observa el comportamiento de la producción instantánea de aceite para la inyección de 0,3 volúmenes porosos, a diferentes concentraciones de surfactante y polímero. El pico de producción más alto fue de 387 bpd de aceite con 1500 ppm y el más bajo de 172 bpd de aceite con Cp de 500 ppm y una Cs fija de 0,5 wt%. A una concentración de 1000 ppm se alcanzó un pico de 305 bpd de aceite. De acuerdo a estos resultados se encuentra que inyectar con una Cp de 1500 y 1000 ppm se obtienen buenos resultados en la producción de aceite que hacen que el proyecto sea viable técnicamente.

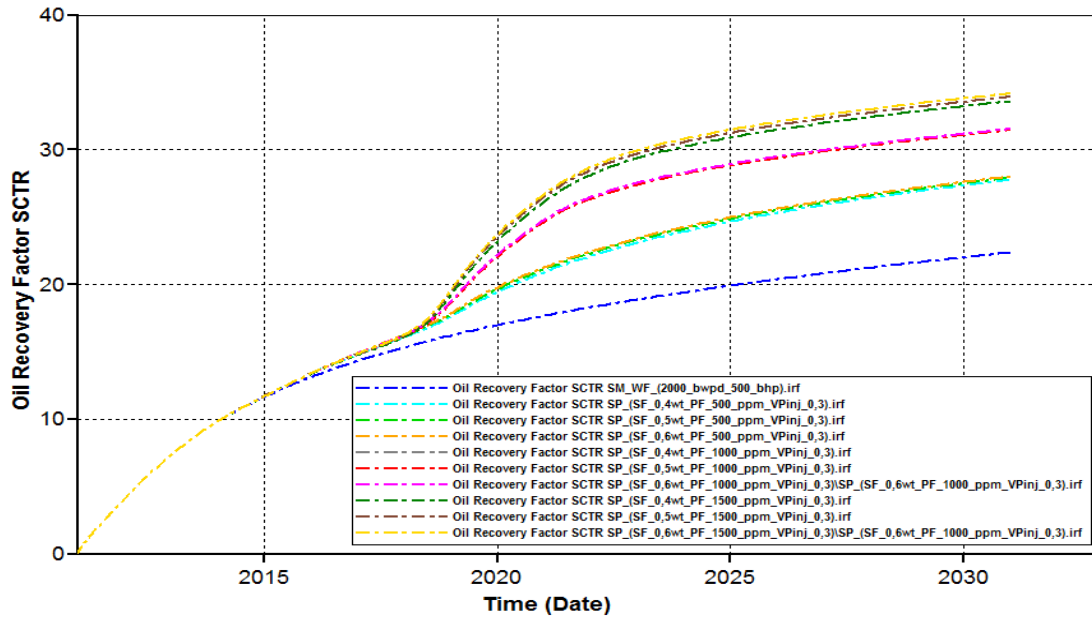
Figura 76. Producción instantánea de aceite SF - PF a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 77, se observa el factor de recobro obtenido para cada una de las sensibilidades realizadas de la Cp a 0,3 VP inyectados en el yacimiento. El caso base presenta un FR=22%, en los escenarios de inyección de un bache de surfactante seguido por un bache de polímero se obtuvieron factores de recobro del 28, 31 y 33% para 500, 1000 y 1500 ppm, respectivamente. Alcanzando un incremento de hasta un 11% con la Cp más alta y de un 6% con la baja.

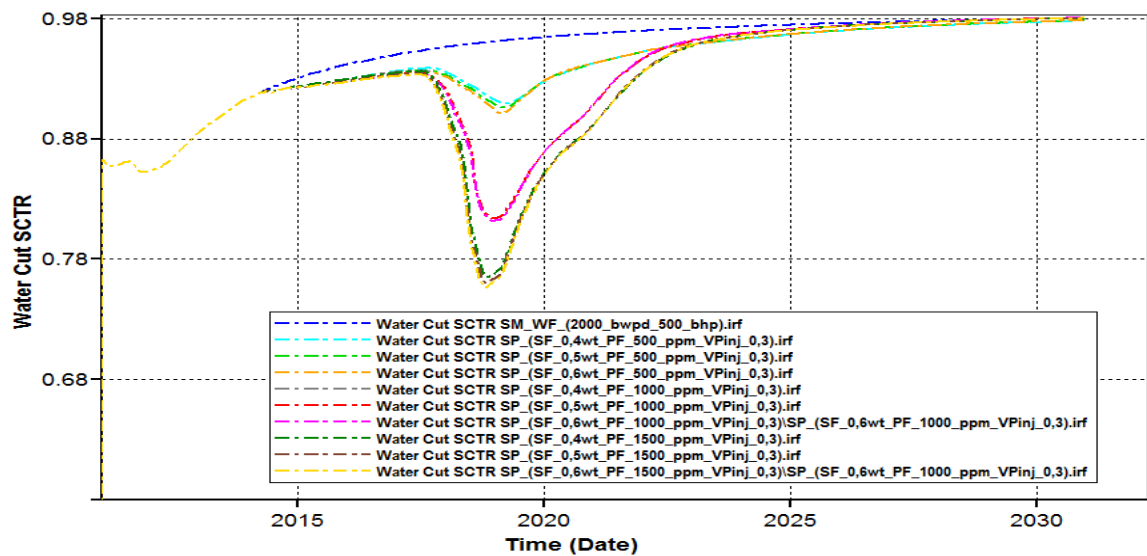
Figura 77. Factor de recobro de SF – PF a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 78, se observa el comportamiento del corte de agua para la inyección de 0,3 VP de polímero, la reducción del corte de agua se da iniciando la inyección del primer bache de surfactante, y fue de aproximadamente el 25% al inyectar el bache de polímero. Con el post flujo de la inyección de agua el corte agua se va incrementando nuevamente.

Figura 78. Corte de agua de SF – PF a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs

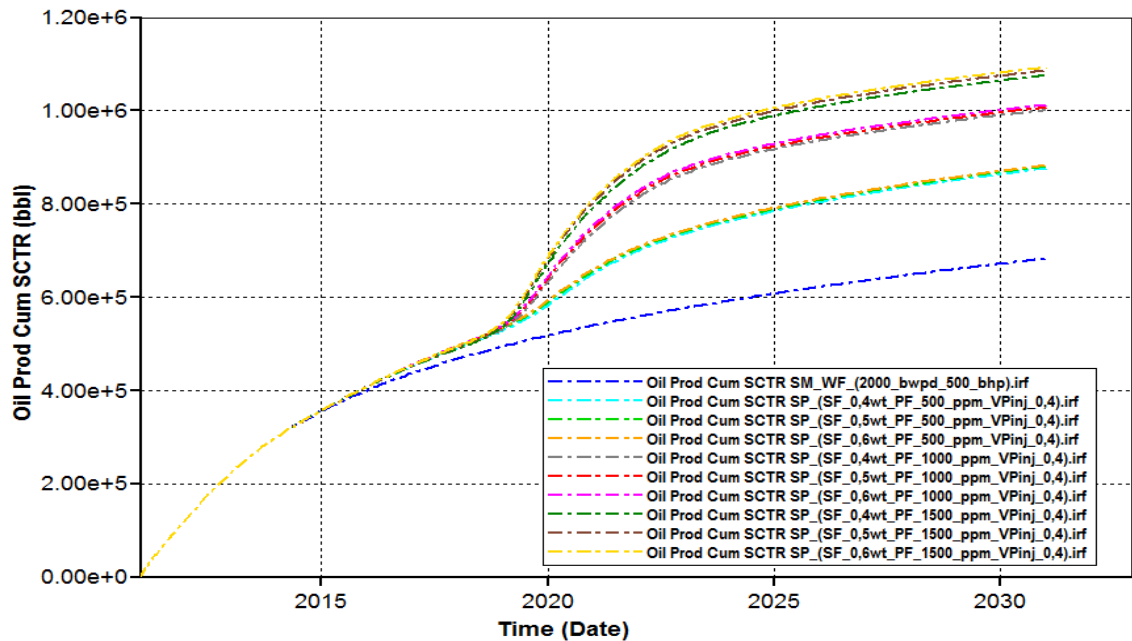


Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

Se observa en la Figura 79, el perfil de la producción acumulada de aceite para la predicción de 0,4 VP inyectados en el yacimiento con sensibilidad de tres diferentes concentraciones de polímero. Se encontró también que la sensibilidad de la Cs no genera un cambio representativo en las predicciones, y se seleccionó una concentración de 0,5 wt% ya que de acuerdo a las pruebas de laboratorio es donde se alcanza la concentración micelar crítica.

Para las tres Cp analizadas variando la Cs se observó una respuesta positiva comparada con el caso base de inyección de agua, de lo cual se concluye que el proceso es viable técnicamente, donde el mayor acumulado de aceite alcanzado fue de 1080000 bbl con la Cp más alta de 1500 ppm, seguido por la concentración de 1000 ppm con 1007000 y por último la de 500 ppm con 880567, para el caso base la producción acumulada es de 683181, dando incrementales de 197386, 323819 y 396819 bbl de aceite, para las Cp de 500, 1000 y 1500 ppm, respectivamente.

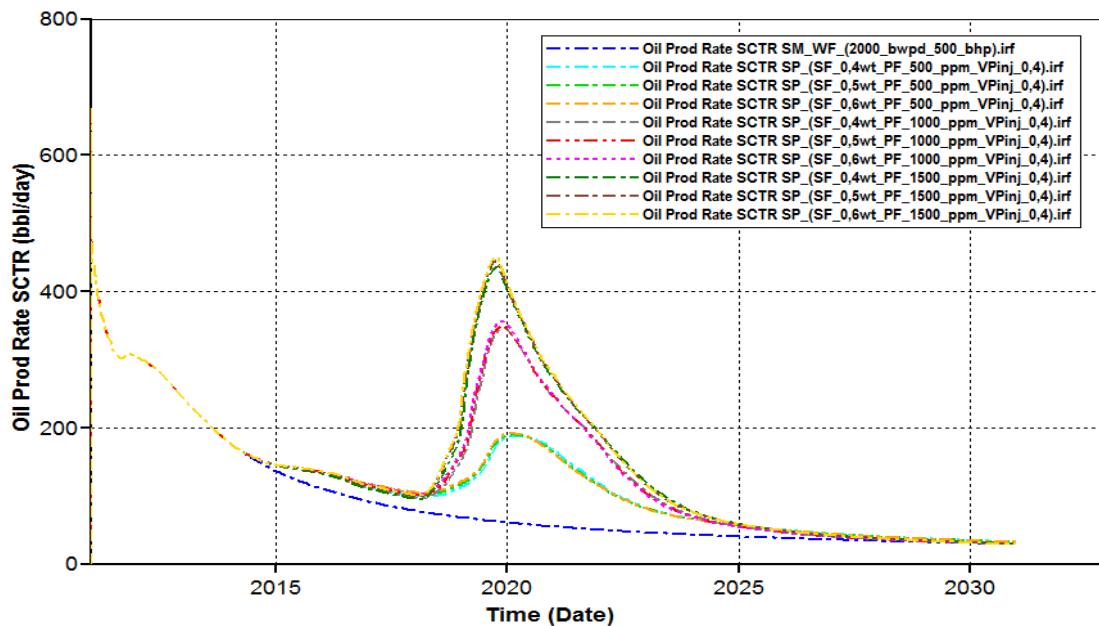
Figura 79. Producción acumulada de SF - PF aceite a 0,4 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 76, se observa el comportamiento de la producción instantánea de aceite para la inyección de 0,4 volúmenes porosos, a diferentes concentraciones de surfactante y polímero. El pico de producción más alto fue de 439 bpd de aceite con 1500 ppm y el más bajo de 191 bpd de aceite con Cp de 500 ppm y una Cs fija de 0,5 wt%. A una concentración de 1000 ppm se alcanzó un pico de 355 bpd de aceite. De acuerdo a estos resultados se encuentra que inyectar con una Cp de 1500 y 1000 ppm se obtienen buenos resultados en la producción de aceite que hacen que el proyecto sea viable técnicamente.

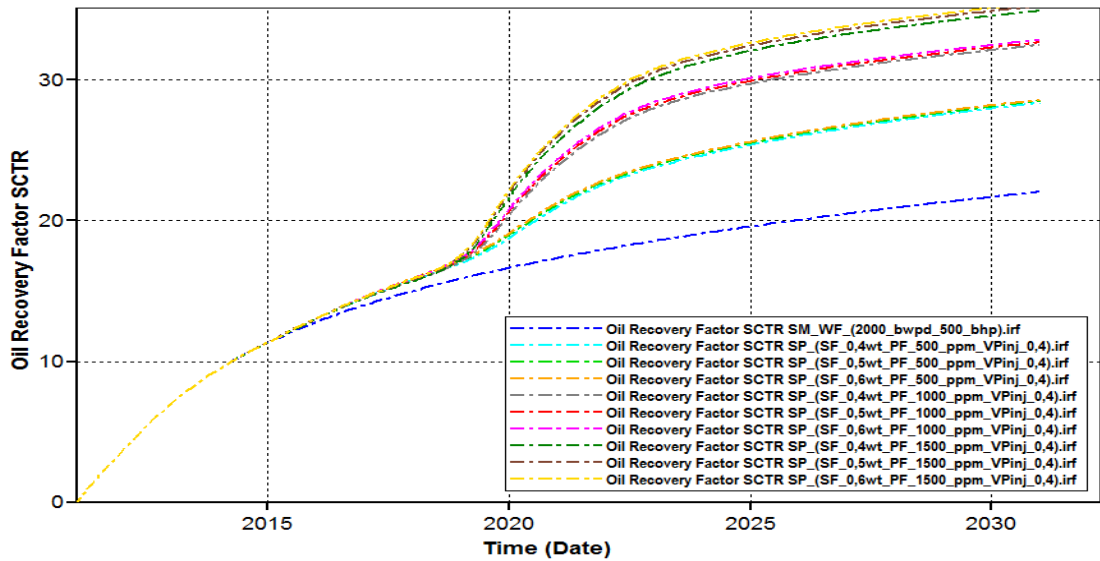
Figura 80. Producción instantánea de aceite SF - PF a 0,4 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 81, se observa el factor de recobro obtenido para cada una de las sensibilidades realizadas de la Cp a 0,4 VP inyectados en el yacimiento. El caso base presenta un FR=22%, en los escenarios de inyección de un bache de surfactante seguido por un bache de polímero se obtuvieron factores de recobro del 29, 33 y 36% para 500, 1000 y 1500 ppm, respectivamente. Alcanzando un incremento de hasta un 14% con la Cp más alta y de un 7% con la de 500 ppm.

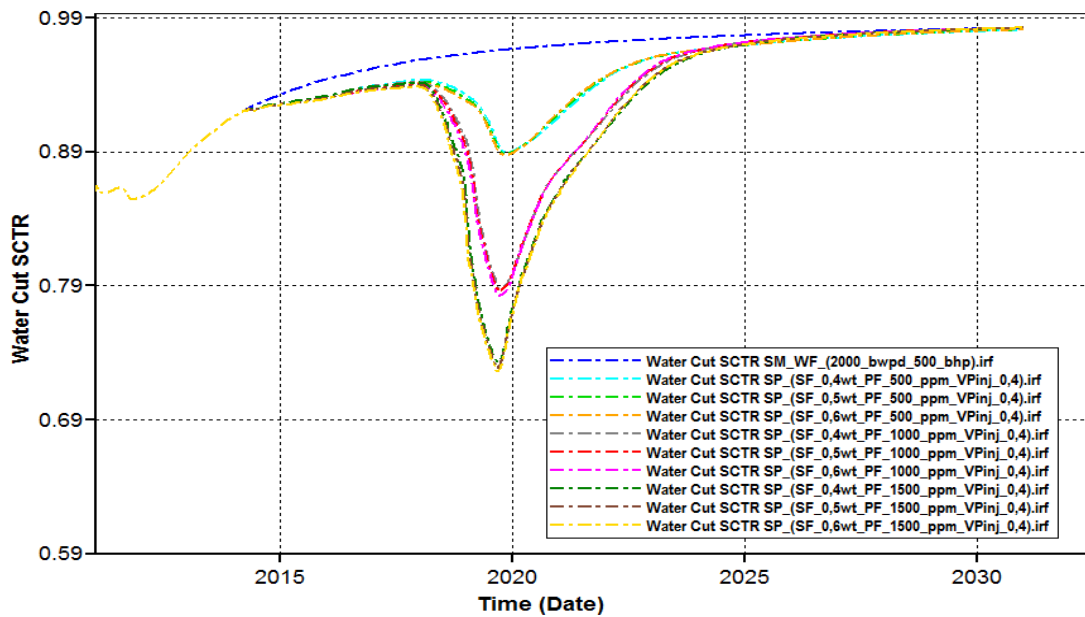
Figura 81. Factor de recobro de SF – PF a 0,4 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 82, se observa el comportamiento del corte de agua para la inyección de 0,4 VP de un bache de surfactante y otro de polímero, la reducción del corte de agua se da iniciando la inyección del primer bache, y fue de aproximadamente el 27% al inyectar el bache de polímero. Con el post flujo de la inyección de agua el corte agua se va incrementando nuevamente

Figura 82. Corte de agua de SF – PF a 0,4 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

4.1.3. Escenario 3: Inyección de un bache de polímero seguido por otro de SP

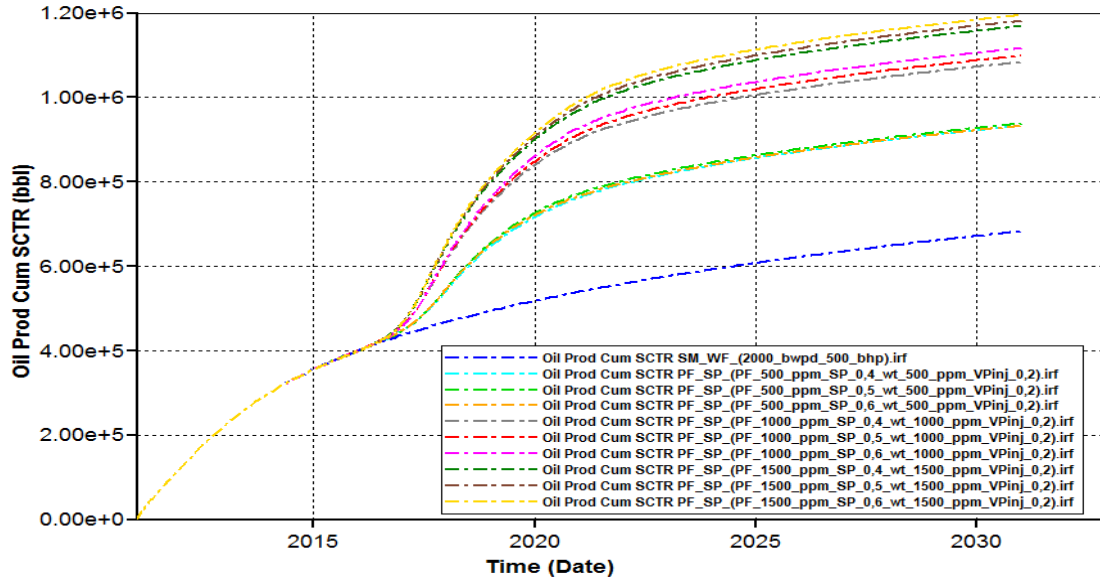
A continuación se presenta el escenario de la inyección de un bache de polímero, seguido por otro de surfactante - polímero y posteriormente la inyección de agua. Se lleva a cabo un análisis de sensibilidad a la Cp y Cs a inyectar, dónde los valores a utilizar en la sensibilidad de Cp son 500, 1000 y 1500 ppm; los valores de Cs a utilizados son 0,4, 0,5 y 0,6 wt%, donde estos valores se seleccionaron de acuerdo a la reducción de la tensión interfacial reportada en la data experimental de laboratorio. Los parámetros operacionales de los pozos fueron: presión de inyección de 5200 psi y caudal de inyección de 2000 bpd; para los pozos productores la restricción de BHP fue de 500 psi. El volumen poroso se fijó para llevar a cabo cada uno de los desplazamientos, el rango utilizado fue de 20, 30 y 40%.

4.1.1.3. Sensibilidad a la concentración del polímero Cp, Concentración de surfactante Cs y a los volúmenes porosos inyectados

Se observa en la Figura 83, el perfil de la producción acumulada de aceite para la predicción de 0,2 VP inyectados en el yacimiento con sensibilidad de tres diferentes concentraciones de polímero. En estos resultados eligió de la sensibilidad la Cs no de 0,5 wt% ya que no se genera un cambio representativo en las predicciones utilizando las otras Cs, es decir la inyección de 0,4 o 0,6 wt% de surfactante dan muy similares en la respuesta técnica del proceso pero económicamente si existe una diferencia por el costo del volumen inyectado de surfactante. Este valor se seleccionó teniendo en cuenta las pruebas de laboratorio para la medida de IFT del surfactante, el valor de 0,5 wt% es donde se alcanza la concentración micelar crítica.

Para las tres Cp analizadas variando la Cs se observó una respuesta positiva comparada con el caso base de inyección de agua, de lo cual se concluye que el proceso es viable técnicamente, donde el mayor acumulado de aceite alcanzado fue de 1180000 bbl con la Cp más alta de 1500 ppm, seguido por la concentración de 1000 ppm con 1099000 bbl y por último la de 500 ppm con 938639 bbl, para el caso base la producción acumulada es de 683181, dando incrementales de 255458, 415819 y 496819 bbl de aceite, para las Cp de 500, 1000 y 1500 ppm, respectivamente.

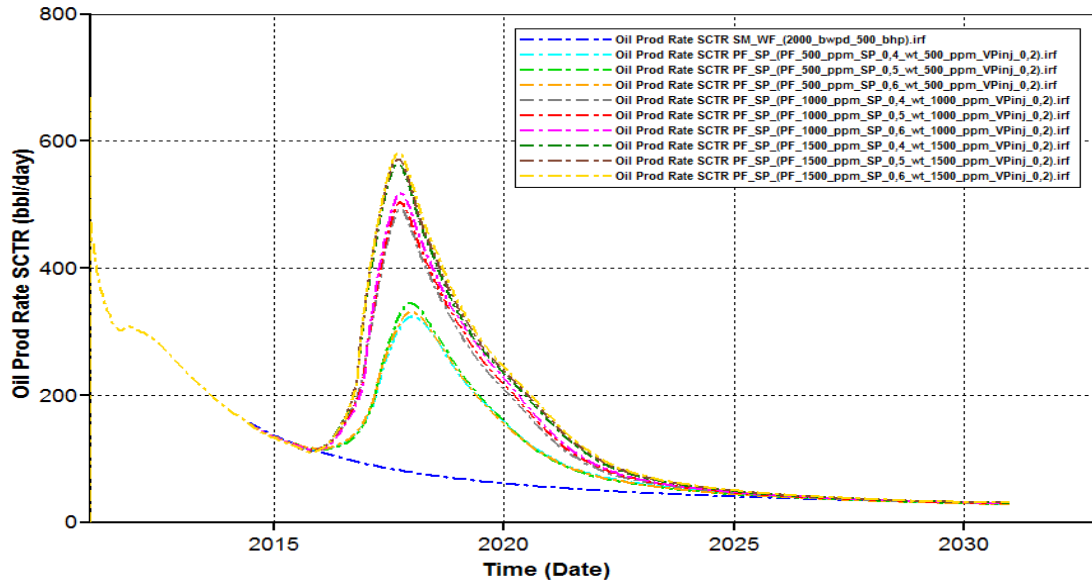
Figura 83. Producción acumulada de PF - SP aceite a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 84, se observa el comportamiento de la producción instantánea de aceite para la sensibilidad de la Cp y Cs al desplazar 0,2 VP. En estos resultados se obtuvo un pico máximo de producción de aceite 570 bbl con la Cp de 1500 ppm de polímero y 0,5 wt% de surfactante. Para las otras dos concentraciones de 500 y 1000 ppm y Cs de 0,5 wt%, el pico de producción fue de 323 y 499 bbl, respectivamente.

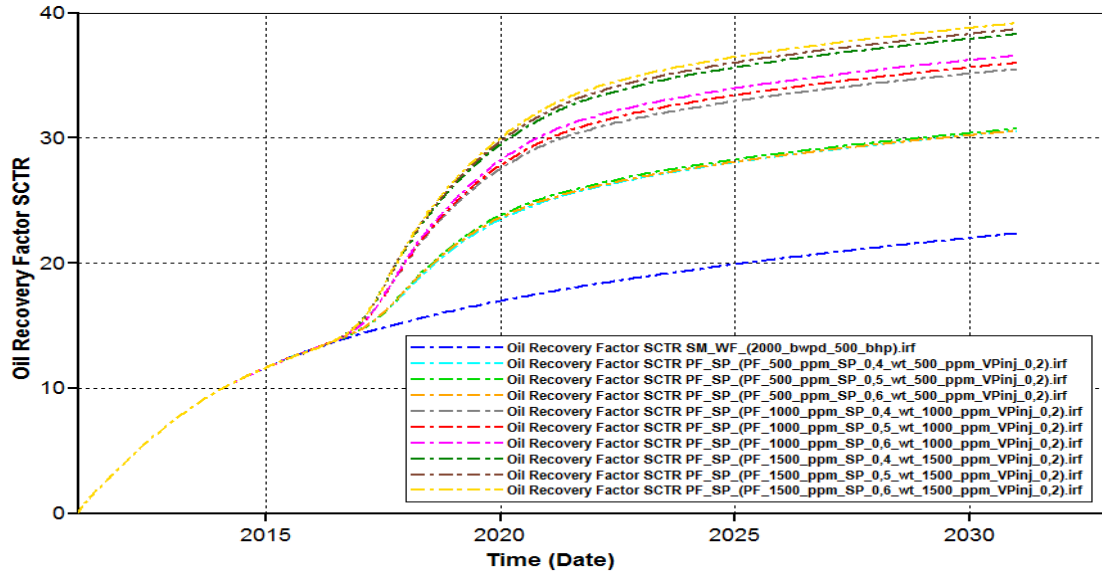
Figura 84. Producción instantánea de aceite PF - SP a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 85, se observa el comportamiento del FR para la inyección de 0,2 VP a diferentes Cp y Cs, el factor de recobro para 500, 1000 y 1500 ppm fue de 30, 36 y 38%, respectivamente. Siendo 16%, 10% y 8% mayor a Cp de 1500, 1000 y 500 ppm que con el caso base de inyección de agua.

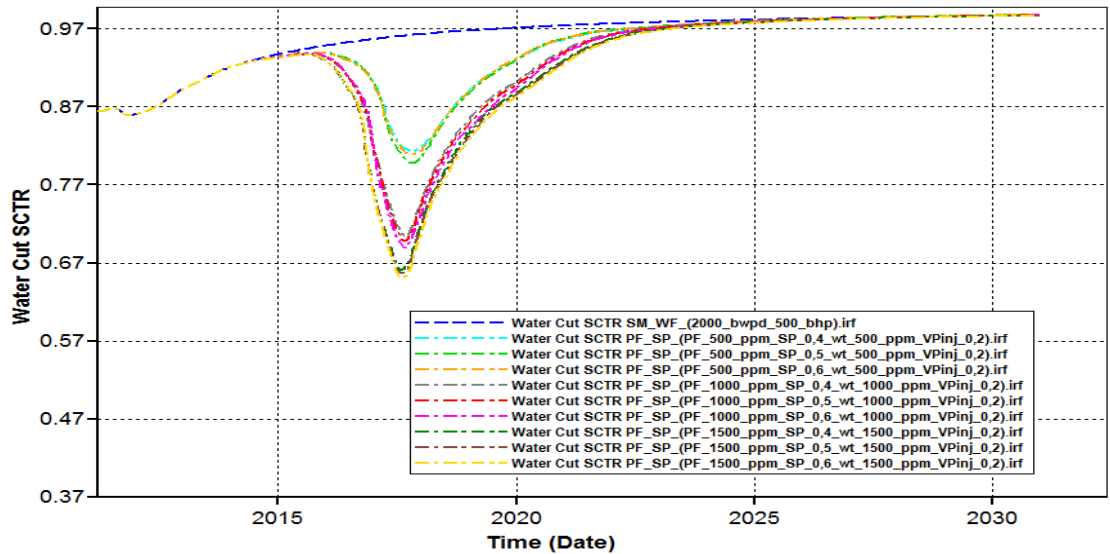
Figura 85. Factor de recobro de PF – SP a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 86, se observa el comportamiento del corte de agua para la inyección de 0,2 VP de un bache de surfactante seguido por otro de polímero, la reducción del corte de agua se da iniciando la inyección del primer bache de surfactante, y fue del 21 al 35% al inyectar el bache de polímero que es el que reduce principalmente el corte de agua en los pozos a las tres Cp y la Cs fija en 0,5 wt%. Con el post flujo de la inyección de agua el corte agua se va incrementando nuevamente.

Figura 86. Corte de agua de PF – SP a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs

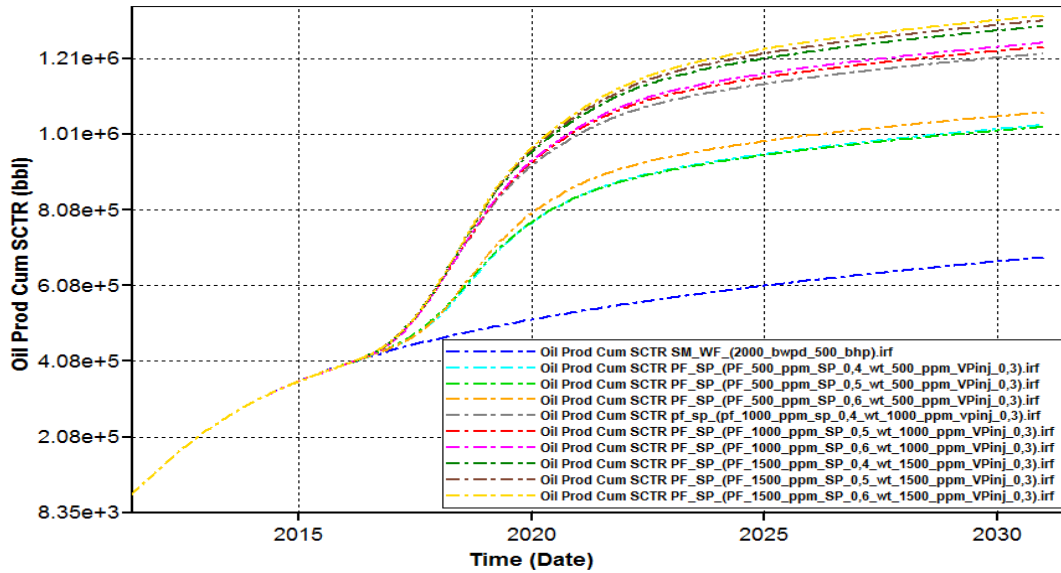


Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

Se observa en la Figura 87, el perfil de la producción acumulada de aceite para la predicción de 0,3 VP inyectados en el yacimiento con sensibilidad de tres diferentes concentraciones de polímero. En estos resultados eligió de la sensibilidad la Cs de 0,5 wt% ya que no se genera un cambio representativo en las predicciones utilizando las otras Cs, es decir la inyección de 0,4 o 0,6 wt% de surfactante dan muy similares en la respuesta técnica del proceso pero económicamente si existe una diferencia por el costo del volumen inyectado de surfactante. Este valor se seleccionó teniendo en cuenta las pruebas de laboratorio para la medida de IFT del surfactante, el valor de 0,5 wt% es donde se alcanza la concentración micelar crítica, e inyectar una concentración mayor de surfactante solo representaría más costos ya que la IFT mantiene el mismo valor y no se reduce para generar un mayor desplazamiento de la saturación residual de aceite.

Para las tres Cp analizadas variando la Cs se observó una respuesta positiva comparada con el caso base de inyección de agua, de lo cual se concluye que el proceso es viable técnicamente, donde el mayor acumulado de aceite alcanzado fue de 1300000 bbl con la Cp más alta de 1500 ppm, seguido por la concentración de 1000 ppm con 1230000 bbl y por último la de 500 ppm con 1027000 bbl, para el caso base la producción acumulada es de 683181, dando incrementales de 343819, 546819 y 616819 bbl de aceite, para las Cp de 500, 1000 y 1500 ppm, respectivamente.

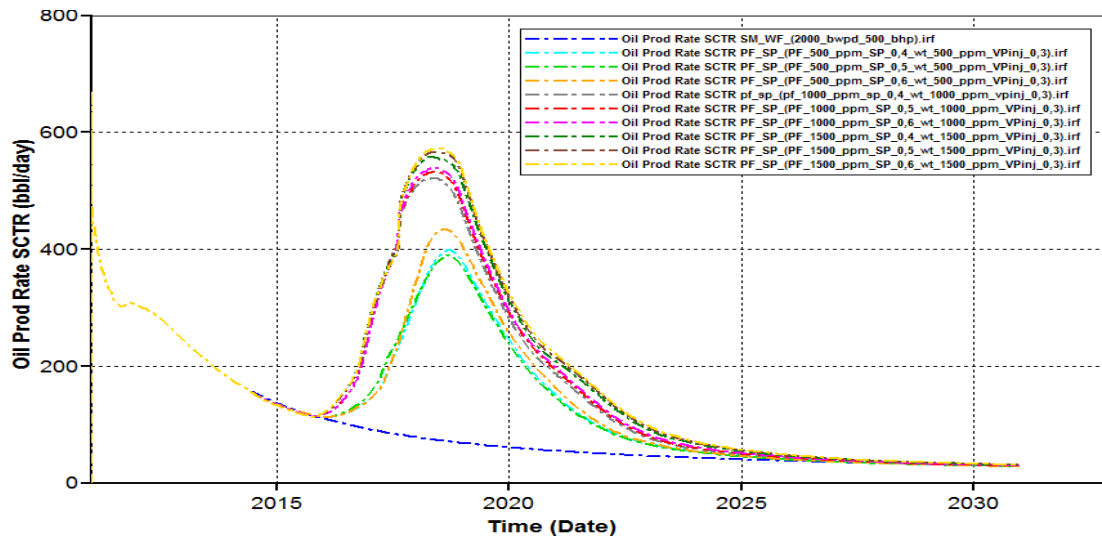
Figura 87. Producción acumulada de aceite PF - SP a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 88, se observa el comportamiento de la producción instantánea de aceite para la sensibilidad de la Cp y Cs al desplazar 0,3 VP. En estos resultados se obtuvo un pico máximo de producción de aceite 565 bbl con la Cp de 1500 ppm de polímero y 0,5 wt% de surfactante. Para las otras dos concentraciones de 500 y 1000 ppm y Cs de 0,5 wt%, el pico de producción fue de 340 y 532 bbl, respectivamente.

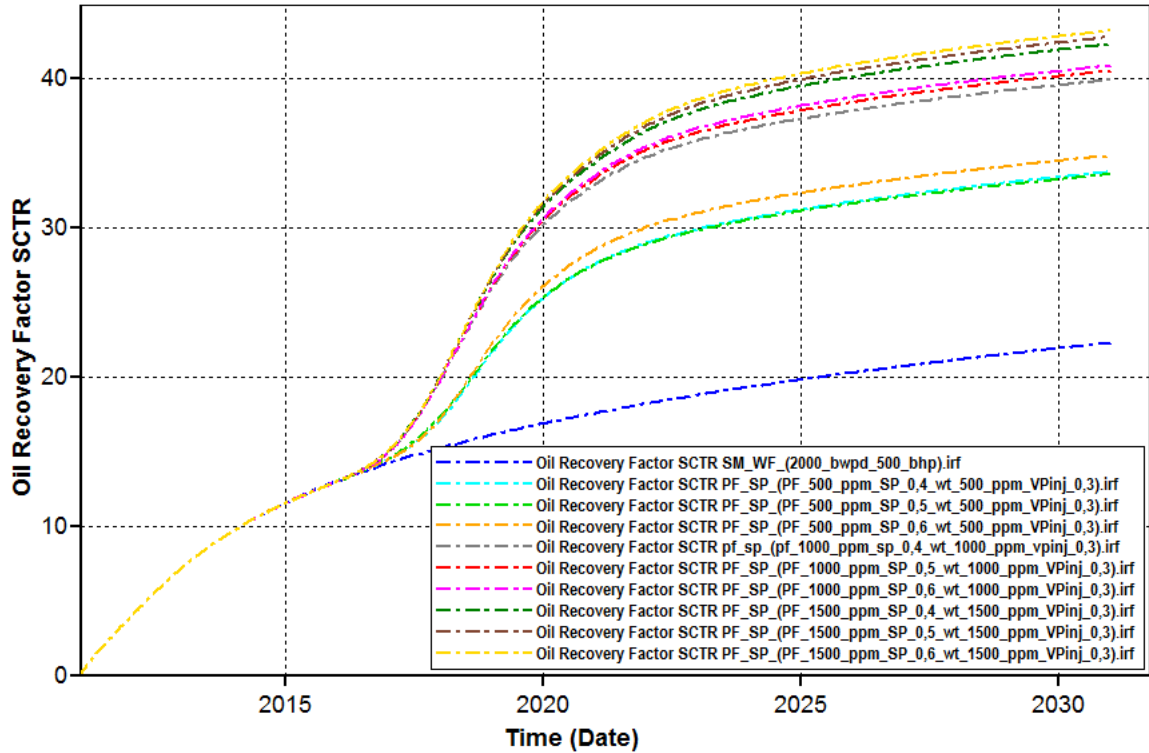
Figura 88. Producción instantánea de aceite PF - SP a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 89, se observa el comportamiento del FR para la inyección de 0,3 VP a diferentes Cp y Cs, el factor de recobro para 500, 1000 y 1500 ppm fue de 33, 40 y 42%, respectivamente. Siendo 20%, 18% y 11% mayor a Cp de 1500, 1000 y 500 ppm que con el caso base de inyección de agua.

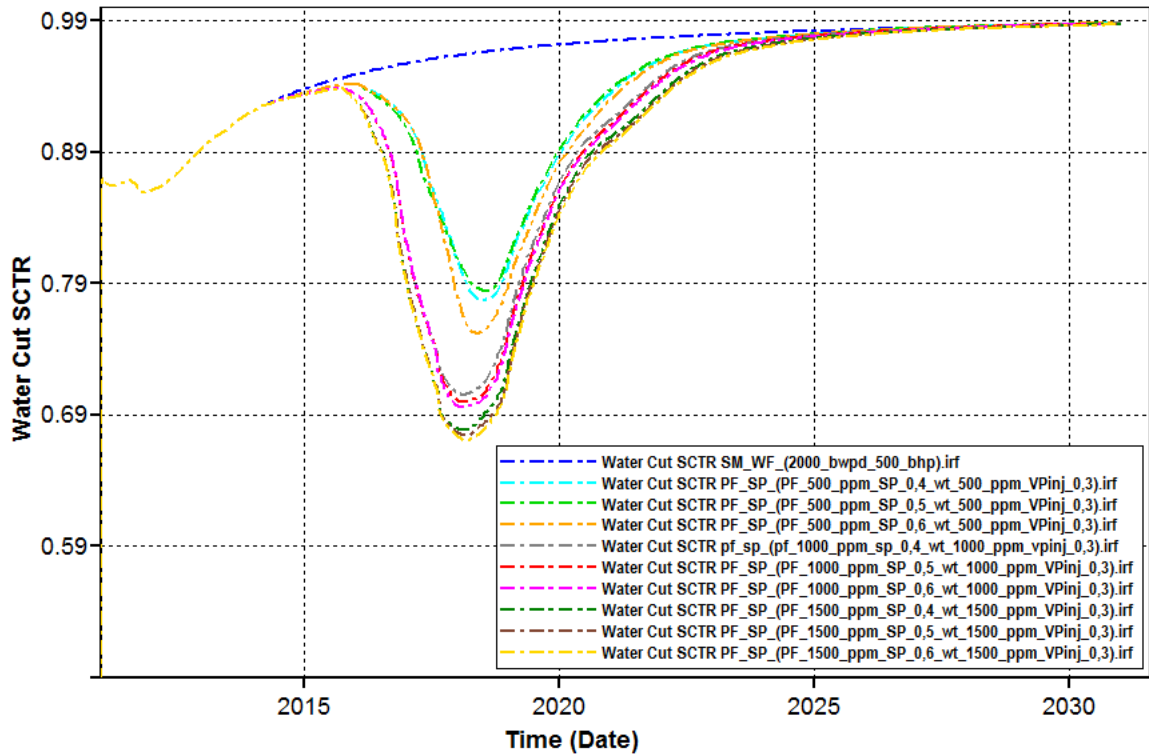
Figura 89. Factor de recobro de PF – SP a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 90, se observa el comportamiento del corte de agua para la inyección de 0,3 VP de un bache de surfactante seguido por otro de polímero, la reducción del corte de agua se da iniciando la inyección del primer bache de surfactante, y fue del 22 al 33% al inyectar el bache de polímero que es el que reduce principalmente el corte de agua en los pozos a las tres Cp y la Cs fija en 0,5 wt%. Con el post flujo de la inyección de agua el corte agua se va incrementando nuevamente.

Figura 90. Corte de agua de PF – SP a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs

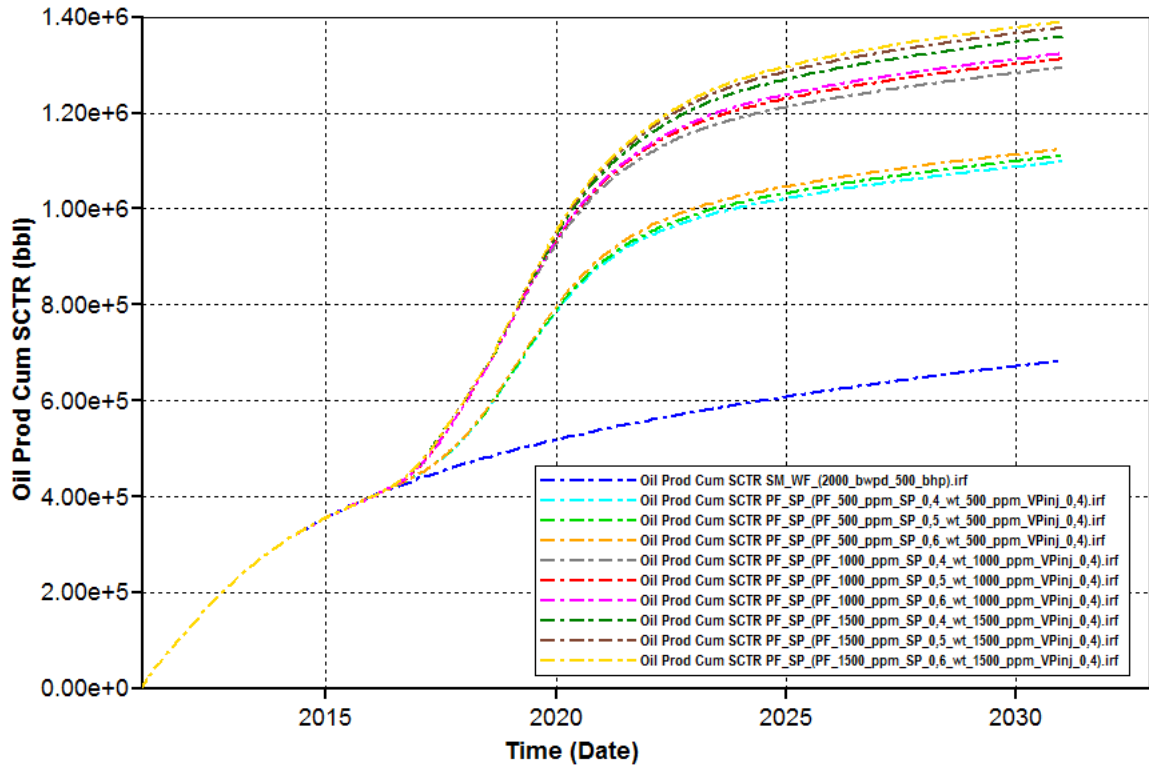


Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

Se observa en la Figura 91, el perfil de la producción acumulada de aceite para la predicción de 0,4 VP inyectados en el yacimiento con sensibilidad de tres diferentes concentraciones de polímero. En estos resultados se eligió de la sensibilidad la Cs de 0,5 wt% ya que no se genera un cambio representativo en las predicciones utilizando las otras Cs, similar a lo ocurrido en los otros escenarios de menor VP desplazado.

Para las tres Cp analizadas variando la Cs se observó una respuesta positiva comparada con el caso base de inyección de agua, de lo cual se concluye que el proceso es viable técnicamente, donde el mayor acumulado de aceite alcanzado fue de 1370000 bbl con la Cp más alta de 1500 ppm, seguido por la concentración de 1000 ppm con 1310000 bbl y por último la de 500 ppm con 1110000 bbl, para el caso base la producción acumulada es de 683181, dando incrementales de 426819, 626819 y 686819 bbl de aceite, para las Cp de 500, 1000 y 1500 ppm, respectivamente.

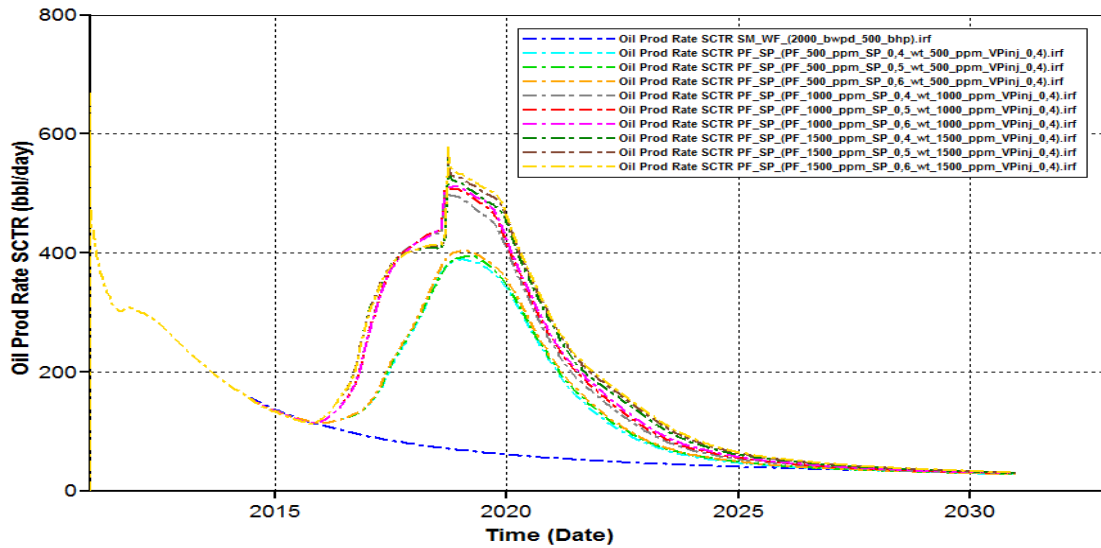
Figura 91. Producción acumulada de aceite PF - SP a 0,4 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 92, se observa el comportamiento de la producción instantánea de aceite para la sensibilidad de la Cp y Cs al desplazar 0,4 VP. En estos resultados se obtuvo un pico máximo de producción de aceite 528 bbl con la Cp de 1500 ppm de polímero y 0,5 wt% de surfactante. Para las otras dos concentraciones de 500 y 1000 ppm y Cs de 0,5 wt%, el pico de producción fue de 392 y 506 bbl, respectivamente.

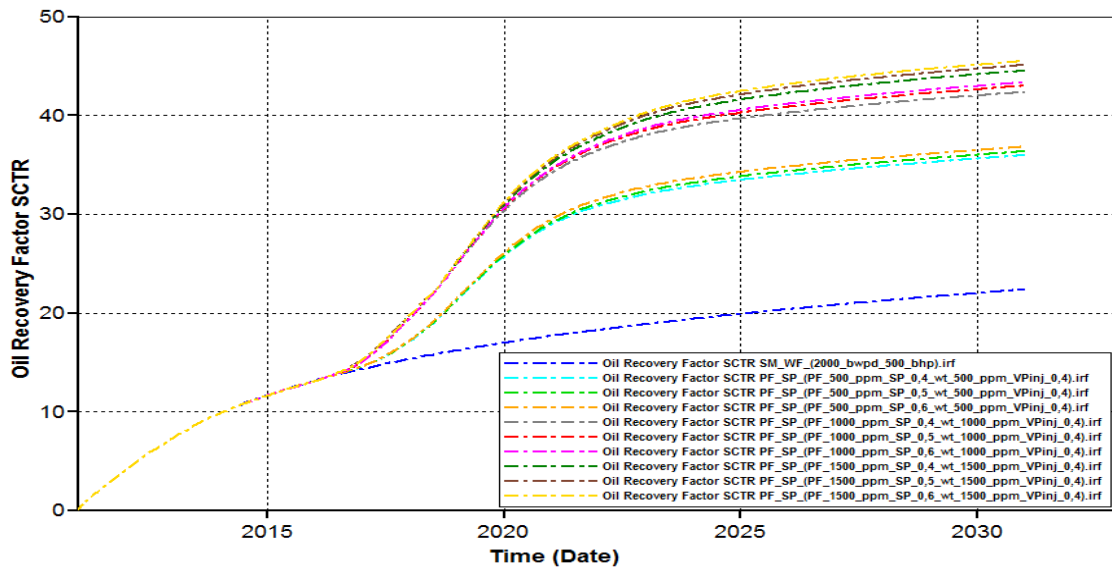
Figura 92. Producción instantánea de aceite PF - SP a 0,4 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 89, se observa el comportamiento del FR para la inyección de 0,4 VP a diferentes Cp y Cs, el factor de recobro para 500, 1000 y 1500 ppm fue de 36, 43 y 45%, respectivamente. Siendo 23%, 21% y 14% mayor a Cp de 1500, 1000 y 500 ppm que con el caso base de inyección de agua.

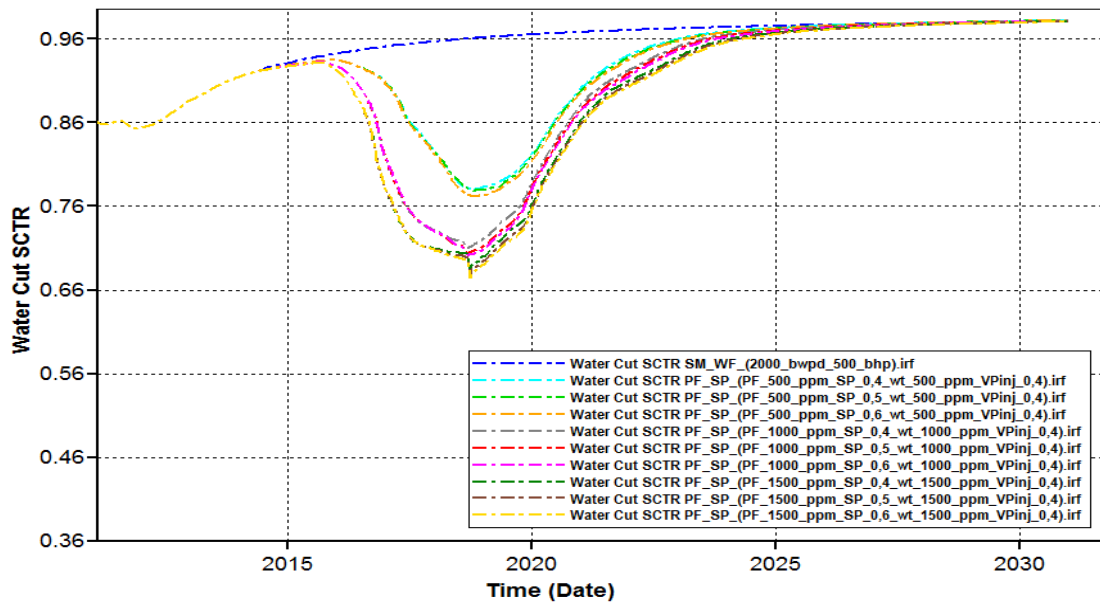
Figura 93. Factor de recobro de PF – SP a 0,4 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 94, se observa el comportamiento del corte de agua para la inyección de 0,4 VP de un bache de surfactante seguido por otro de polímero, la reducción del corte de agua se da iniciando la inyección del primer bache de surfactante, y fue del 22 al 35% al inyectar el bache de polímero que es el que reduce principalmente el corte de agua en los pozos a las tres Cp y la Cs fija en 0,5 wt%. Con el post flujo de la inyección de agua el corte agua se va incrementando nuevamente.

Figura 94. Corte de agua de PF – SP a 0,4 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

4.1.4. Escenario 4: Inyección de un bache de SP

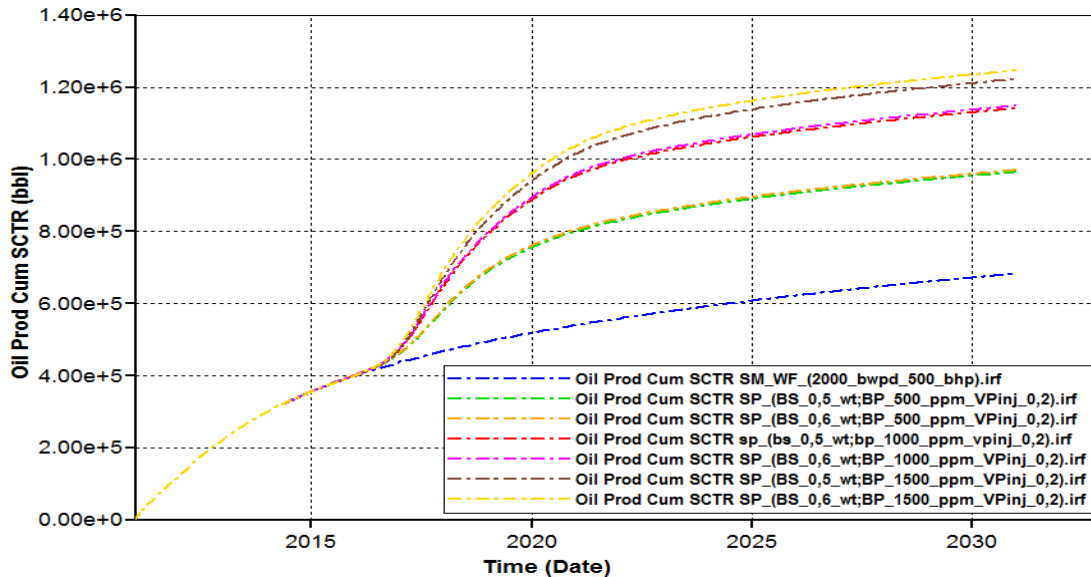
Se lleva a cabo un análisis de sensibilidad para el escenario de inyección de un bache de surfactante -polímero a la Cp y Cs a inyectar, dónde los valores a utilizar en la sensibilidad de Cp son 500, 1000 y 1500 ppm; los valores de Cs son 0,5 y 0,6 wt%, donde estos valores se seleccionaron de acuerdo a la reducción de la tensión interfacial reportada en la data experimental de laboratorio. Los parámetros operacionales de los pozos fueron: presión de inyección de 5200 psi y caudal de inyección de 2000 bpd; para los pozos productores la restricción de BHP fue de 500 psi. El volumen poroso se fijó para llevar a cabo cada uno de los desplazamientos, el rango utilizado fue de 20, 30 y 40%.

4.1.1.4. Sensibilidad a la concentración del polímero Cp, Concentración de surfactante Cs y volumen poroso inyectado

Se observa en la Figura 95, el perfil de la producción acumulada de aceite para la predicción de 0,2 VP inyectados en el yacimiento con sensibilidad de tres diferentes concentraciones de polímero. En estos resultados eligió de la sensibilidad la Cs de 0,5 wt% ya que no se genera un cambio representativo en las predicciones utilizando la otra Cs de 0,6 wt% ya que dan muy similares en la respuesta técnica del proceso, pero económicamente si existe una diferencia por el costo del volumen inyectado de surfactante. Este valor se seleccionó teniendo en cuenta las pruebas de laboratorio para la medida de IFT del surfactante, en el valor de concentración de 0,5 wt% se alcanza la concentración micelar crítica.

Para las tres Cp analizadas variando la Cs se observó una respuesta positiva comparada con el caso base de inyección de agua, de lo cual se concluye que el proceso es viable técnicamente, donde el mayor acumulado de aceite alcanzado fue de 1220000 bbl con la Cp más alta de 1500 ppm, seguido por la concentración de 1000 ppm con 1140000 bbl y por último la de 500 ppm con 964824 bbl, para el caso base la producción acumulada es de 683181, dando incrementales de 281643, 456819 y 536819 bbl de aceite, para las Cp de 500, 1000 y 1500 ppm, respectivamente.

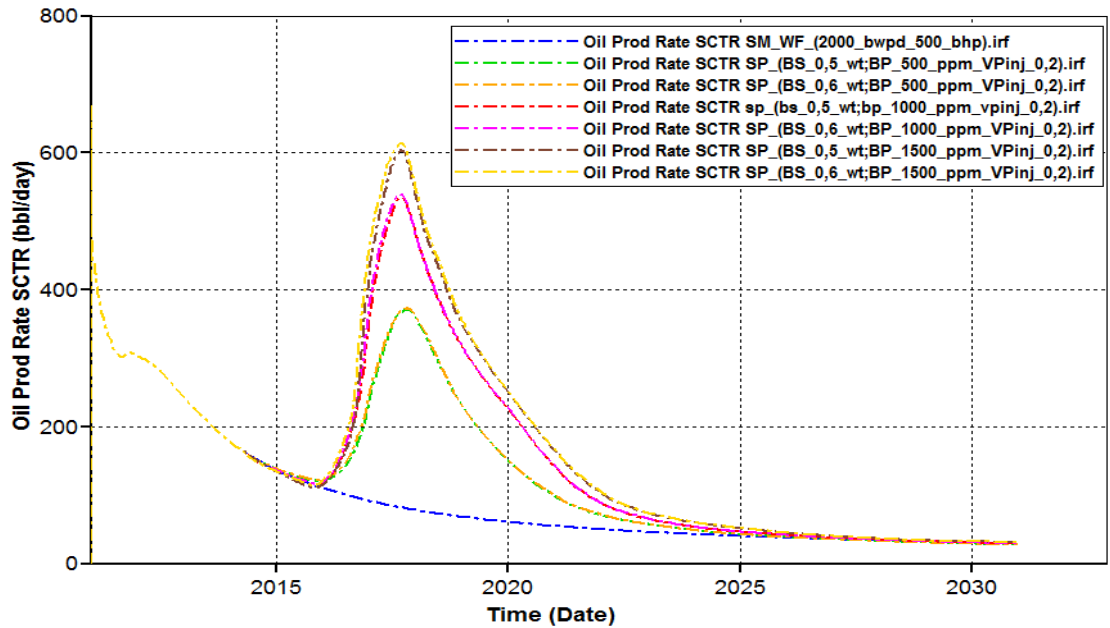
Figura 95. Producción acumulada de aceite a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs escenario SP



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 96, se observa el comportamiento de la producción instantánea de aceite para la sensibilidad de la Cp y Cs al desplazar 0,2 VP. En estos resultados se obtuvo un pico máximo de producción de aceite 601 bbl con la Cp de 1500 ppm de polímero y 0,5 wt% de surfactante. Para las otras dos concentraciones de 500 y 1000 ppm y Cs de 0,5 wt%, el pico de producción fue de 365 y 534 bbl, respectivamente.

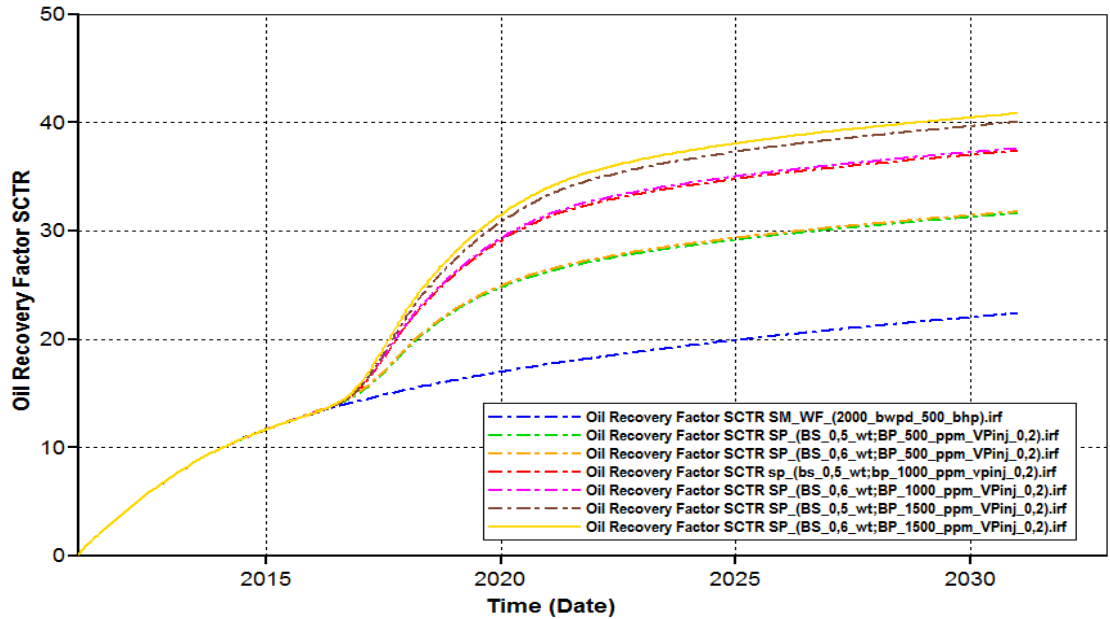
Figura 96. Producción instantánea de aceite a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs, escenario SP



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 97, se observa el comportamiento del FR para la inyección de 0,2 VP a diferentes Cp y Cs, el factor de recobro para 500, 1000 y 1500 ppm fue de 31, 37 y 40%, respectivamente. Obteniendo un incremento en el FR del 9, 15 y 18% mayor a Cp de 1500, 1000 y 500 ppm que con el caso base de inyección de agua.

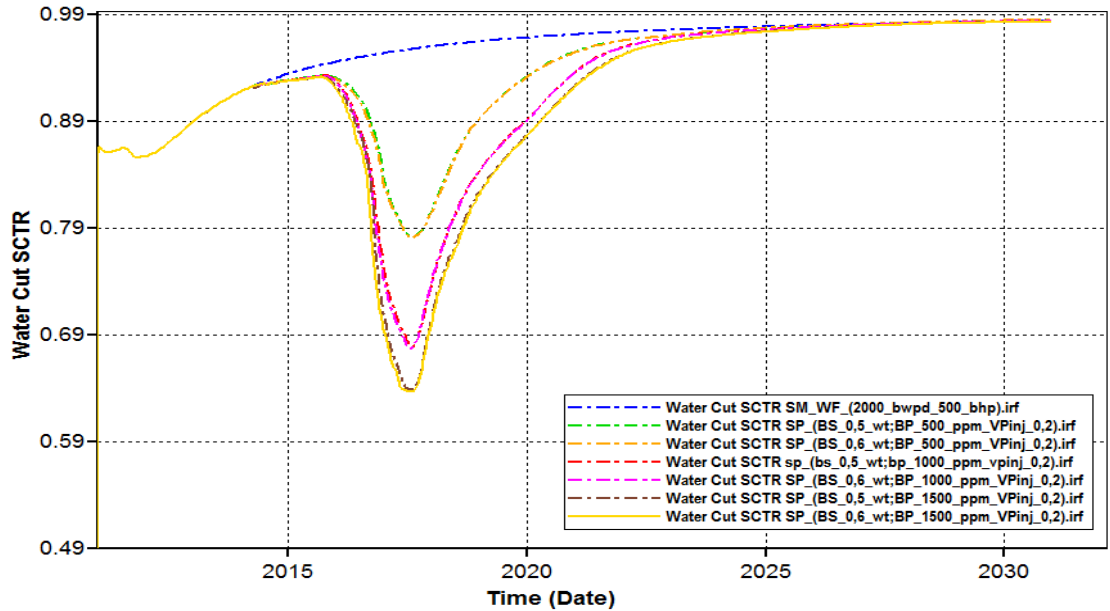
Figura 97. Factor de recobro a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 98, se observa el comportamiento del corte de agua para la inyección de 0,2 VP de un bache de surfactante - polímero, la reducción del corte de agua se da iniciando la inyección del primer bache de surfactante, y fue del 22 al 35% al inyectar el bache de polímero que es el que reduce principalmente el corte de agua en los pozos a las tres Cp y la Cs fija en 0,5 wt%. Con el post flujo de la inyección de agua el corte agua se va incrementando nuevamente.

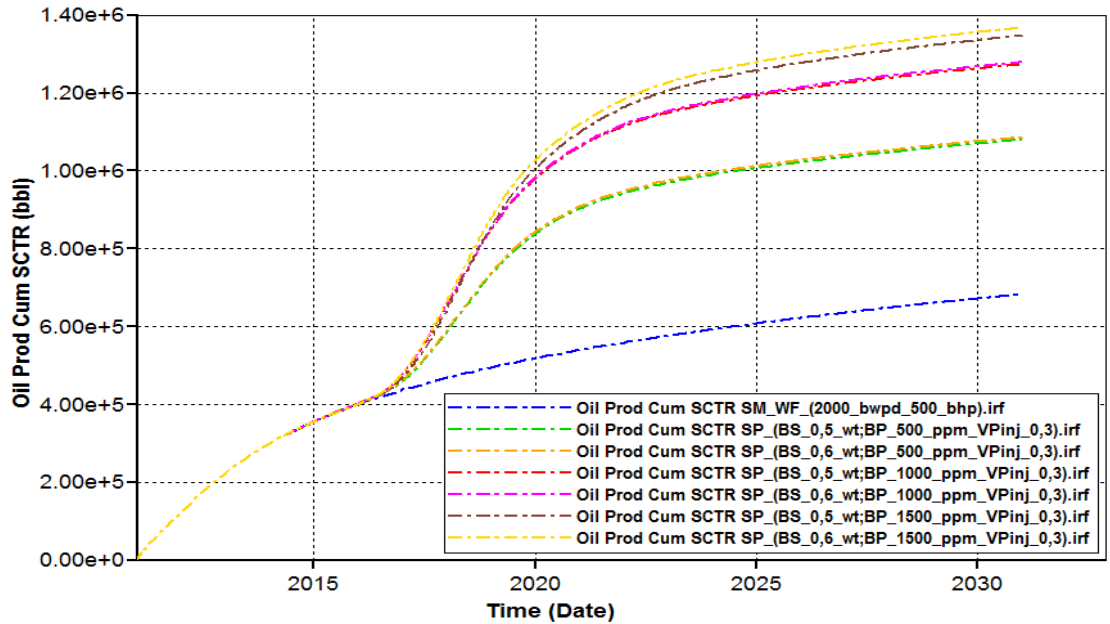
Figura 98. Corte de agua a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs escenario de SP



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

Se observa en la Figura 99, el perfil de la producción acumulada de aceite para la predicción de 0,3 VP inyectados en el yacimiento con sensibilidad de tres diferentes concentraciones de polímero y Cs fija de 0,5 wt% donde se alcanza la concentración micelar crítica. Se observó una respuesta positiva en los escenarios sensibilizados comparados con el caso base de inyección de agua, de lo cual se concluye que el proceso es viable técnicamente, donde el mayor acumulado de aceite alcanzado fue de 1350000 bbl con la Cp más alta de 1500 ppm, seguido por la concentración de 1000 ppm con 1270000 bbl y por último la de 500 ppm con 1086000 bbl, para el caso base la producción acumulada es de 683181, dando incrementales de 402819, 586819 y 666819 bbl de aceite, para las Cp de 500, 1000 y 1500 ppm, respectivamente.

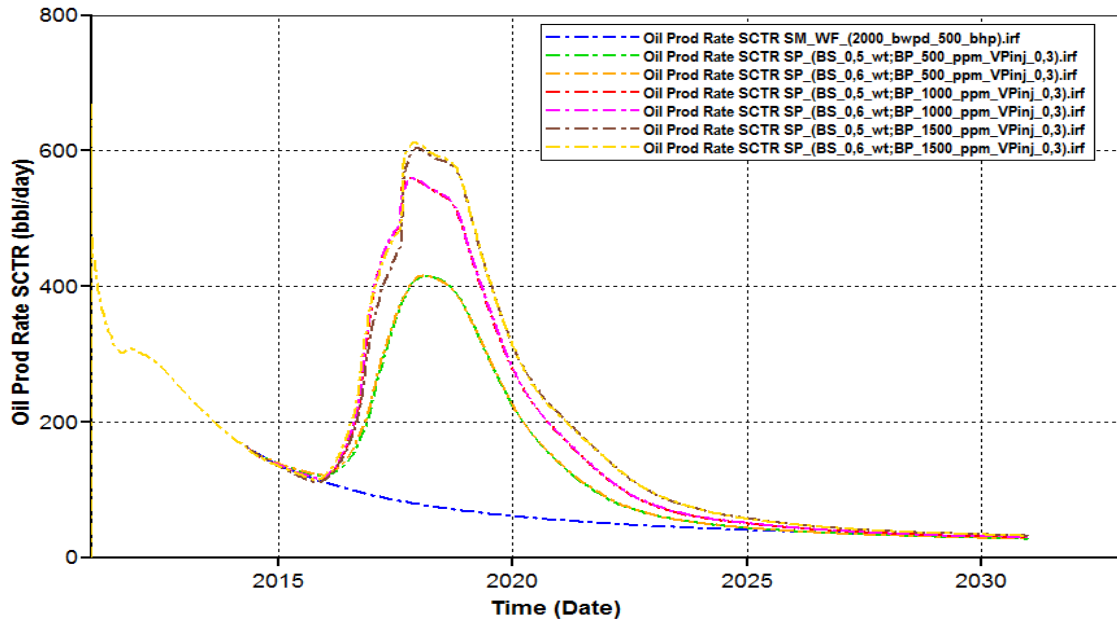
Figura 99. Producción acumulada de aceite a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 100, se observa el comportamiento de la producción instantánea de aceite para la sensibilidad de la Cp y Cs al desplazar 0,3 VP. En estos resultados se obtuvo un pico máximo de producción de aceite 605 bbl con la Cp de 1500 ppm de polímero y 0,5 wt% de surfactante. Para las otras dos concentraciones de 500 y 1000 ppm y Cs de 0,5 wt%, el pico de producción fue de 413 y 558 bbl, respectivamente.

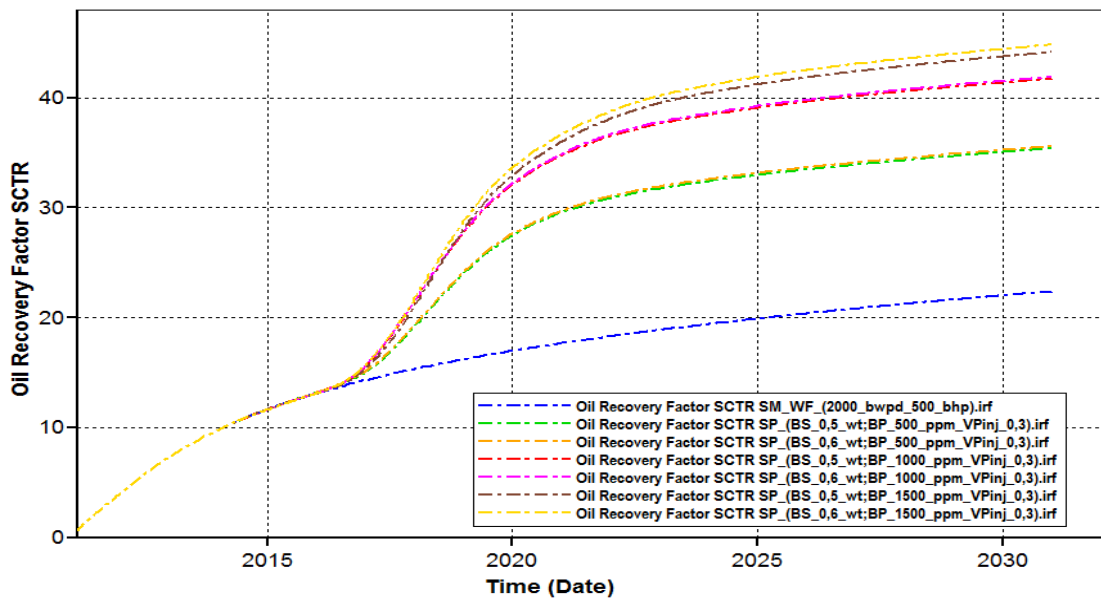
Figura 100. Producción instantánea de aceite a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 101, se observa el comportamiento del FR para la inyección de 0,3 VP a diferentes Cp y Cs, el factor de recobro para 500, 1000 y 1500 ppm fue de 35, 42 y 44%, respectivamente. Obteniendo un incremento en el FR del 13, 20 y 22% mayor a Cp de 1500, 1000 y 500 ppm y Cs de 0,5 wt% que con el caso base de inyección de agua.

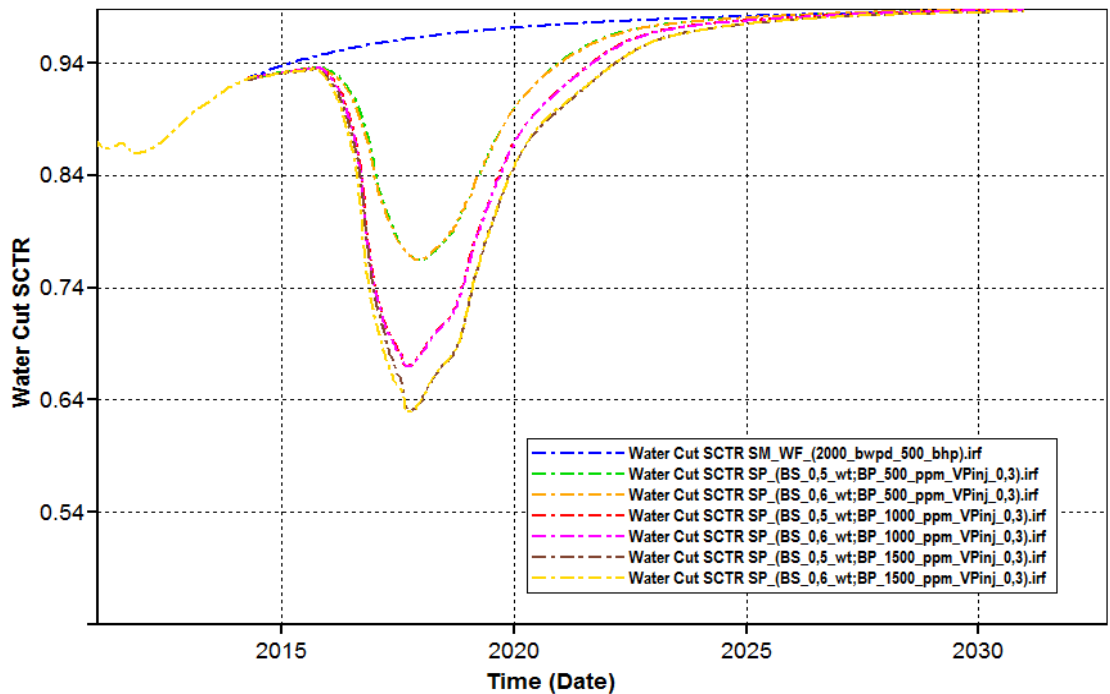
Figura 101. Factor de recobro a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 102, se observa el comportamiento del corte de agua para la inyección de 0,3 VP de un bache de surfactante - polímero, la reducción del corte de agua se da al mes de iniciada la inyección del bache SP, y fue del 24 al 38% se observa que se reduce el corte de agua en los pozos con las tres Cp sensibilizadas y la Cs fija en 0,5 wt%. Con el post flujo de la inyección de agua el corte agua se va incrementando nuevamente.

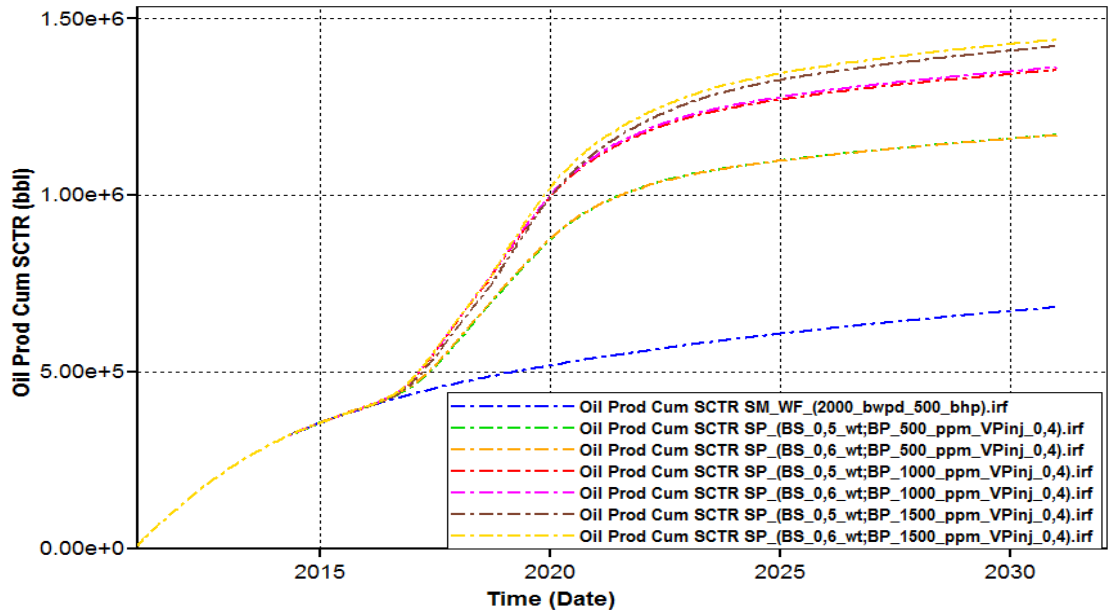
Figura 102. Corte de agua a 0,3 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

La Figura 103, muestra el perfil de la producción acumulada de aceite para la predicción de 0,4 VP inyectados en el yacimiento, con sensibilidad de tres diferentes concentraciones de polímero y Cs fija de 0,5 wt% donde se alcanza la concentración micelar crítica. Se observó una respuesta positiva en los escenarios sensibilizados comparados con el caso base de inyección de agua, de lo cual se concluye que el proceso es viable técnicamente, donde el mayor acumulado de aceite alcanzado fue de 1420000 bbl con la Cp más alta de 1500 ppm, seguido por la concentración de 1000 ppm con 1350000 bbl y por último la de 500 ppm con 1170000 bbl, para el caso base la producción acumulada es de 683181, dando incrementales de 486819, 666819 y 736819 bbl de aceite, para las Cp de 500, 1000 y 1500 ppm, respectivamente.

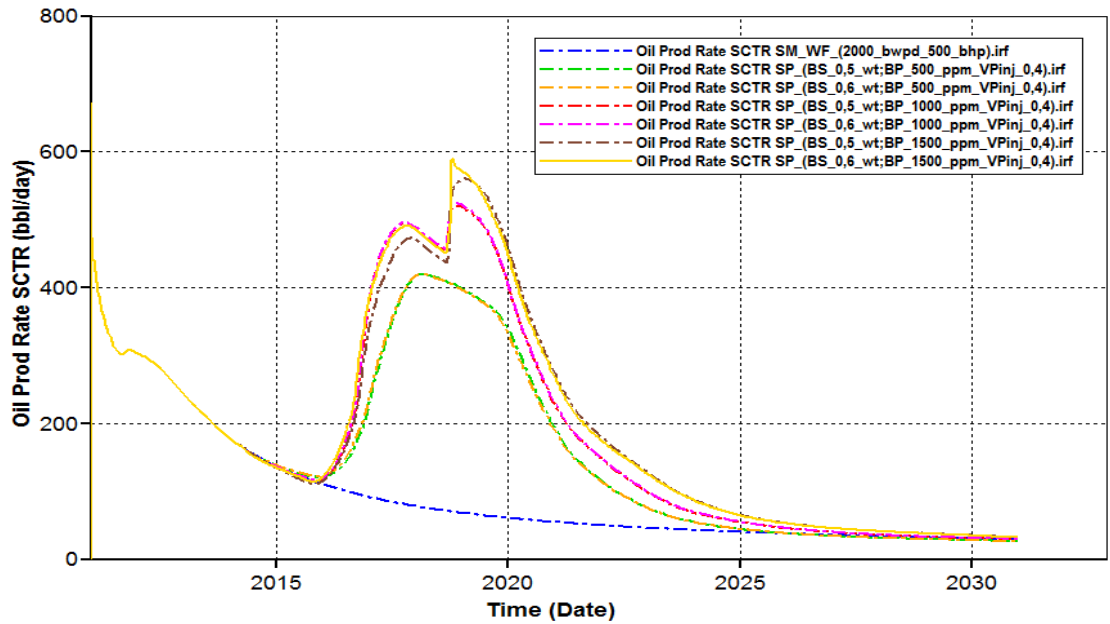
Figura 103. Producción acumulada de aceite a 0,4 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 104, se observa el comportamiento de la producción instantánea de aceite para la sensibilidad de la Cp y Cs al desplazar 0,4 VP. En estos resultados se obtuvo un pico máximo de producción de aceite 560 bbl con la Cp de 1500 ppm de polímero y 0,5 wt% de surfactante. Para las otras dos concentraciones de 500 y 1000 ppm y Cs de 0,5 wt%, el pico de producción fue de 409 y 519 bbl, respectivamente.

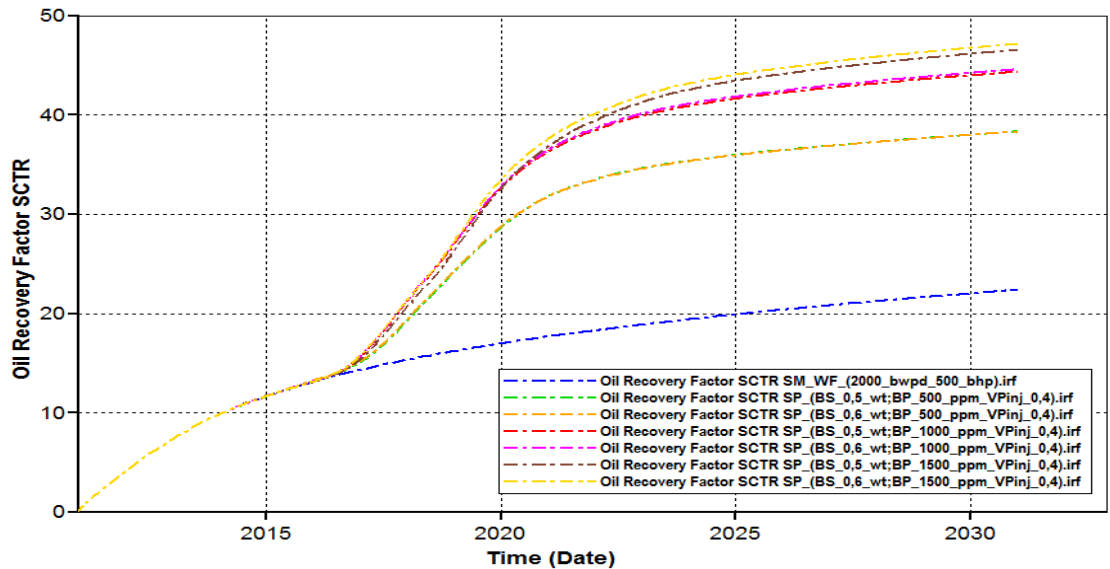
Figura 104. Producción instantánea de aceite a 0,4 VP inyectados con sensibilidad de Cp Y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 105, se observa el comportamiento del FR para la inyección de 0,4 VP a diferentes Cp y Cs, el factor de recobro para 500, 1000 y 1500 ppm fue de 38, 44 y 46%, respectivamente. Obteniendo un incremento en el FR del 16, 22 y 24% mayor a Cp de 1500, 1000 y 500 ppm que con el caso base de inyección de agua.

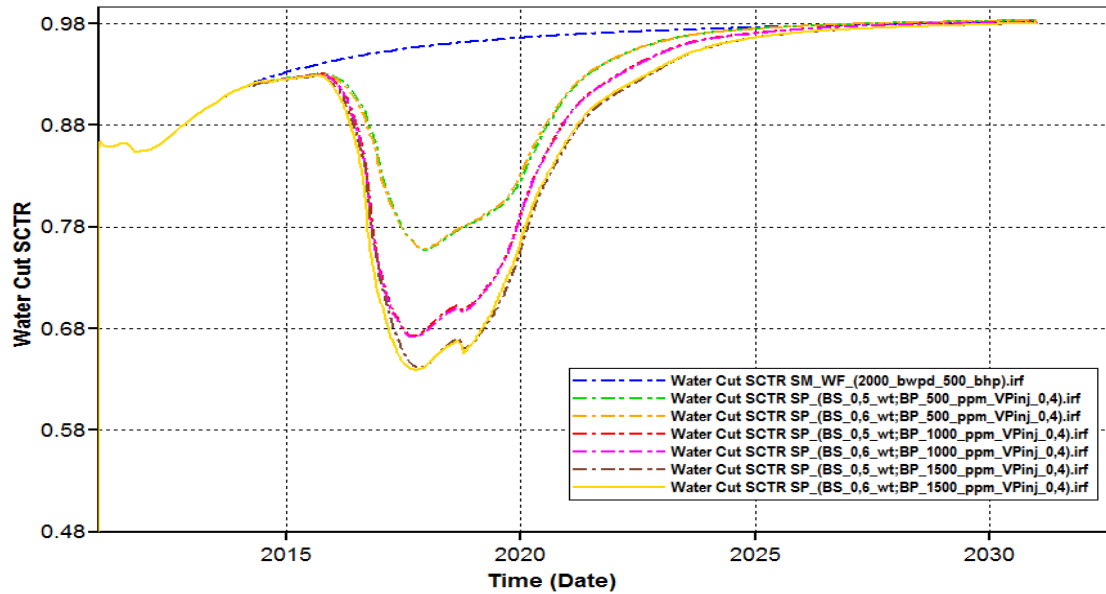
Figura 105. Factor de recobro a 0,4 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

En la Figura 106, se observa el comportamiento del corte de agua para la inyección de 0,4 VP de un bache de surfactante - polímero, la reducción del corte de agua se da al mes de iniciada la inyección del bache SP, y fue del 23 al 38% se observa que se reduce el corte de agua en los pozos con las tres Cp sensibilizadas y la Cs fija en 0,5 wt%. Con el post flujo de la inyección de agua el corte agua se va incrementando nuevamente.

Figura 106. Corte de agua a 0,2 VP inyectados con sensibilidad de Cp y Cs



Fuente: Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator (STARS)

5. EVALUACIÓN FINANCIERA

Existen diferentes ámbitos en los que surgen los proyectos, pero sin importar su enfoque deben enfrentarse a un proceso de toma de decisiones, en el que en cada caso tendrá diferentes cursos de acción y determinados recursos para su ejecución que deberán ser evaluados.

La evaluación financiera de proyectos permite mediante el conocimiento y análisis de costos, ventas, tasa de oportunidad entre muchas otras variables, otorgar una herramienta útil en el proceso de toma de decisión en la inversión de un proyecto determinado. Así pues cuando se va a tomar la decisión de invertir en un proyecto, es de vital importancia realizar una evaluación financiera, en la que se involucren todas las variables de interés y que mediante la aplicación de diferentes herramientas, permita establecer que tan rentable será el proyecto o si generará al inversionista las utilidades suficientes que satisfagan el objetivo financiero previamente establecido.

Existen diferentes herramientas para evaluar un proyecto a futuro, una de las más conocidas es la construcción del flujo de caja descontados, que mediante el uso de las medidas de desempeño permitirá calcular la rentabilidad y los resultados financieros del mismo. Algunas de las medidas de desempeño más utilizadas son el valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR) y el plazo de recuperación o Payback.

5.1. FLUJO DE CAJA LIBRE

Permite conocer los flujos de efectivo resultado de la operación, se calcula mediante la diferencia entre los ingresos y los egresos de un proyecto en los diferentes periodos de tiempo. El flujo de caja libre (FLC) como valor percibido será aquel que queda para cumplir los compromisos con los beneficiarios de la empresa; es decir los acreedores y los socios. A los acreedores con el servicio a la deuda (capital más intereses), y a los propietarios con la cantidad restante, para que ellos decidan cuanto repartir en dividendos y/o reinvertir. “El FCL no tiene en cuenta ningún costo relacionado con fuentes de financiación del proyecto. Es por esta razón que el FCL es la cantidad de dinero líquido disponible para servir a la deuda y cumplir con las exigencias de los accionistas”.

Mientras mayor sea el valor del flujo de caja libre que se pueda alcanzar con el proyecto, mayor será su valor, ya que el valor de una empresa se calcula como el valor presente de sus futuros flujos de caja libre.

Para construir un flujo de caja descontado se debe definir entre otras variables:

Horizonte de vida del proyecto: como se indica, corresponde al tiempo que se espera funcione y rente el proyecto en evaluación. El horizonte tradicional en la industria es de aproximadamente de 20 a 30 años.

Tasa de Descuento: es la tasa de interés a la cual se van a descontar los flujos del proyecto. Permite establecer la equivalencia de un decisor entre tener determinada cantidad de dinero X hoy o tener una cantidad $X(1+i)$ en el futuro, donde i representa el interés a dicha tasa de oportunidad. Es decir la tasa de oportunidad mide el costo en que incurre un proyecto por destinar fondos a determinada inversión.

Esta tasa de descuento también denominada tasa mínima requerida, representa a mínima rentabilidad que un inversionista estaría dispuesto a aceptar por su proyecto de inversión, en este sentido es una medida de rentabilidad que tiene en cuenta el costo de oportunidad del inversionista y el riesgo asociado al proyecto de inversión que se está evaluando.

Límite económico: corresponde a la cantidad de barriles producidos, bajo la cual el proyecto no es rentable.

Inversiones: también denominadas CAPEX (Capital Expenditures), y corresponden a todas aquellas erogaciones que los inversionistas hacen para llevar a cabo el proyecto. Entre estas se encuentran son la adquisición de maquinaria y facilidades, obras civiles, terrenos, estudios preliminares, perforación y/o reactivación de pozos, recuperaciones ambientales, entre otros.

Costos operacionales: también denominados OPEX (Operational Expenditures), son aquellos costos relacionados con la ejecución u operación del proyecto, estos se encuentran presentes y deben ser satisfechos durante la vida productiva del mismo y pueden ser fijos o variables. Algunos ejemplos son la mano de obra, los costos de mantenimiento, adquisición de material constante, pago de servicios, arriendo entre otros.

En proyectos como el que se evalúa en el presente documento, algunos de estos OPEX, son variables, guardando relación con la cantidad de barriles de agua o aceite producidos.

Ingresos: representa todas las entradas de dinero al proyecto, en proyectos de hidrocarburos básicamente corresponde al caudal de producción por el precio estimado por barril de petróleo. Por lo que un buen cálculo de los perfiles de producción está directamente relacionado con una buena evaluación financiera. Respecto al precio del crudo, se acostumbra en algunos proyectos, especialmente de investigación, a tomar un valor fijo con el fin de evitar las altas incertidumbres del petróleo, y la dificultad de su cálculo. Pero aun así, es muy importante siempre tener presente que es una fuente alta de incertidumbre, por lo que nunca se debe perder de vista.

5.2. MEDIDAS DE DESEMPEÑO

Algunas de las medidas de desempeño más utilizadas para evaluar un proyecto son:

Valor Presente Neto (VPN). El Valor Presente es el valor de los dineros de periodos futuros, traídos al periodo cero es decir hoy, a una tasa de oportunidad determinada. El Valor Presente Neto es la diferencia entre el Valor Presente de los Ingresos menos el Valor Presente de los Egresos, nuevamente calculado con la tasa de descuento del proyecto y a un periodo de tiempo determinado. En términos matemáticos el VPN se calcula con la siguiente ecuación:

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+i)^t} \quad \text{Ecuación 31}$$

La forma en que Excel lo calcula es la siguiente:

$$F(x) = VNA(i, rango) - P_0 \quad \text{Ecuación 32}$$

Dónde:

i = Tasa de descuento.

Rango= Corresponde a los flujos desde el periodo uno hasta el último periodo.

P_0 = Corresponde al flujo efectuado en el periodo cero.

Las reglas básicas para evaluar el VPN son las siguientes:

- Si el VPN = 0, el proyecto se considera indiferente, este caso significaría que el inversor recibirá simplemente la cantidad invertida sin ninguna utilidad adicional.
- Si el VPN > 0, el proyecto se aprueba, en este caso lo que sucede es que el inversor no solo va a recibir el monto de su inversión, sino además un monto adicional. El proyecto se considera atractivo.
- Si el VPN < 0= el proyecto se rechaza, este es el caso pesimista, en el cual el proyecto no basta ni siquiera para recuperar la inversión, por el contrario arroja pérdidas. El proyecto se considera no atractivo.

La Tasa Interna de Retorno, es la tasa de interés efectiva a la cual renta la inversión del negocio en evaluación. En otras palabras, se denomina Tasa Interna de Retorno (TIR) a la tasa de descuento que permite que el Valor Presente Neto (VPN) de una inversión sea igual a cero. (VPN=0). El criterio de aceptación del proyecto bajo la TIR es que su valor sea superior a la tasa de oportunidad del inversor.

$$\sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+i)^t} = 0$$

Ecuación 33

Los criterios de evaluación de la TIR son:

- TIR > TO: El proyecto se considera como atractivo
- TIR = TO: El proyecto se considera indiferente
- TIR < TO: El proyecto se considera como no atractivo

Es importante resaltar que el VPN permite además comparar y seleccionar alternativas, mientras la TIR no sirve para comparar ya que una TIR mayor no necesariamente representa un mejor proyecto.

El Payback, también denominado periodo de recuperación, permite al inversionista hacerse a una idea del tiempo que tardará en recuperar su inversión. El payback se obtiene sumando el número de periodos que toma igualar los flujos de caja acumulados a la inversión inicial.

Eficiencia de la inversión (EFI), es el indicador financiero del proyecto que relaciona el VPN del proyecto con el VPI (valor presente de la inversión). Su interpretación conceptual está orientada a conocer la promesa de valor del proyecto por cada peso invertido. En otras palabras, se puede interpretar como el número de veces que se recupera la inversión de un proyecto a una tasa de descuento definida. Se considera que la EFI es una herramienta de decisión de gran importancia pues permite comparar proyectos desde el punto de vista de la eficiencia de recursos.

5.3. METODOLOGÍA

5.3.1. Definición de parámetros de evaluación

Para la construcción del flujo de caja descontado del proyecto se definieron los siguientes parámetros principales:

Horizonte de vida del proyecto: El horizonte de vida del proyecto para este tipo de proyectos se estima a 10 años.

Tasa de oportunidad: La evaluación del proyecto se realizó con una tasa de oportunidad del 11,1% anual. Que corresponde a la tasa definida por compañías para la evaluación de este tipo de proyectos.

Impuestos y Regalías: Los descuentos por impuestos (causados sobre los flujos positivos antes de impuestos e intereses) son del 35%, mientras que el descuento por regalías corresponde a un 8% por pertenecer a un proyecto de recuperación secundaria, de acuerdo con la Ley 756 de 2002.

CAPEX: En Las inversiones de capital se destacan las inversiones encaminadas al tratamiento de inyección de los químicos, consultoría experimental y herramientas software que comprenden la compra y mantenimiento de licencias Software. Adicionalmente se tuvieron en cuenta otros rubros que a pesar de ser operacionales, por estar relacionados con la inyección y ejercerse solo durante un lapso corto de tiempo en el inicio de la operación fueron tomados como CAPEX, estos son costos por consumo de energía eléctrica, pruebas de laboratorio y QA-QC.

OPEX o Costos Operacionales: En esta evaluación específica, se contemplan los costos por barril de petróleo extraído, obtenidos a partir de las bases de datos. Este valor es multiplicado por la cantidad de barriles incrementales producidos. 17 dólares por barril.

Ingresos: Los ingresos son producto del precio del crudo y la producción incremental obtenida del piloto. El valor del precio por barril de crudo se calculó en función de las Bases y Guías de Portafolio vigentes en el año 2014, con un BRENT de referencia de 70 USD/BBL²⁹; y los correspondientes ajustes y deducciones por calidad y transporte.³⁰

Depreciación: El cálculo del FCL requiere determinar la depreciación de los activos fijos; para el proyecto en evaluación no se considera ningún bien depreciable, ya que los equipos y maquinaria utilizados son alquilados y los bienes inmuebles y terrenos no son considerados CAPEX del proyecto, por pertenecer al campo, en donde son contabilizados.

²⁹ Es un valor de escenario oficial de portafolio 2014 de Ecopetrol.

³⁰ Todos los valores se toman en dólares constantes incluido el precio del crudo, lo que indica que los valores involucrados no se ven afectados por la inflación u otras variables macroeconómicas.

5.3.2. Definición de parámetros de evaluación

Para la evaluación financiera del proceso de inyección de químicos se construyó un flujo de caja libre de acuerdo con la estructura presentada en la Tabla 17; que se alimenta con los parámetros previamente definidos.

Tabla 17. Estructura FCL para el proceso de inyección de químicos.

Producción Incrementales (bbl/año)
Regalías (8%)
Neto incrementales (bbl/año)
Precio crudo (USD/Bbl)
Ingresos por incremental (USD)
Costos operacionales
Lifting Cost
Margen operativo
Depreciación *
Utilidad antes de impuestos (EBIT)
Impuestos
utilidad neta
FLUJO DE CAJA
EBIT
+ DEPRECIACIONES
EBITDA
- IMPUESTOS
- CAPEX
FLUJO DE CAJA LIBRE

Fuente: Proyecto de Recobro Químico. Instituto Colombiano del Petróleo.

Según el escenario del portafolio 2014 para los precios de crudos en campos (USD/BBL 2014), El crudo de referencia es el Brent que para el campo colombiano en estudio es de 59 (USD/BBL). El costo de las pruebas y monitoreo para el proceso de inyección de químicos se describe en la Tabla 18.

Tabla 18. Costo de las pruebas de laboratorio y monitoreo.

NOMBRE PRUEBA	CANTIDAD	COSTO COP	COSTO USD
QA-QC INYECCION DE POLIMERO (DÍA)	1	1,495,000	623
QA-QC INYECCION DE FORMULACIONES SP-ASP (DIA)	1	2,988,000	1245
PRUEBAS SP TOTAL	1	1,822,556,372	759398
PRUEBAS P TOTAL	1	1,479,422,742	616426

Fuente: Evaluación de costos proyecto de recobro químico ICP, 2015.

El resumen de costos de la inyección de los productos químicos ya sea polímero o surfactante junto con el valor de ponerlo en ejecución se encuentra en la Tabla 19.

Tabla 19. Resumen de costos.

	USD/BBL 1000 ppm	USD/BBL 1500 ppm	USD/BBL 500 ppm
POLÍMERO PRODUCTO	0.65	0.95	0.45
POLÍMERO PRODUCTO - OPERACIÓN	1.75	2.60	1.20
SURFACTANTE	6.90	6.90	6.90
OPERACIÓN SP	4.00	4.00	4.00
OPERACIÓN S	2.00	2.00	2.00

Fuente: Evaluación de costos proyecto de recobro químico ICP, 2015.

5.4. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Se evaluaron los mejores escenarios de acuerdo al análisis de sensibilidad planteado anteriormente, para la inyección de polímero y de surfactante polímero donde se manejaron diferentes C_p y C_s al igual que los volúmenes porosos inyectados al yacimiento de los mismos.

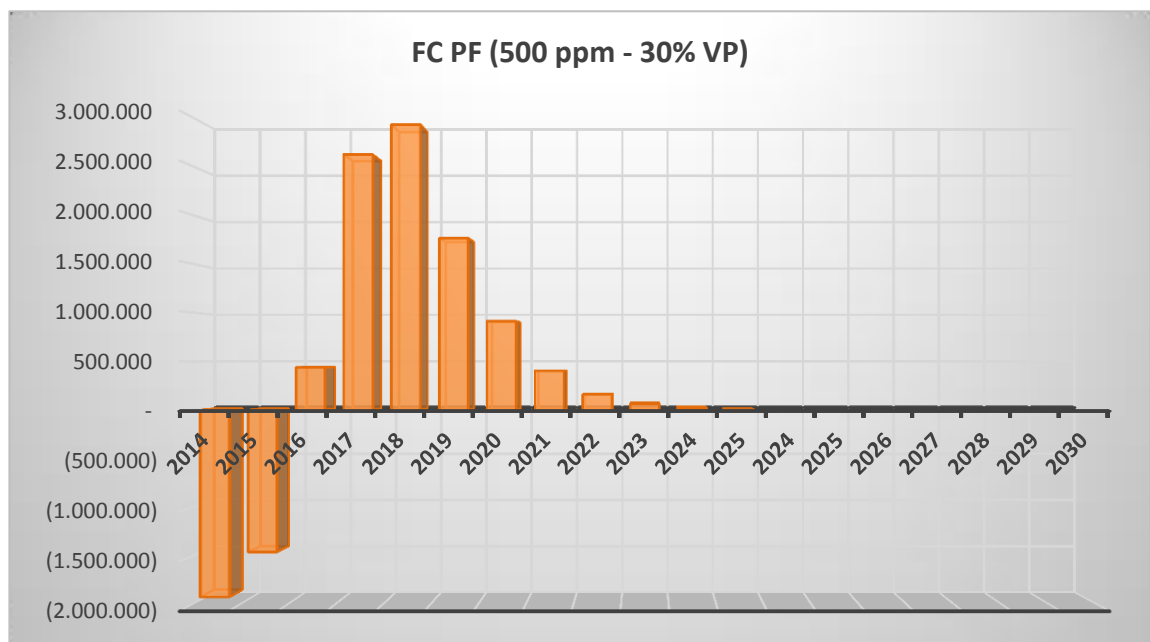
5.4.1. Escenario de inyección de polímero

Los escenarios para este caso corresponden a la inyección de 30% del volumen poroso para las concentraciones de 500, 1000 y 1500 ppm.

Escenario 1. PF (500 ppm - 30% VP)

Los resultados de este escenario y el flujo de caja correspondiente se presentan en la Figura 107.

Figura 107. FCL escenario de PF 500 ppm – 30% VP



VPN (USD)	\$476,140
VP INVERSION (USD)	\$3,699,094
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	245,557
VP OPEX (USD)	\$2,903,216
USD/BBL	\$15.06
TIR	15%
PAYBACK	5.00
EFI	0.13

De acuerdo a la evaluación se observa el proceso de inyección de polímero, como un proceso exitoso financieramente, ya que además de presentar una producción incremental de 245,557 bbl; se obtienen indicadores de desempeño positivos donde se generaron:

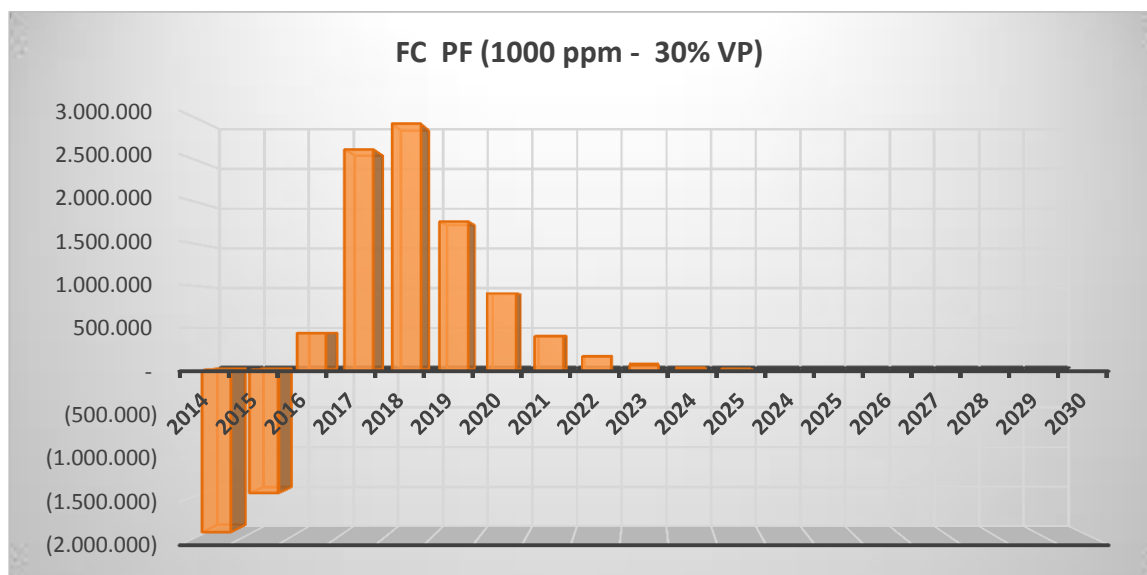
- Valor presente neto de \$476,140 USD
- TIR del 15% mayor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace el proceso atractivo
- De acuerdo con el cálculo del payback se recupera la inversión realizada a los cinco años
- La EFI muestra una respuesta positiva recuperando 0.13 dólares por cada dólar invertido

Demostrando una recuperación eficiente con inyección de polímero a 500 ppm desplazando el 30% del volumen poroso el proceso es viable económicamente.

Escenario 2. PF (1000 ppm - 30% VP)

Los resultados de este escenario y el flujo de caja correspondiente se presentan en la Figura 108.

Figura 108. FCL escenario de PF 1000 ppm – 30% VP



VPN (USD)	\$3,069,275
VP INVERSION (USD)	\$3,699,094
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	383,634
VP OPEX (USD)	\$4,716,991
USD/BBL	\$9.64
TIR	32%
PAYBACK	\$4.00
EFI	0.83

De acuerdo a la evaluación se observa el proceso de inyección de polímero, como un proceso exitoso financieramente, ya que además de presentar una producción incremental de 383,634 bbl; se obtienen indicadores de desempeño positivos donde se generaron:

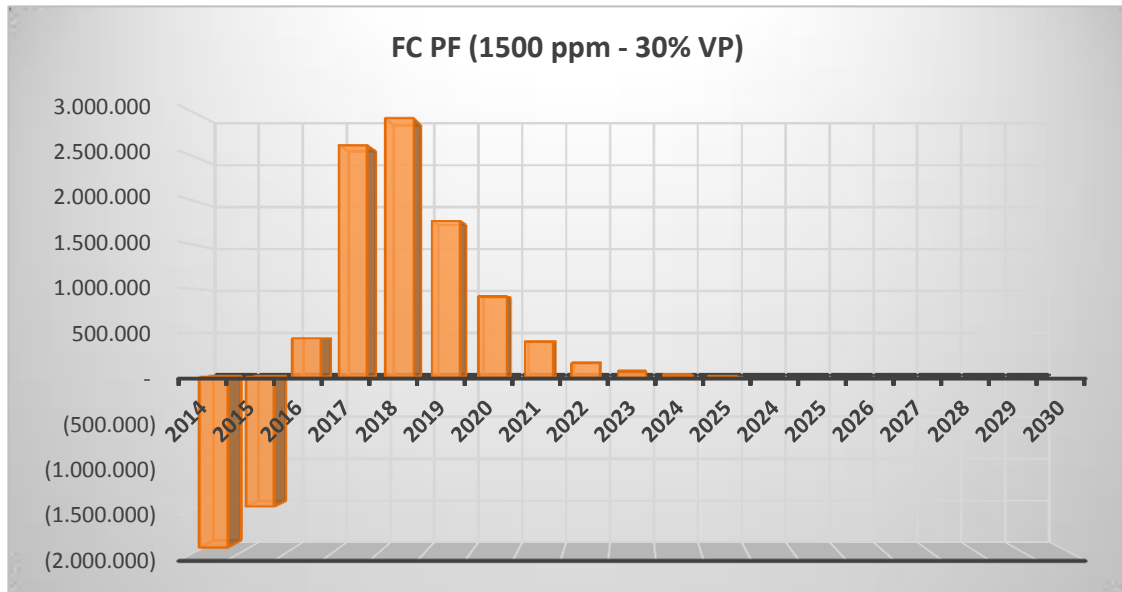
- Valor presente neto de \$3 MUSD
- TIR del 32% mayor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace el proceso atractivo
- De acuerdo con el cálculo del payback se recupera la inversión realizada a los cuatro años
- La EFI muestra una respuesta positiva recuperando 0.83 dólares por cada dólar invertido

Demostrando una recuperación eficiente con inyección de polímero a 1000 ppm desplazando el 30% del volumen poroso el proceso es viable económicamente.

Escenario 3. PF (1500 ppm - 30% VP)

Los resultados de este escenario y el flujo de caja correspondiente se presentan en la Figura 109.

Figura 109. FCL escenario de PF 1500 ppm – 30% VP



VPN (USD)	\$2,659,446
VP INVERSION (USD)	\$4,821,792
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	426,573
VP OPEX (USD)	\$5,230,010
USD/BBL	\$11.30
TIR	26%
PAYBACK	\$4.00
EFI	0.55

De acuerdo a la evaluación se observa el proceso de inyección de polímero, como un proceso exitoso financieramente, ya que además de presentar una producción incremental de 426,573 bbl; se obtienen indicadores de desempeño positivos donde se generaron:

- Valor presente neto de \$2,659,446 USD
- TIR del 26% mayor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace el proceso atractivo
- De acuerdo con el cálculo del payback se recupera la inversión realizada a los cuatro años
- La EFI muestra una respuesta positiva recuperando 0.55 dólares por cada dólar invertido

Demostrando una recuperación eficiente con inyección de polímero a 1500 ppm desplazando el 30% del volumen poroso el proceso es viable económicamente.

De acuerdo con los tres escenarios planteados se encontró que financieramente el mejor escenario, es cuando se inyecta polímero a una concentración de 1000 ppm ya que el VPN, TIR y EFI es el más alto y esto hace que sea más atractivo el proyecto

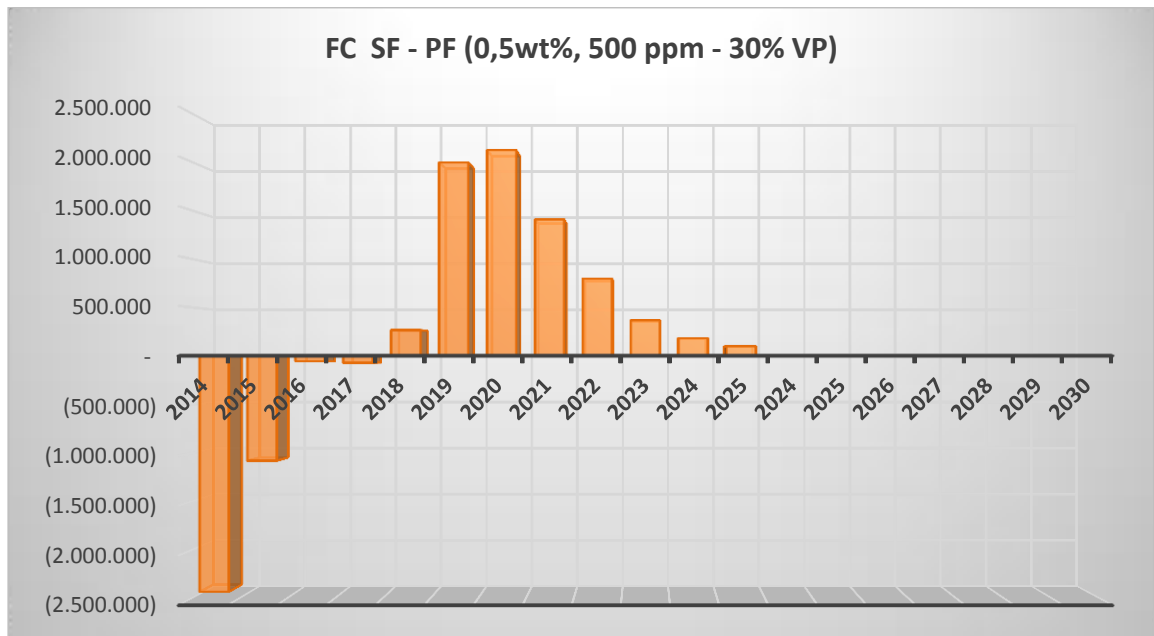
5.4.2. Escenario de inyección de un bache de surfactante (SF) seguido por otro de bache de polímero (PF)

Los escenarios para este caso corresponden a la inyección de 30 y 40% del volumen poroso para concentraciones de polímero de 500, 1000 y 1500 ppm con una concentración de surfactante fija de 0,5 wt%.

Escenario 1. PF (0,5 wt%, 500 ppm - 30% VP)

Los resultados de este escenario y el flujo de caja correspondiente se presentan en la Figura 110.

Figura 110. FCL escenario de SF - PF (0,5wt%, 500 ppm – 30% VP)



VPN (USD)	-\$11,926,766
VP INVERSION (USD)	\$14,371,173
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	156,942
VP OPEX (USD)	\$1,561,678
USD/BBL	\$91.57
TIR	-20%
PAYBACK	12.00
EFI	- 0.83

De acuerdo a la evaluación se observa el proceso de inyección de SF - PF, como un proceso no exitoso financieramente, ya que además de presentar una producción incremental de 156,942 bbl; se obtienen indicadores de desempeño negativos donde se generaron:

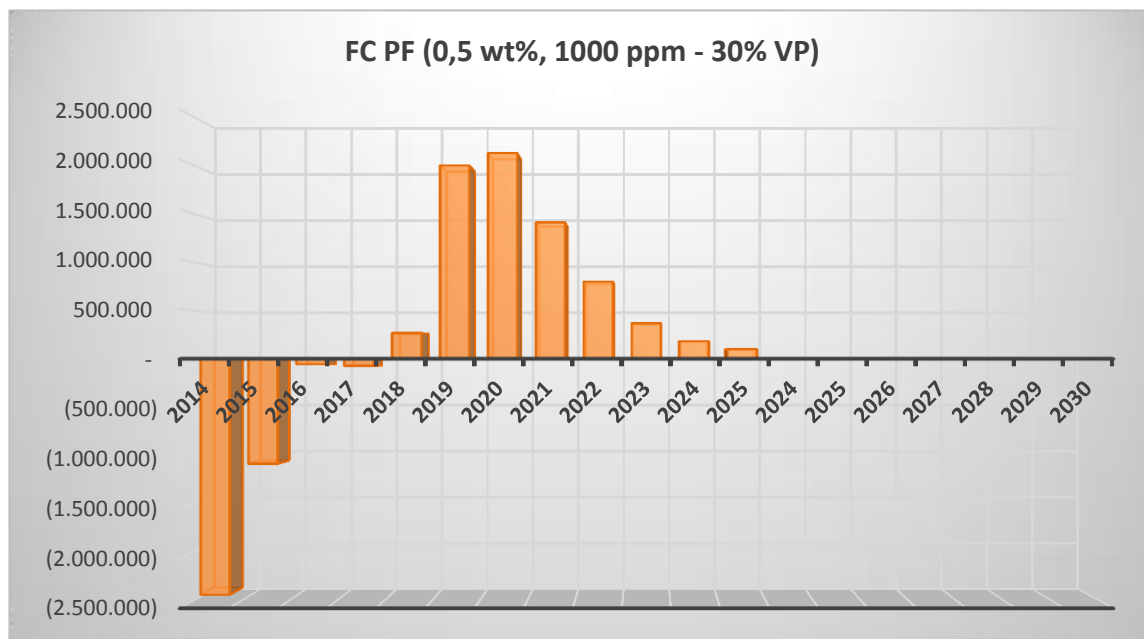
- Valor presente neto de -\$11 MUSD
- TIR del -20% menor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace que el proceso no sea atractivo.
- De acuerdo con el cálculo del payback muestra que el proceso no es atractivo, debido a que el tiempo planteado para la evaluación no se alcanza a recuperar la inversión.
- La EFI arrojó una respuesta negativa donde no se obtiene una recuperación por cada dólar invertido

Demostrando que el proceso de inyección de un bache de surfactante seguido por otro de polímero a Cp de 500 ppm y Cs de 5000 ppm, desplazando el 30% del volumen poroso el proceso no es viable económicamente. Este resultado negativo se debe principalmente a que el incremental de aceite es bajo y al costo asociado al surfactante inyectado con una concentración alta.

Escenario 2. SF - PF (0,5 wt%, 1000 ppm - 30% VP)

Los resultados de este escenario y el flujo de caja correspondiente se presentan en la Figura 111.

Figura 111. FCL escenario de SF - PF (0,5wt%, 1000 ppm – 30% VP)



VPN (USD)	-\$9,975,188
VP INVERSION (USD)	\$14,371,173
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	279,196
VP OPEX (USD)	\$2,906,322
USD/BBL	\$51.47
TIR	-13%
PAYBACK	12.00
EFI	- 0.69

De acuerdo a la evaluación se observa el proceso de inyección de SF - PF, como un proceso no exitoso financieramente, ya que además de presentar una producción incremental de 279,196 bbl; se obtienen indicadores de desempeño negativos donde se generaron:

- Valor presente neto de -\$9,975,188 USD
- TIR del -13% menor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace que el proceso no sea atractivo.

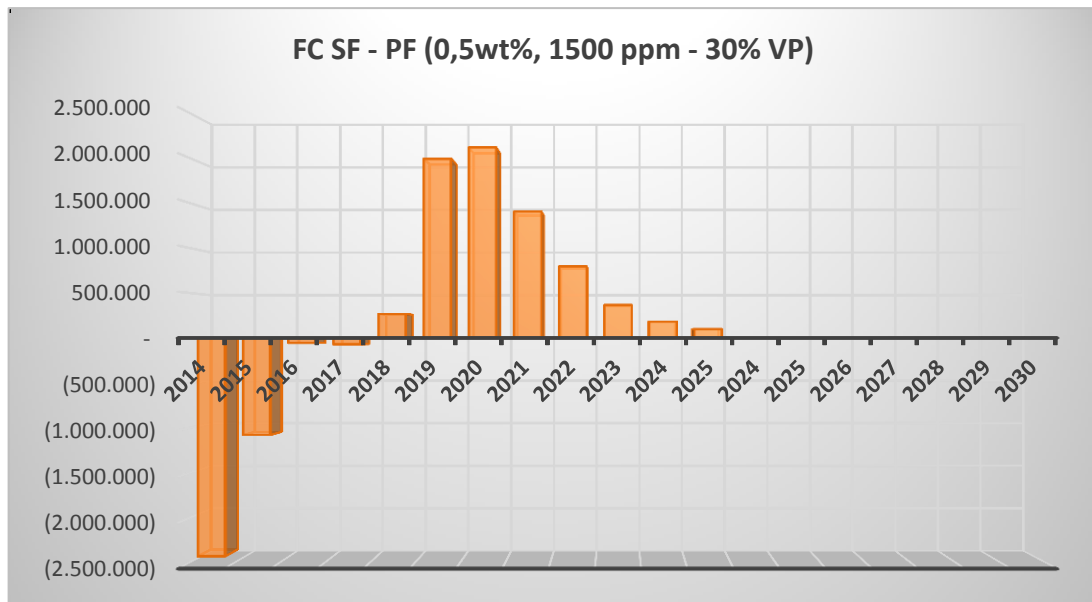
- De acuerdo con el cálculo del payback muestra que el proceso no es atractivo, debido a que el tiempo planteado para la evaluación no se alcanza a recuperar la inversión.
- La EFI arrojó una respuesta negativa donde no se obtiene una recuperación por cada dólar invertido

Demostrando que el proceso de inyección de un bache de surfactante seguido por otro de polímero a Cp de 1000 ppm y Cs de 5000 ppm, desplazando el 30% del volumen poroso el proceso no es viable económicamente.

Escenario 3. SF - PF (0,5 wt%, 1500 ppm - 30% VP)

Los resultados de este escenario y el flujo de caja correspondiente se presentan en la Figura 112.

Figura 112. FCL escenario de SF - PF (0,5wt%, 1500 ppm – 30% VP)



VPN (USD)	-\$2,437,813
VP INVERSION (USD)	\$8,001,600
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	354,338
VP OPEX (USD)	\$3,710,942
USD/BBL	\$22.58

TIR	4%
PAYBACK	7.00
EFI	- 0.30

De acuerdo a la evaluación se observa el proceso de inyección de SF - PF, como un proceso no exitoso financieramente, ya que además de presentar una producción incremental de 354,338 bbl; se obtienen indicadores de desempeño negativos donde se generaron:

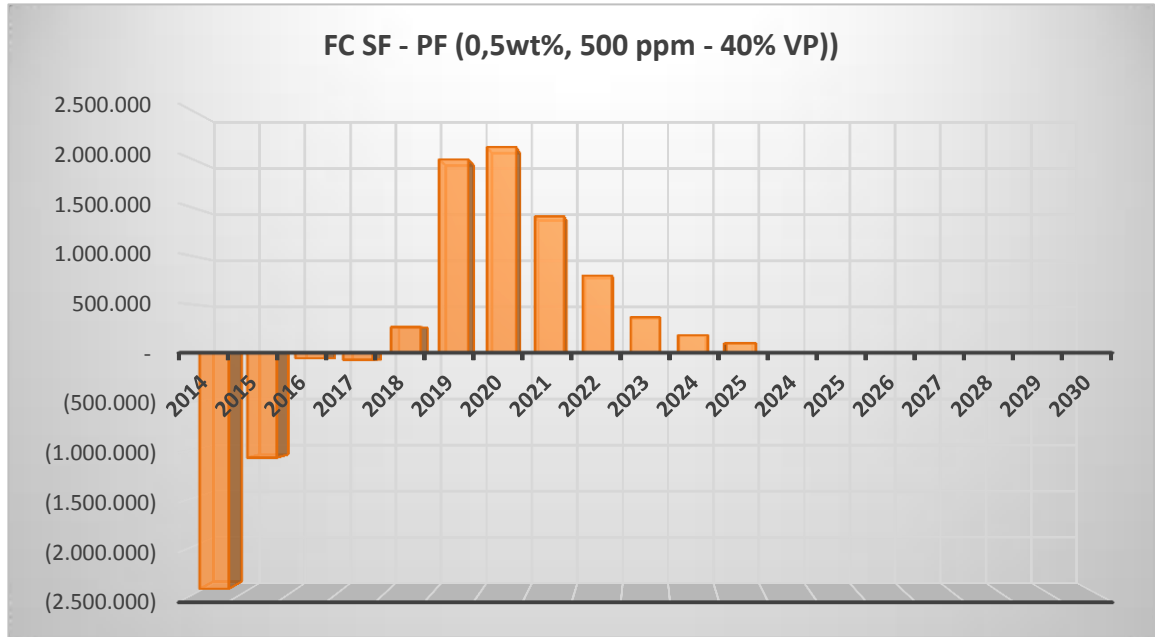
- Valor presente neto de -\$2,437,813 USD
- TIR del 4% menor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace que el proceso no sea atractivo.
- De acuerdo con el cálculo del payback el proceso podría ser atractivo, ya que se alcanza a recuperar la inversión a los siete años de iniciado el proceso.
- La EFI arrojó una respuesta negativa donde no se obtiene una recuperación por cada dólar invertido

Demostrando que el proceso de inyección de un bache de surfactante seguido por otro de polímero a Cp de 1500 ppm y Cs de 5000 ppm, desplazando el 30% del volumen poroso el proceso no es viable económicamente.

Escenario 1. SF - PF (0,5 wt%, 500 ppm - 40% VP)

Los resultados de este escenario y el flujo de caja correspondiente se presentan en la Figura 113.

Figura 113. FCL escenario de SF - PF (0,5wt%, 500 ppm – 40% VP)



VPN (USD)	-\$1,726,723
VP INVERSION (USD)	\$4,541,847
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	187,056
VP OPEX (USD)	\$1,817,104
USD/BBL	\$24.28
TIR	1%
PAYBACK	10.00
EFI	- 0.38

De acuerdo a la evaluación se observa el proceso de inyección de SF - PF, como un proceso no exitoso financieramente, ya que además de presentar una producción incremental de 187,056 bbl; se obtienen indicadores de desempeño negativos donde se generaron:

- Valor presente neto de -\$1,726,723 USD
- TIR del 1% menor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace que el proceso no sea atractivo.
- De acuerdo con el cálculo del payback muestra que el proceso no es atractivo, debido a que el tiempo estimado para recuperar la inversión es muy largo.

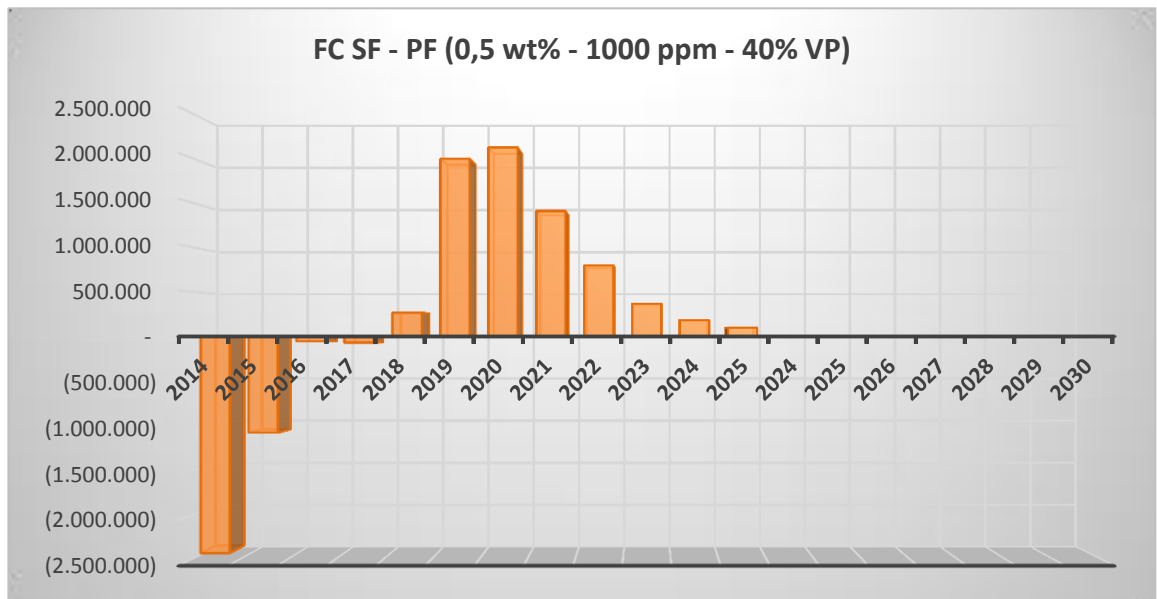
- La EFI arrojó una respuesta negativa donde no se obtiene una recuperación por cada dólar invertido

Demostrando que el proceso de inyección de un bache de surfactante seguido por otro de polímero a Cp de 500 ppm y Cs de 5000 ppm, desplazando el 40% del volumen poroso el proceso no es viable económicamente

Escenario 2. SF - PF (0,5 wt%, 1000 ppm - 40% VP)

Los resultados de este escenario y el flujo de caja correspondiente se presentan en la Figura 114.

Figura 114. FCL escenario de SF - PF (0,5wt%, 1000 ppm – 40% VP)



VPN (USD)	\$259,857
VP INVERSION (USD)	\$4,541,847
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	323,469
VP OPEX (USD)	\$3,185,864
USD/BBL	\$14.04
TIR	12%
PAYBACK	6.00
EFI	0.06

De acuerdo a la evaluación se observa el proceso de inyección de SF - PF, como un proceso exitoso financieramente, ya que además de presentar una producción incremental de 323,469 bbl; se obtienen indicadores de desempeño positivos donde se generaron:

- Valor presente neto de \$259,857 USD
- TIR del 12% mayor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace que el proceso sea atractivo.
- De acuerdo con el cálculo del payback se recupera la inversión realizada a los 6 años de iniciado el proyecto.
- La EFI muestra una recuperación baja de 0.06 dólares por cada dólar invertido

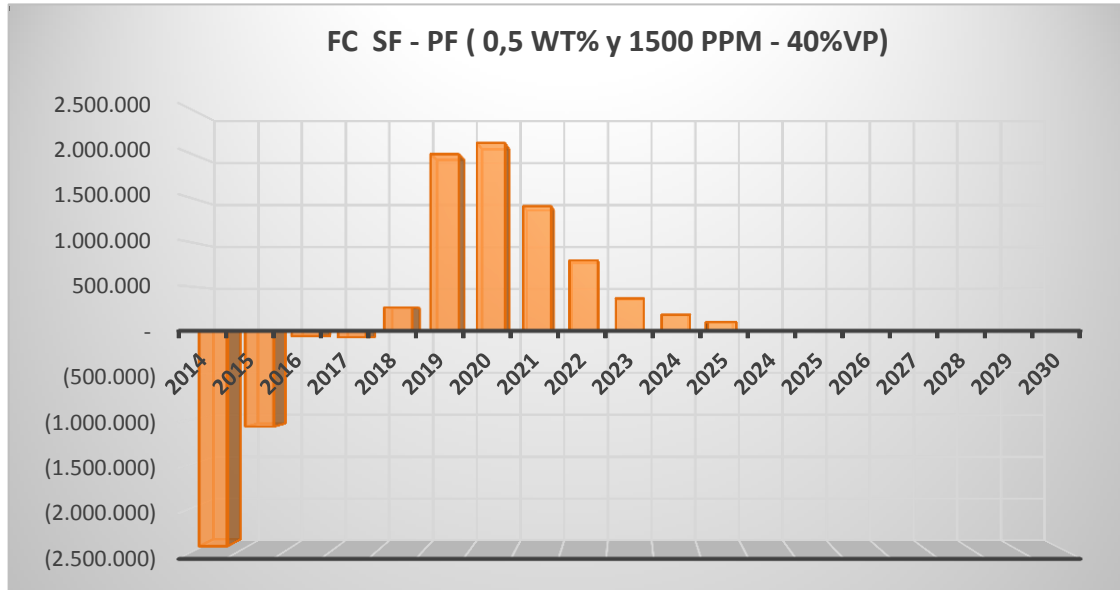
Demostrando que el proceso de inyección de un bache de surfactante seguido por otro de polímero a Cp de 1000 ppm y Cs de 5000 ppm, desplazando el 40% del volumen poroso el proceso es viable económicamente.

Este resultado es más atractivo comparado con el anterior escenario de inyección de 500 ppm de polímero ya que en este se tiene una concentración de polímero mayor de 1000 ppm que da un frente de desplazamiento más uniforme para el frente de aceite originado por la inyección del bache de surfactante.

Escenario 3. SF - PF (0,5 wt%, 1500 ppm - 40% VP)

Los resultados de este escenario y el flujo de caja correspondiente se presentan en la Figura 115.

Figura 115. FCL escenario de SF - PF (0,5wt%, 1500 ppm – 40% VP)



VPN (USD)	\$1,365,741
VP INVERSION (USD)	\$4,588,831
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	401,007
VP OPEX (USD)	\$3,980,194
USD/BBL	\$11.44
TIR	17%
PAYBACK	6.00
EFI	0.30

De acuerdo a la evaluación se observa el proceso de inyección de SF - PF, como un proceso exitoso financieramente, ya que además de presentar una producción incremental de 401,007 bbl; se obtienen indicadores de desempeño positivos donde se generaron:

- Valor presente neto de \$1,365,741 USD
- TIR del 17% mayor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace que el proceso sea atractivo.
- De acuerdo con el cálculo del payback se recupera la inversión realizada a los 6 años de iniciado el proyecto.

- La EFI muestra una respuesta positiva recuperando 0.30 dólares por cada dólar invertido

Demostrando que el proceso de inyección de un bache de surfactante seguido por otro de polímero a Cp de 1000 ppm y Cs de 5000 ppm, desplazando el 40% del volumen poroso el proceso es viable económicamente. Este resultado es el más atractivo de los escenarios de inyección de SF -PF ya que presenta las mejores concentraciones de surfactante y polímero inyectado y volumen poroso desplazado.

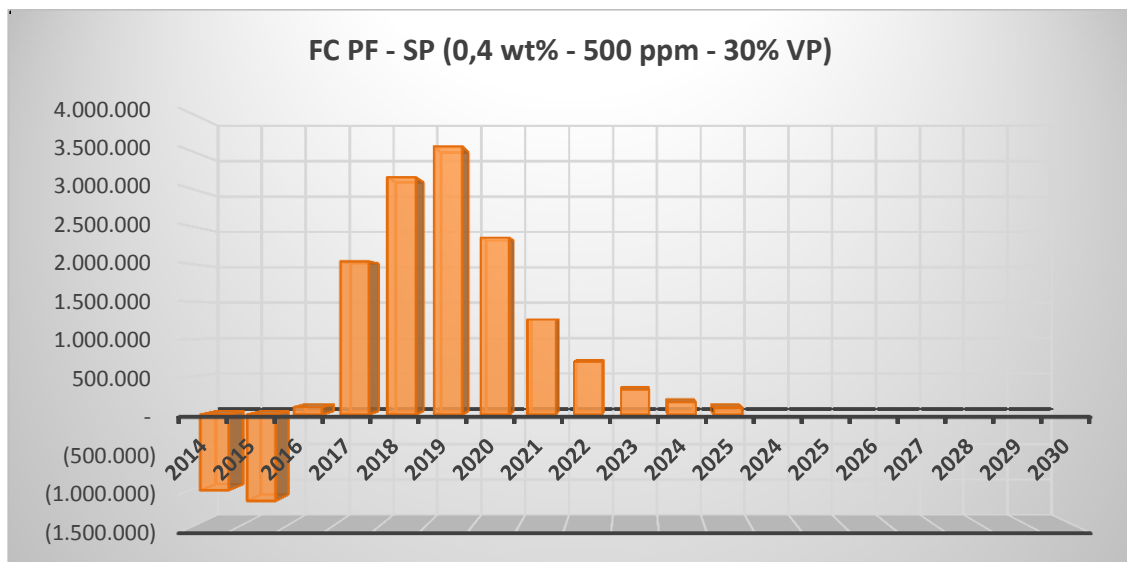
5.4.3. Escenario de inyección de un bache de polímero (PF) seguido por otro de bache de surfactante - polímero (SP)

Los escenarios para este caso corresponden a la inyección de 30 y 40% del volumen poroso para concentraciones de polímero de 500, 1000 y 1500 ppm con una concentración de surfactante de 0,4 wt%.

Escenario 1. PF - SP (0,4 wt%, 500 ppm - 30% VP)

Los resultados de este escenario y el flujo de caja correspondiente se presentan en la Figura 116.

Figura 116. FCL escenario de PF - SP (0,4wt%, 500 ppm – 30% VP)



VPN (USD)	-\$12,459,081
VP INVERSION (USD)	\$18,860,905
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	385,429
VP OPEX (USD)	\$4,437,709
USD/BBL	\$48.93
TIR	-14%
PAYBACK	12.00
EFI	- 0.66

De acuerdo a la evaluación se observa el proceso de inyección de PF - SP, como un proceso no exitoso financieramente, ya que además de presentar una producción incremental de 385,429 bbl; se obtienen indicadores de desempeño negativos donde se generaron:

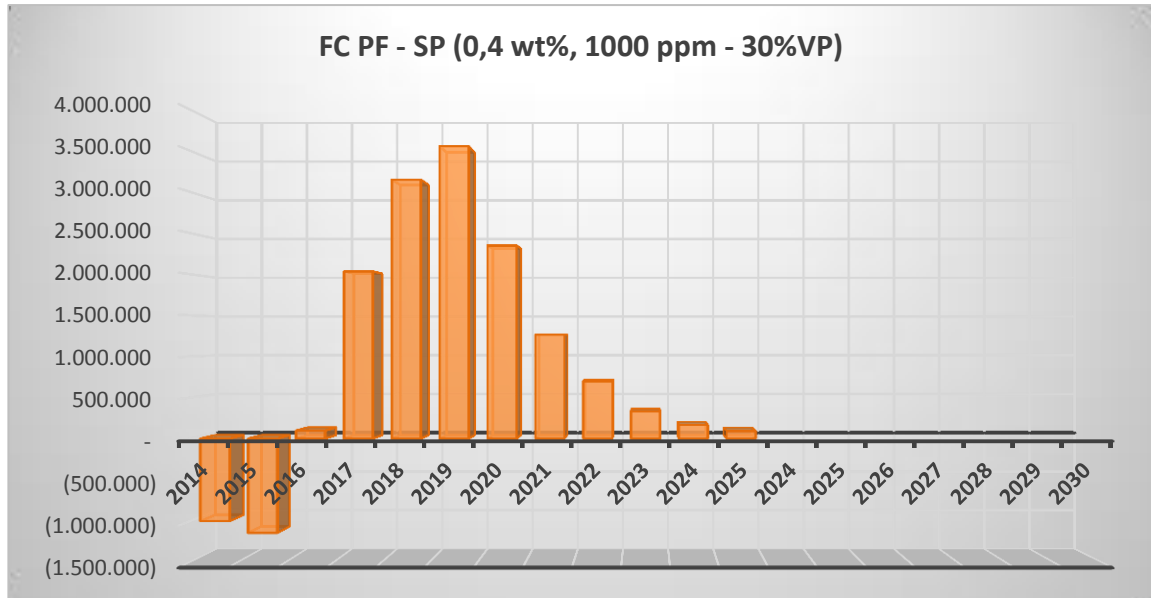
- Valor presente neto de -\$12 MUSD
- TIR negativa del -14% menor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace que el proceso no sea atractivo.
- De acuerdo con el cálculo del payback muestra que el proceso no es atractivo, debido a que el tiempo estimado para recuperar la inversión es muy largo.
- La EFI arrojó una respuesta negativa donde no se obtiene una recuperación por cada dólar invertido.

Demostrando que el proceso de inyección de un bache de polímero seguido por otro de surfactante - polímero a Cp de 500 ppm y Cs de 4000 ppm, desplazando el 30% del volumen poroso el proceso no es viable económicamente Este resultado se debe principalmente al costo asociado a los volúmenes inyectados y los gastos operacionales de cada uno de las técnicas analizadas.

Escenario 2. PF - SP (0,4 wt%, 1000 ppm - 30% VP)

Los resultados de este escenario y el flujo de caja correspondiente se presentan en la Figura 117.

Figura 117. FCL escenario de PF - SP (0,4 wt%, 1000 ppm – 30% VP)



VPN (USD)	-\$8,402,169
VP INVERSION (USD)	\$17,957,807
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	565,008
VP OPEX (USD)	\$6,636,851
USD/BBL	\$31.78
TIR	-5%
PAYBACK	12.00
EFI	- 0.47

De acuerdo a la evaluación se observa el proceso de inyección de PF - SP, como un proceso no exitoso financieramente, ya que además de presentar una producción incremental de 565,008 bbl; se obtienen indicadores de desempeño negativos donde se generaron:

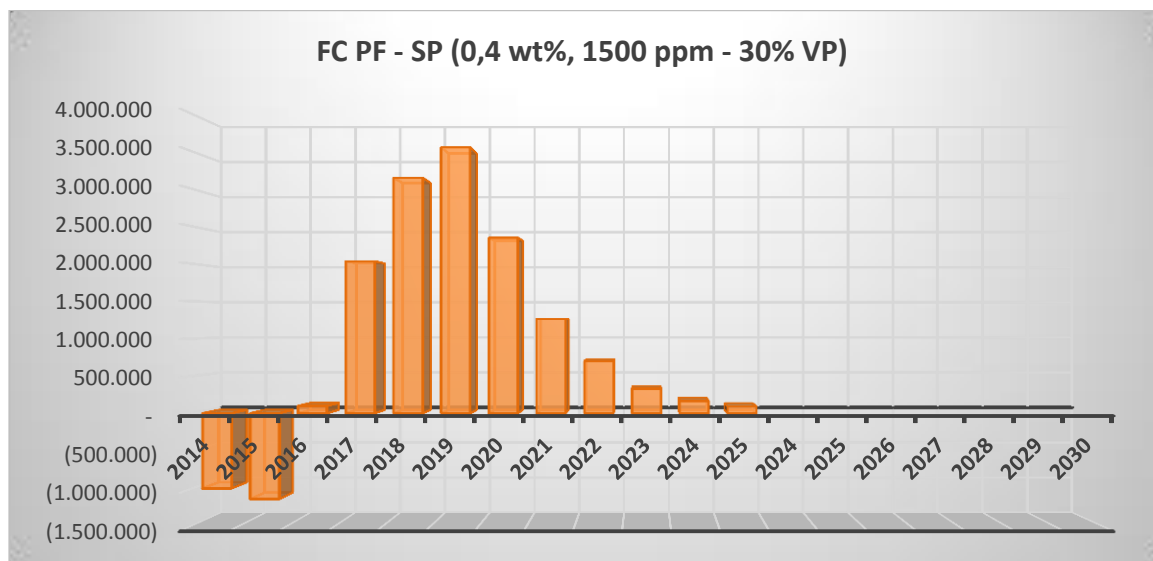
- Valor presente neto de -\$8 MUSD
- TIR negativa del -5% menor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace que el proceso no sea atractivo.
- De acuerdo con el cálculo del payback muestra que el proceso no es atractivo, debido a que el tiempo estimado para recuperar la inversión es muy largo.
- La EFI arrojó una respuesta negativa donde no se obtiene una recuperación por cada dólar invertido.

Demostrando que el proceso de inyección de un bache de polímero seguido por otro de surfactante - polímero a Cp de 1000 ppm y Cs de 4000 ppm, desplazando el 30% del volumen poroso el proceso no es viable económicamente Este resultado se debe principalmente al costo asociado a los volúmenes inyectados y los gastos operacionales de cada uno de las técnicas analizadas.

Escenario 3. PF - SP (0,4 wt%, 1500 ppm - 30% VP)

Los resultados de este escenario y el flujo de caja correspondiente se presentan en la siguiente figura.

Figura 118. FCL escenario de PF-SP (0,4 wt%, 1500 ppm – 40% VP)



VPN (USD)	-\$7,374,464
VP INVERSION (USD)	\$17,957,807
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	633,450
VP OPEX (USD)	\$7,366,532
USD/BBL	\$28.35
TIR	-2%
PAYBACK	12.00
EFI	- 0.41

De acuerdo a la evaluación se observa el proceso de inyección de PF - SP, como un proceso no exitoso financieramente, ya que además de presentar una producción incremental de 633,450 bbl; se obtienen indicadores de desempeño negativos donde se generaron:

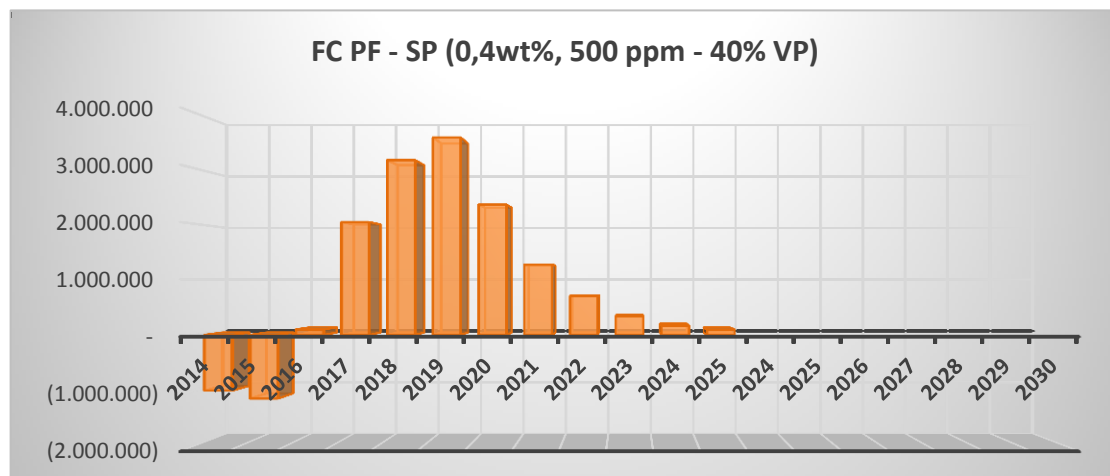
- Valor presente neto de -\$7 MUSD
- TIR negativa del -2% menor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace que el proceso no sea atractivo.
- De acuerdo con el cálculo del payback muestra que el proceso no es atractivo, debido a que el tiempo estimado para recuperar la inversión es muy largo.
- La EFI arrojó una respuesta negativa donde no se obtiene una recuperación por cada dólar invertido.

Demostrando que el proceso de inyección de un bache de polímero seguido por otro de surfactante - polímero a Cp de 1500 ppm y Cs de 4000 ppm, desplazando el 30% del volumen poroso el proceso no es viable económicamente, principalmente por el costo asociado a los volúmenes inyectados y los gastos operacionales de cada uno de las técnicas analizadas.

Escenario 1. PF - SP (0,4 wt%, 500 ppm - 40% VP)

Los resultados de este escenario y el flujo de caja correspondiente se presentan en la Figura 119.

Figura 119. FCL escenario de PF - SP (0,4wt%, 500 ppm – 40% VP)



VPN (USD)	\$1,913,686
VP INVERSION (USD)	\$4,866,132
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	418,497
VP OPEX (USD)	\$4,671,317
USD/BBL	\$11.63
TIR	21%
PAYBACK	5.00
EFI	0.39

De acuerdo a la evaluación se observa el proceso de inyección de PF - SP, como un proceso exitoso financieramente, ya que además de presentar una producción incremental de 418,497 bbl; se obtienen indicadores de desempeño positivos donde se generaron:

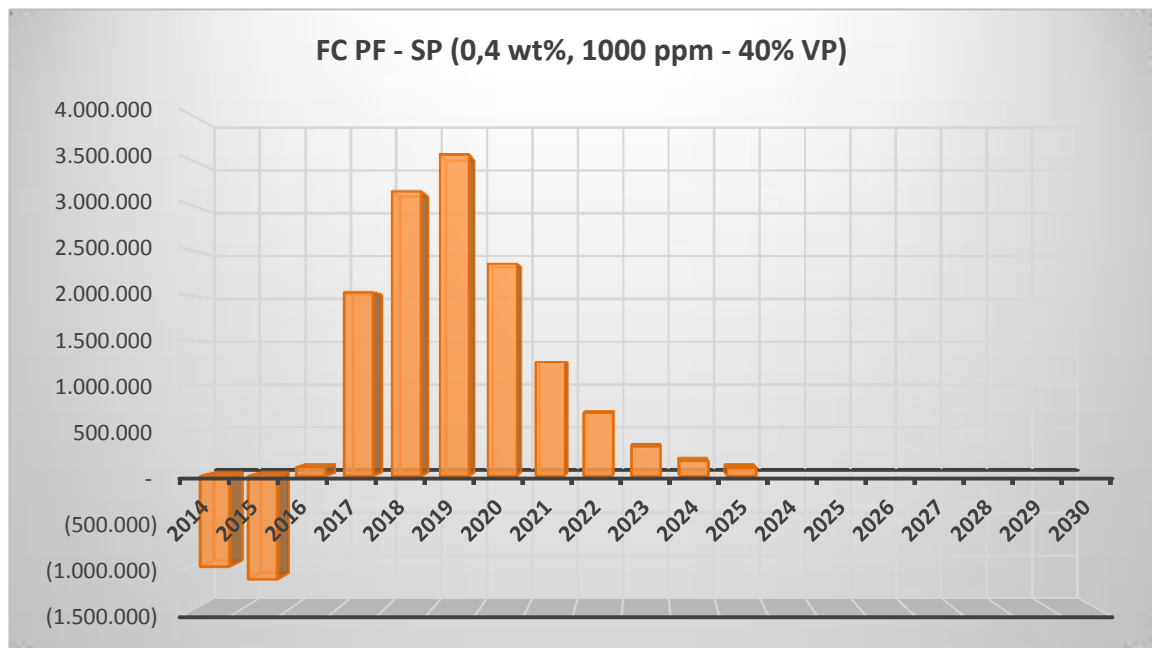
- Valor presente neto de \$1,913,686 USD
- TIR del 21% mayor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace que el proceso sea atractivo.
- De acuerdo con el cálculo del payback se recupera la inversión realizada a los 5 años de iniciado el proyecto.
- La EFI muestra una respuesta positiva recuperando 0.39 dólares por cada dólar invertido

Demostrando que el proceso de inyección de un bache de polímero seguido por otro de surfactante - polímero a Cp de 500 ppm y Cs de 4000 ppm, desplazando el 40% del volumen poroso el proceso es viable económicamente. Este resultado positivo se obtiene ya que el volumen poroso inyectado es 10% mayor que el escenario planteado para la técnica a 30% VP donde el VPN fue negativo.

Escenario 2. PF - SP (0,4 wt%, 1000 ppm - 40% VP)

Los resultados de este escenario y el flujo de caja correspondiente se presentan en la Figura 120.

Figura 120. FCL escenario de PF - SP (0,4 wt%, 1000 ppm – 40% VP)



VPN (USD)	\$6,739,145
VP INVERSIÓN (USD)	\$3,337,591
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	608,328
VP OPEX (USD)	\$6,942,904
USD/BBL	\$5.49
TIR	56%
PAYBACK	4.00
EFI	2.02

De acuerdo a la evaluación se observa el proceso de inyección de PF - SP, como un proceso exitoso financieramente, ya que además de presentar una producción incremental de 608,328 bbl; se obtienen indicadores de desempeño positivos donde se generaron:

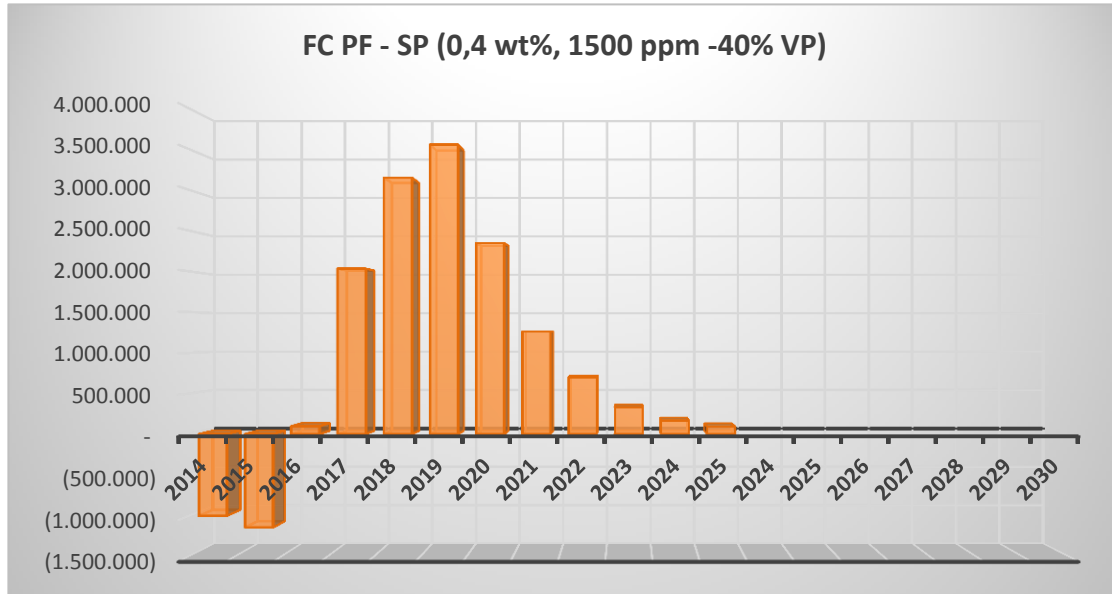
- Valor presente neto de \$6,739,145 USD
- TIR del 56% mayor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace que el proceso sea atractivo.
- De acuerdo con el cálculo del payback se recupera la inversión realizada a los 4 años de iniciado el proyecto.
- La EFI muestra una respuesta positiva recuperando 2.02 dólares por cada dólar invertido

Demostrando que el proceso de inyección de un bache de polímero seguido por otro de surfactante - polímero a Cp de 1000 ppm y Cs de 4000 ppm, desplazando el 40% del volumen poroso el proceso es viable económicamente. Este resultado ha sido el más atractivo hasta ahora comparado con los anteriores escenarios de inyección ya que en este se tiene la concentración de polímero de 1000 ppm que ha dado los mejores resultados y una Cs que representa una buena reducción en la saturación de aceite residual dejado por la inyección del bache de polímero.

Escenario 3. PF - SP (0,4 wt%, 1500 ppm - 40% VP)

Los resultados de este escenario y el flujo de caja correspondiente se presentan en la Figura 121.

Figura 121. FCL escenario de PF-SP (0,4 wt%, 1500 ppm – 40% VP)



VPN (USD)	\$7,613,866
VP INVERSION (USD)	\$3,337,591
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	669,258
VP OPEX (USD)	\$7,545,590
USD/BBL	\$4.99
TIR	59%
PAYBACK	3.00
EFI	2.28

De acuerdo a la evaluación se observa el proceso de inyección de PF - SP, como un proceso exitoso financieramente, ya que además de presentar una producción incremental de 669,258 bbl; se obtienen indicadores de desempeño positivos donde se generaron:

- Valor presente neto de \$7,613,866 USD
- TIR del 59% mayor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace que el proceso sea atractivo.
- De acuerdo con el cálculo del payback se recupera la inversión realizada a los 3 años de iniciado el proyecto.
- La EFI muestra una respuesta positiva recuperando 2.28 dólares por cada dólar invertido

Demostrando que el proceso de inyección de un bache de polímero seguido por otro de surfactante - polímero a Cp de 1500 ppm y Cs de 4000 ppm, desplazando el 40% del volumen poroso el proceso es viable económicamente. Este resultado fue el más atractivo para el escenario de inyección de PF –SP.

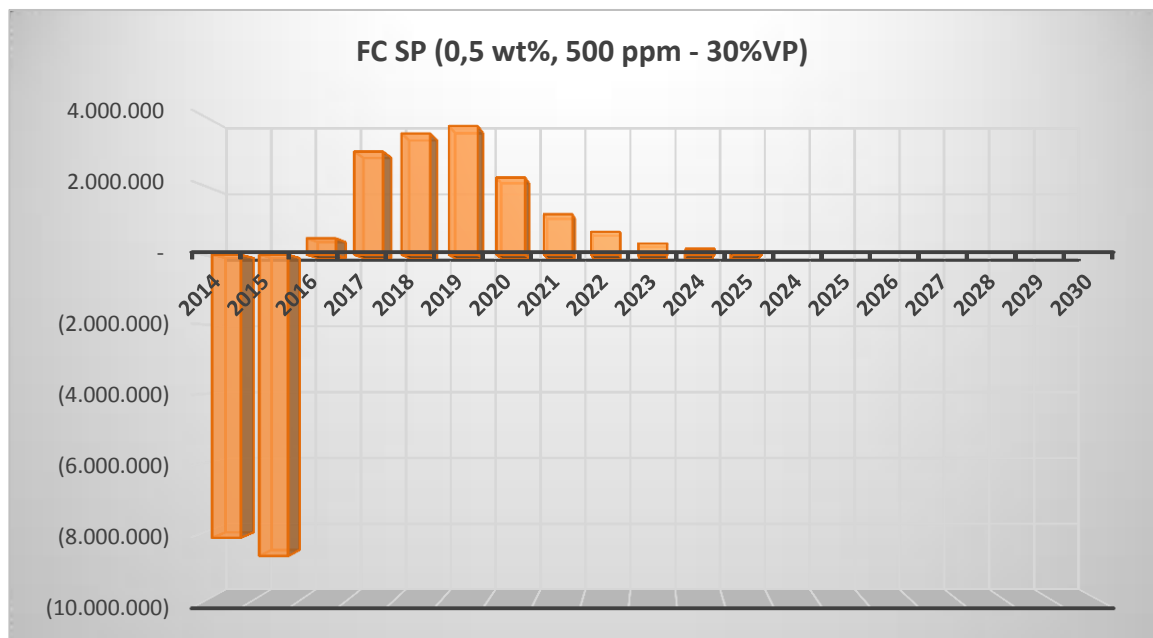
5.4.4. Escenario de inyección de bache de surfactante - polímero (SP)

Los escenarios para este caso corresponden a la inyección de 30 y 40% del volumen poroso para concentraciones de polímero de 500, 1000 y 1500 ppm con una concentración de surfactante fija de 0,5 wt%.

Escenario 1. SP (0,5 wt%, 500 ppm - 30% VP)

Los resultados de este escenario y el flujo de caja correspondiente se presentan en la Figura 122.

Figura 122. FCL escenario de SP (0,5 wt%, 500 ppm – 30% VP)



VPN (USD)	-\$10,228,483
VP INVERSION (USD)	\$17,248,341
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	402,069
VP OPEX (USD)	\$4,806,976
USD/BBL	\$42.90
TIR	-12%
PAYBACK	12.00
EFI	- 0.59

De acuerdo a la evaluación se observa el proceso de inyección de un bache de surfactante - polímero, como un proceso no exitoso financieramente, aunque su producción incremental fue de 402,069 bbl; se obtienen indicadores de desempeño negativos donde se generaron:

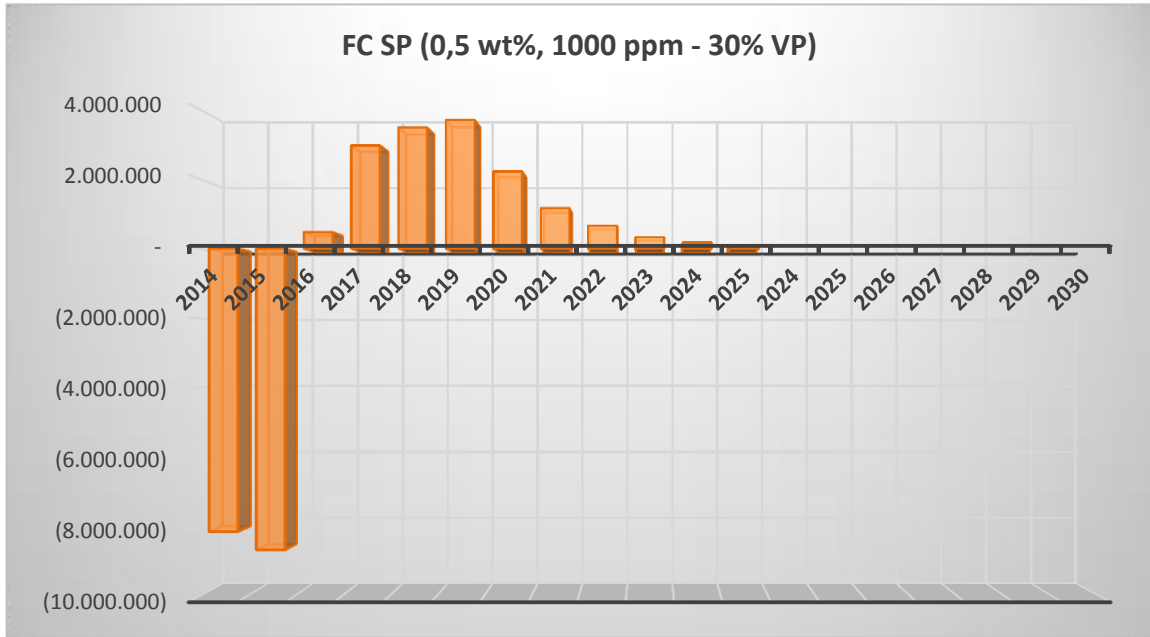
- Valor presente neto de -\$10 MUSD
- TIR negativa del -12% menor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace que el proceso no sea atractivo.
- De acuerdo con el cálculo del payback muestra que el proceso no es atractivo, debido a que el tiempo estimado para recuperar la inversión es muy largo.
- La EFI arrojó una respuesta negativa donde no se obtiene una recuperación por cada dólar invertido.

Demostrando que el proceso de inyección de un bache de surfactante - polímero a Cp de 500 ppm y Cs de 5000 ppm, desplazando el 30% del volumen poroso el proceso no es viable económicamente. Este resultado se debe a la concentración de surfactante inyectada por un periodo de tiempo largo que incrementa los costos en el proceso.

Escenario 2. SP (0,5 wt%, 1000 ppm - 30% VP)

Los resultados de este escenario y el flujo de caja correspondiente se presentan en la Figura 123.

Figura 123. FCL escenario de SP (0,5 wt%, 1000 ppm – 30% VP)



VPN (USD)	-\$6,957,969
VP INVERSION (USD)	\$17,248,341
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	591,131
VP OPEX (USD)	\$7,100,283
USD/BBL	\$29.18
TIR	-3%
PAYBACK	12.00
EFI	- 0.40

De acuerdo a la evaluación se observa el proceso de inyección de un bache de surfactante - polímero, como un proceso no exitoso financieramente, aunque su producción incremental fue de 591,131 bbl; se obtienen indicadores de desempeño negativos donde se generaron:

- Valor presente neto de -\$7 MUSD
- TIR negativa del -3% menor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace que el proceso no sea atractivo.
- De acuerdo con el cálculo del payback muestra que el proceso no es atractivo, debido a que el tiempo estimado para recuperar la inversión es muy largo.

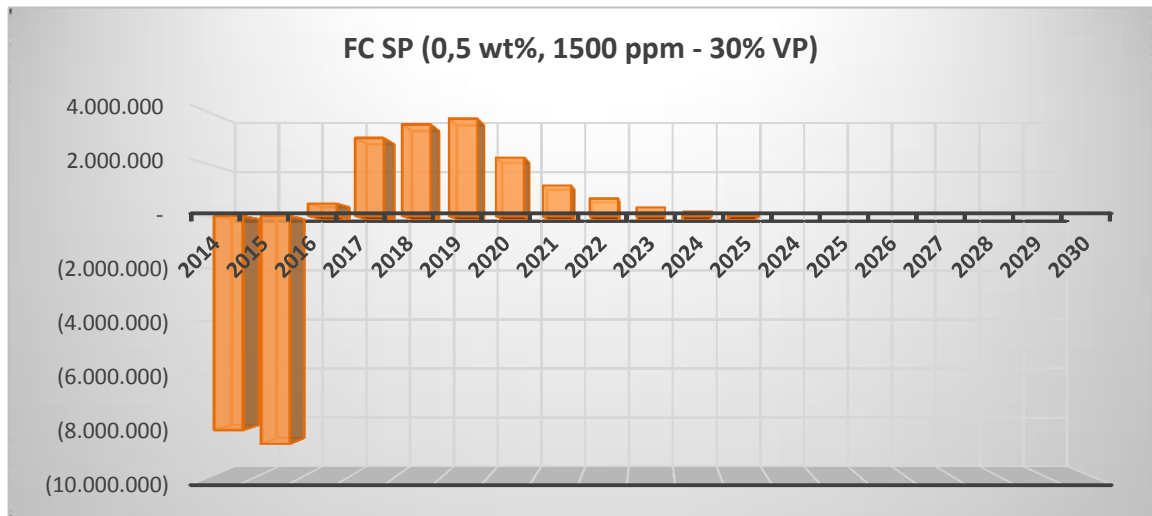
- La EFI arrojó una respuesta negativa donde no se obtiene una recuperación por cada dólar invertido.

Demostrando que el proceso de inyección de un bache de surfactante - polímero a Cp de 1000 ppm y Cs de 5000 ppm, desplazando el 30% del volumen poroso el proceso no es viable económicamente. Para la inyección de un bache de SP el VPN sigue siendo negativo mejoró con respecto al resultado anterior al aumentar la Cp pero no lo suficiente e inyectar una Cp más alta puede llegar a incrementar los gastos en el proceso.

Escenario 3. SP (0,5 wt%, 1500 ppm - 30% VP)

Los resultados de este escenario y el flujo de caja correspondiente se presentan en la Figura 124.

Figura 124. FCL escenario de SP (0,5 wt%, 1500 ppm – 30% VP)



VPN (USD)	-\$6,483,659
VP INVERSION (USD)	\$17,664,321
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	659,266
VP OPEX (USD)	\$7,764,406
USD/BBL	\$26.79
TIR	-1%
PAYBACK	12.00
EFI	- 0.37

De acuerdo a la evaluación se observa el proceso de inyección de un bache de surfactante - polímero, como un proceso no exitoso financieramente, aunque su producción incremental fue de 659,266 bbl; se obtienen indicadores de desempeño negativos donde se generaron:

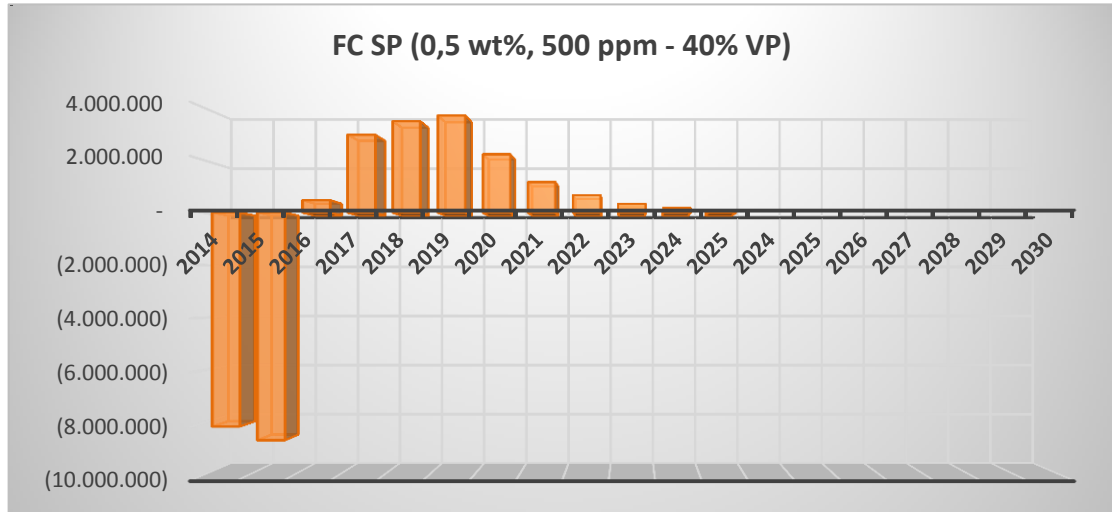
- Valor presente neto de -\$6 MUSD
- TIR negativa del -1% menor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace que el proceso no sea atractivo.
- De acuerdo con el cálculo del payback muestra que el proceso no es atractivo, debido a que el tiempo estimado para recuperar la inversión es muy largo.
- La EFI arrojó una respuesta negativa donde no se obtiene una recuperación por cada dólar invertido.

Demostrando que el proceso de inyección de un bache de surfactante - polímero a Cp de 1500 ppm y Cs de 5000 ppm, desplazando el 30% del volumen poroso el proceso no es viable económicamente. Para la inyección de un bache de SP el VPN no es nada atractivo ya que bajo estas condiciones el costo de la inyección del SP a altas concentraciones es muy alto.

Escenario 1. SP (0,5 wt%, 500 ppm - 40% VP)

Los resultados de este escenario y el flujo de caja correspondiente se presentan en la Figura 125.

Figura 125. FCL escenario de SP (0,5 wt%, 500 ppm – 40% VP)



VPN (USD)	-\$10,370,114
VP INVERSION (USD)	\$18,715,082
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	492,537
VP OPEX (USD)	\$5,719,981
USD/BBL	\$38.00
TIR	-9%
PAYBACK	12.00
EFI	- 0.55

De acuerdo a la evaluación se observa el proceso de inyección de un bache de surfactante - polímero, como un proceso no exitoso financieramente, aunque su producción incremental fue de 492,537 bbl; se obtienen indicadores de desempeño negativos donde se generaron:

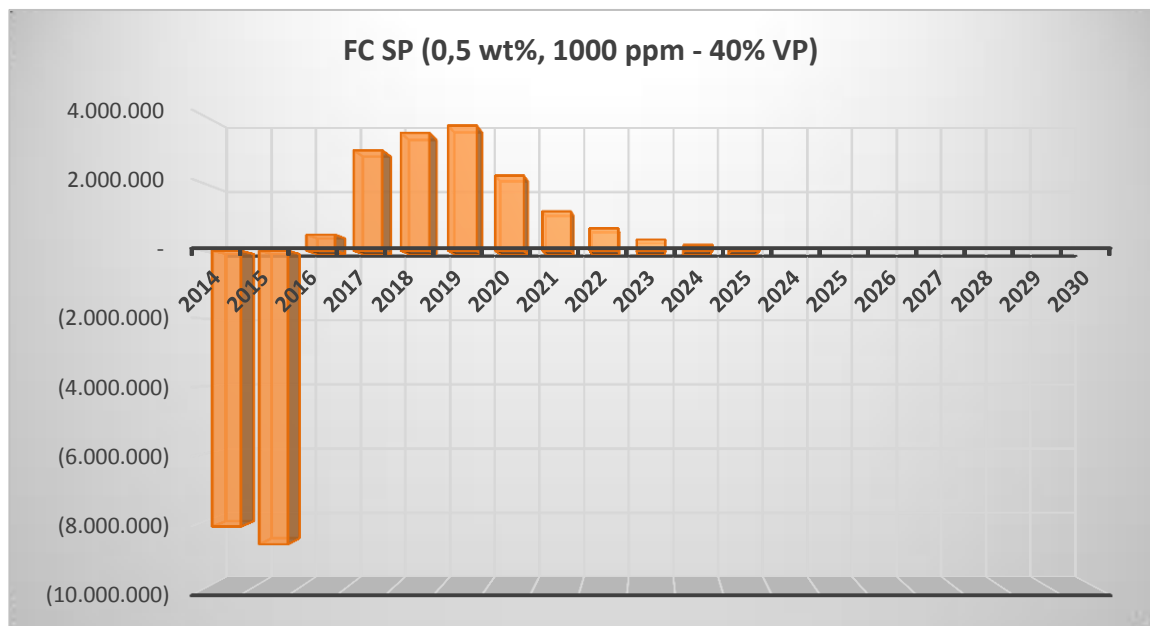
- Valor presente neto de -\$10 MUSD
- TIR negativa del -9% menor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace que el proceso no sea atractivo.
- De acuerdo con el cálculo del payback muestra que el proceso no es atractivo, debido a que el tiempo estimado para recuperar la inversión es muy largo.
- La EFI arrojó una respuesta negativa donde no se obtiene una recuperación por cada dólar invertido.

Demostrando que el proceso de inyección de un bache de surfactante - polímero a Cp de 500 ppm y Cs de 5000 ppm, desplazando el 40% del volumen poroso el proceso no es viable económicamente. Para la inyección de un bache de SP con este escenario el VPN y la TIR no es atractivo ya que bajo estas condiciones el costo de la inyección de una Cs de 5000 ppm es muy alto y la Cp es muy baja para generar un frente de desplazamiento estable.

Escenario 2. SP (0,5 wt%, 1000 ppm - 40% VP)

Los resultados de este escenario y el flujo de caja correspondiente se presentan en la Figura 126.

Figura 126. FCL escenario de SP (0,5 wt%, 500 ppm – 40% VP)



VPN (USD)	-\$7,425,991
VP INVERSION (USD)	\$18,715,082
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	668,378
VP OPEX (USD)	\$7,788,404
USD/BBL	\$28.00
TIR	-2%
PAYBACK	12.00
EFI	- 0.40

De acuerdo a la evaluación se observa el proceso de inyección de un bache de surfactante - polímero, como un proceso no exitoso financieramente, aunque su producción incremental fue de 668,378 bbl; se obtienen indicadores de desempeño negativos donde se generaron:

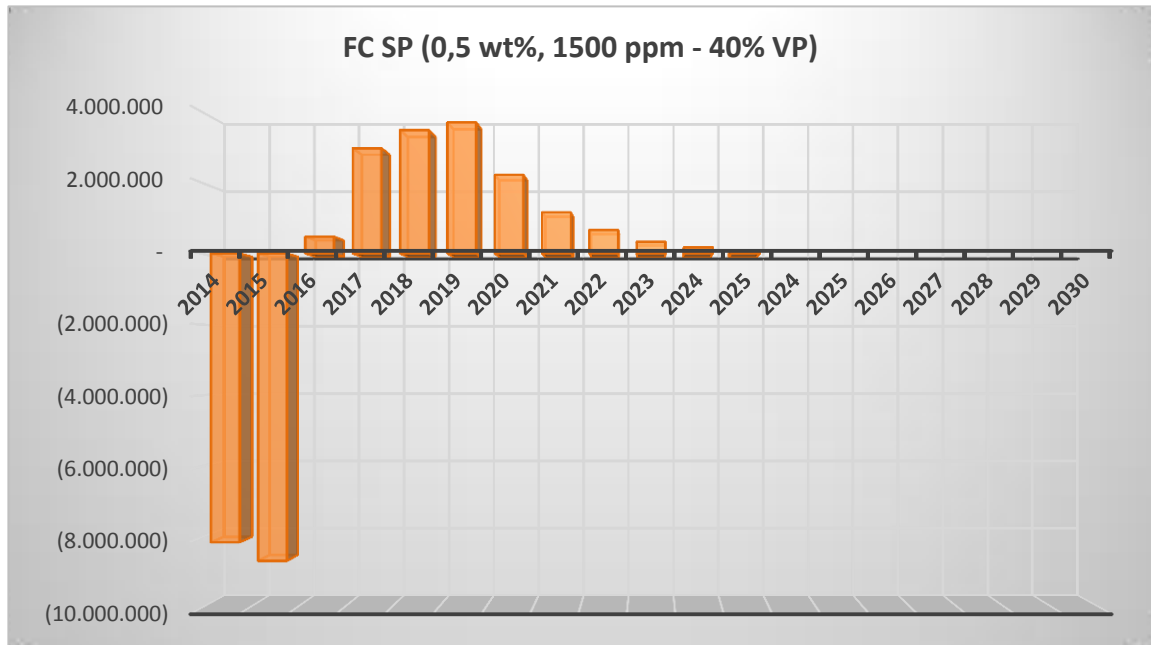
- Valor presente neto de -\$7 MUSD
- TIR negativa del -2% menor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace que el proceso no sea atractivo.
- De acuerdo con el cálculo del payback muestra que el proceso no es atractivo, debido a que el tiempo estimado para recuperar la inversión es muy largo.
- La EFI arrojó una respuesta negativa donde no se obtiene una recuperación por cada dólar invertido.

Demostrando que el proceso de inyección de un bache de surfactante - polímero a Cp de 1000 ppm y Cs de 5000 ppm, desplazando el 40% del volumen poroso el proceso no es viable económicamente. La inyección de un bache de SP bajo estas condiciones, el VPN y la TIR, no son atractivas ya el costo de la inyección del SP por un periodo de tiempo muy largo incrementa los costos del proceso.

Escenario 3. SP (0,5 wt%, 1500 ppm - 40% VP)

Los resultados de este escenario y el flujo de caja correspondiente se presentan en la Figura 127.

Figura 127. FCL escenario de SP (0,5 wt%, 1500 ppm – 40% VP)



VPN (USD)	-\$6,837,782
VP INVERSION (USD)	\$18,715,082
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	726,326
VP OPEX (USD)	\$8,244,393
USD/BBL	\$25.77
TIR	0%
PAYBACK	12.00
EFI	- 0.37

De acuerdo a la evaluación se observa el proceso de inyección de un bache de surfactante - polímero, como un proceso no exitoso financieramente, aunque su producción incremental fue de 726,326 bbl; se obtienen indicadores de desempeño negativos donde se generaron:

- Valor presente neto de -\$6,837,782 USD
- TIR del 0% menor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace que el proceso no sea atractivo.
- De acuerdo con el cálculo del payback muestra que el proceso no es atractivo, debido a que el tiempo estimado para recuperar la inversión es muy largo.

- La EFI arrojó una respuesta negativa donde no se obtiene una recuperación por cada dólar invertido.

Demostrando que el proceso de inyección de un bache de surfactante - polímero a Cp de 1500 ppm y Cs de 5000 ppm, desplazando el 40% del volumen poroso el proceso no es viable económicamente. Para la inyección de un bache de SP el VPN no es nada atractivo ya que bajo estas condiciones el costo de la inyección del SP a altas concentraciones es muy alto.

Según los resultados obtenidos en la evaluación financiera se tienen que los mejores escenarios de inyección fueron:

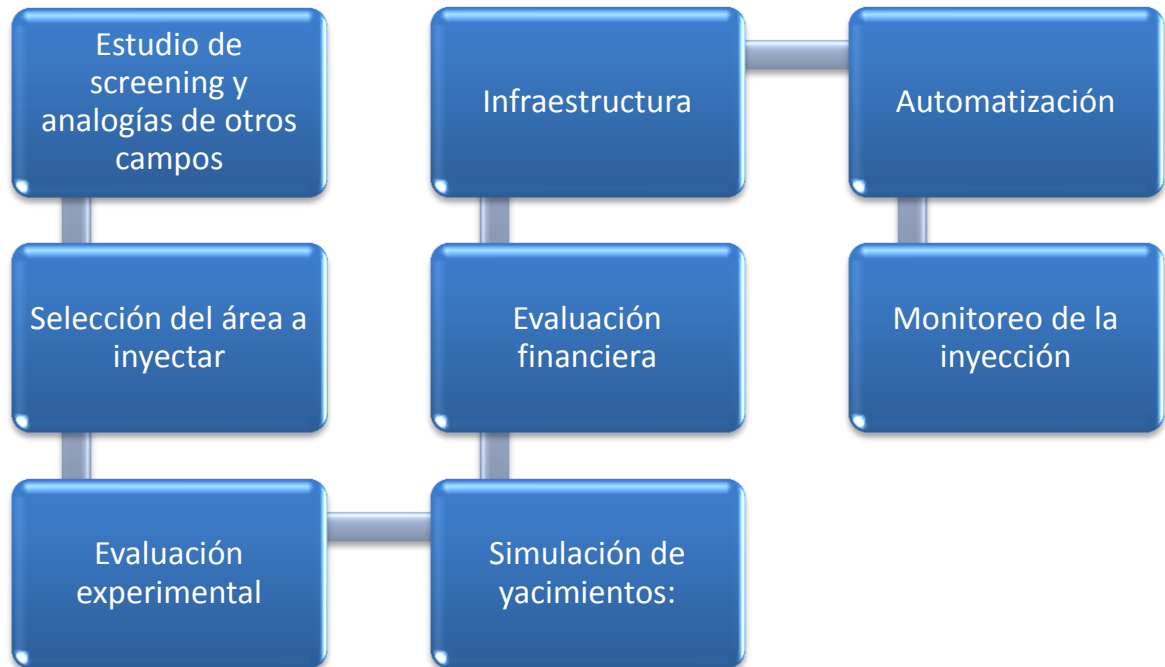
- PF (1000 ppm – 30% VP)
VPN = \$3,069,275 (USD)
- SF – PF (0,5 wt% y 1500 ppm – 40% VP)
VPN = \$5,874,913 (USD)
- SF – PF (0,5 wt% y 1500 ppm – 30% VP)
VPN = \$5,488,422 (USD)
- PF-SP (0,4 wt%, 1500 ppm – 30% VP)
VPN = \$10,567,383 (USD)
- PF-SP (0,4 wt%, 1500 ppm – 40% VP)
VPN = \$10,871,797 (USD)

Para el escenario de inyección de un bache de surfactante – polímero, ninguno de los casos plantados genero una viabilidad económica según el VPN obtenido.

6. PROCEDIMIENTO GUÍA

Uno de los aportes principales de esta investigación, es el desarrollo de un procedimiento guía a tener en cuenta cuando se desee llevar a cabo un proceso de inyección de químicos tales como surfactante y polímero. En este procedimiento, se describe inicialmente el estudio de screening y analogías, la selección del área a inyectar, evaluación experimental de laboratorio, el estudio de simulación numérica, la evaluación financiera, la infraestructura necesaria, los equipos de automatización y finalmente el monitoreo de la inyección como se observa en la Figura 128

Figura 128. Procedimiento guía para la inyección de químicos.



Fuente: Autor

6.1. ESTUDIO DE SCREENING Y ANALOGÍAS DE OTROS CAMPOS

El objetivo es evaluar el proceso de recuperación mejorada de hidrocarburo con mejor potencial basándose en la comparación de ciertas propiedades específicas del yacimiento, y de los fluidos del campo en estudio, con los criterios propuestos por diversos autores a través del tiempo a través de los años, entre los que se encuentran:

Tabla 20. Autores incluidos para el screening binario.

NPC (2007) (1984) (1976)	CHU (1985)(1980)(1977)
Farouq Ali (2006) (1979)	Stalkup (1984)
Dusseult (2006)	Taber - Martin (1983)
Autor WAG (2003)	Taber (1983)
Taber - Seright (1997)	Kring - Farouq Ali (1980)
Taber- Martin - Seright (1997) (1983)	Latil (1980)
Singhal (1996)	Iyoho (1978)
Pri - Canadá (1994)	McCree (1977)
SSI (1986)	Lewin(1976)
Ec Donalson (1985)	Geffen (1973)
Leonard (1985)	Poett- Mann (1964)

Para seleccionar las ventanas de aplicación se deben tener en cuenta los criterios de selección planteados en la Tabla 2 y así determinar cuál de ellos se ajusta mejor al tipo de fluidos, litología de interés. La información de yacimiento es indispensable para evaluar tanto la factibilidad de un proyecto de recobro químico como la naturaleza de las sustancias químicas que pueden ser inyectadas. La temperatura, composición de la salmuera y las propiedades de roca (porosidad, permeabilidad) y petróleo (gravedad API, análisis SARA, número ácido) de ser conocidos. Todos estos datos ayudan a evaluar si un yacimiento es buen candidato para definir el diseño de un método químico de recobro mejorado.

Llevar a cabo un estudio de screening no garantiza el éxito de la tecnología seleccionada, se debe evaluar por medio de un análisis financiero y estudios de laboratorio necesarios.

Los estándares se han definido mediante la comparación de las características de yacimiento y los fluidos de los proyectos exitosos de inyección de químicos, recopilados de diferentes investigadores. Entre los parámetros más importantes considerados en el análisis de procesos de inyección de químicos esta la temperatura, la profundidad de la arena que contiene el hidrocarburo ya que define la selección del agente químico considerando los requerimientos de estabilidad y degradación mecánica, a la que pueden ser sometidos por las altas velocidades de flujo, necesarias para el transporte de las soluciones a través de las tuberías, conexiones y medio poroso.

En la aplicación de procesos de recobro mejorado químicos es preferible contar con rocas cuya litología sea arenisca, que exhiben por lo general porosidades intermedias a altas, y combinan altas permeabilidades que favorecen el flujo de fluidos desde los pozos inyectores hasta los productores.

El estudio de analogías permite complementar el análisis realizado por medio de screening, teniendo en cuenta el estudio de proyectos implementados en campo. La evaluación de analogías permite por medio de un razonamiento basado en la existencia de atributos similares entre dos campos diferentes, definir el potencial de aplicación de un determinado proceso de recuperación. Una vez seleccionados los campos análogos, se pueden identificar las mejores prácticas asociadas con la aplicación del método de recobro y las lecciones aprendidas, al igual que los problemas relacionados con la implementación del proceso.

6.2. SELECCIÓN DEL ÁREA A INYECTAR

Posteriormente se realiza la selección de áreas para la inyección de agua mejorada en el campo mediante análisis del modelo geológico ,análisis de ingeniería a partir de los modelos de fluidos, roca - fluido y comportamiento de presiones, movimiento de fluidos; identificando características de inyectividad, fluidos acumulados y zonas con mayores volúmenes residuales de aceite, además de un análisis del comportamiento de inyección producción para identificar canales preferenciales de flujo y estudio de facilidades y disponibilidad energética.

6.3. EVALUACIÓN EXPERIMENTAL

La factibilidad de implementar un proceso de recobro químico en un campo colombiano se lleva a cabo a partir de un estudio experimental. Las especificaciones del diseño de laboratorio se puede determinar a partir de tres etapas:

6.3.1. Evaluaciones fluido – fluido

Consiste en pruebas de interacción entre el crudo del yacimiento y las soluciones químicas de polímero y surfactante. El estudio contiene medidas de tensión interfacial, evaluación de comportamiento de fase junto con la evaluación de la reología del polímero y las interacciones roca – fluidos preliminares para determinar la adsorción estática de cada químico por la roca.

6.3.2. Compatibilidad roca fluido por corefloods lineales

Evalúa mediante corefloods lineales la permeabilidad relativa de la roca, la reología del polímero fluyendo, compatibilidad química de la roca, y la retención química de la solución surfactante – polímero fluyendo a través de la roca de yacimiento. la información obtenida también puede ser usada para determinar el tipo de polímero apropiado para la inyección.

6.3.3. Corefloods de recuperación de aceite

Dan una simulación física del proceso de inyección químico y una medida realista del recobro de petróleo en la porción inundada del campo. Los corefloods de recobro de petróleo usan volúmenes proporcionales a campo de químicos. Por lo tanto, los resultados reflejan que puede ser esperado en el campo. Estas pruebas tienen en cuenta los siguientes criterios: reducción de la tensión interfacial, comportamiento de fase, adsorción química, comportamiento pseudoplástico y control de movilidad.

Este protocolo para evaluación de polímeros comprende pruebas de caracterización, comportamiento reológico y compatibilidad a Ty. Estabilidad mecánica, estabilidad química y compatibilidad roca-fluido. Además de una evaluación de la composición

fisicoquímica del agua de inyección y las soluciones poliméricas (el contenido de sales y presencia de iones disueltos como Fe^{+2} , Ca^{+2} y Mg^{+2}),

Es de aclarar que se deben tener en cuenta la disponibilidad de la fuente de agua para la inyección de los químicos, y un tratamiento en campo para mejorar la calidad del agua de inyección.

6.4. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

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

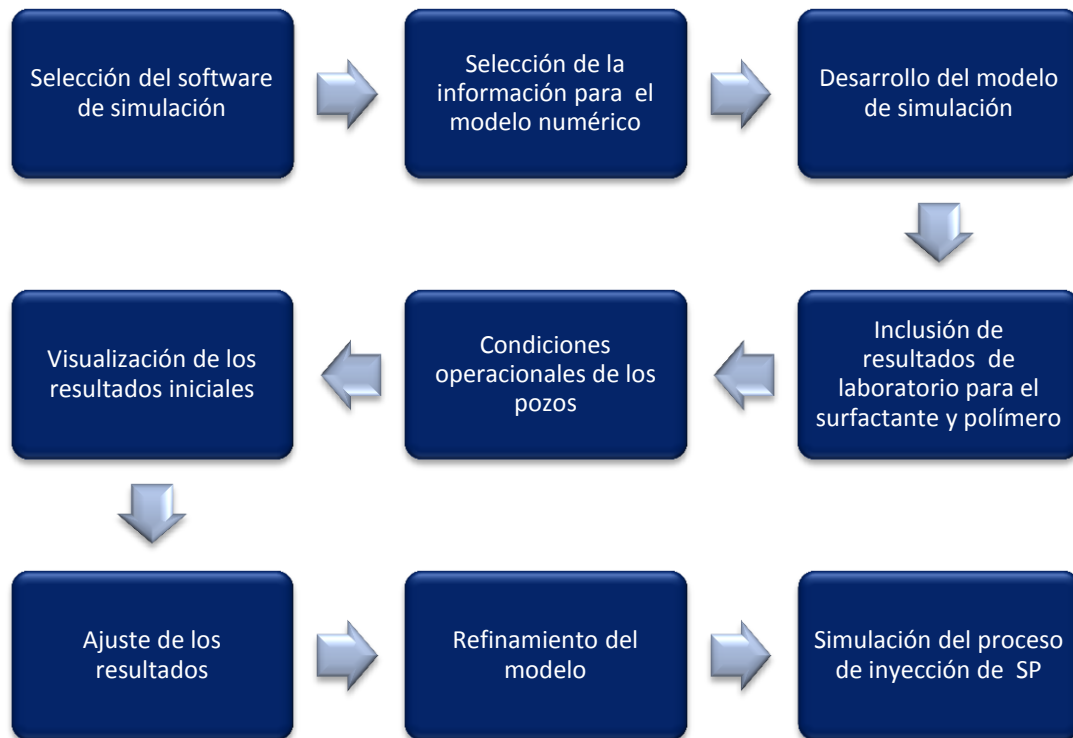
El valor de esta herramienta, está en crear un modelo de yacimiento con características semejantes a la realidad, de modo que se puedan evaluar diferentes escenarios de producción, con el fin de establecer condiciones y tomar decisiones a la hora de optimizar la producción del campo

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

6.4.1. Metodología de simulación

Para un desarrollo adecuado del estudio de simulación se utilizó la siguiente metodología dividida en dos partes: primero el desarrollo de un modelo de simulación donde se definieron las propiedades y todas las variables necesarias para representar un proceso de surfactante - polímero. La segunda consistió en el análisis de las principales variables operacionales y de yacimiento que intervienen en el proceso con se observa en la Figura 129.

Figura 129. Metodología de trabajo utilizada para la realización del estudio de simulación numérica



La metodología anterior puede ser considerada para aplicar para cualquier proceso de aplicación en recobro mejorado; con el fin de representar un proceso de inyección de químicos. Las características principales a tomar en cuenta en la simulación de procesos químicos de recuperación mejorada dependen del simulador seleccionado, estas son:

- Aumento de la viscosidad del agua inyectada por acción del polímero
- Comportamiento pseudoplástico del polímero
- Factor de resistencia residual
- Volumen poroso accesible
- Reducción de la tensión interfacial
- Modificación de las permeabilidades relativas por la reducción del Sor y el cambio en el número capilar
- Adsorción en la roca de los componentes químicos

Si ya se cuenta con un modelo numérico que represente de forma acertada las condiciones del campo en estudio, se deben tener en cuenta los siguientes pasos:

- Integrar las pruebas de laboratorio
- Hacer predicciones de inyección de PF y SP
- Definir escenarios de inyección
- Determinar posibles resultados del PF y SP

Es importante al llevar a cabo un proceso de inyección de químicos, definir por medio de análisis de sensibilidad cual es la presión de inyección y de fondo tanto de los pozos productores como inyectoras; la tasa de inyección de las soluciones químicas seleccionando la que sea recibida en su totalidad por el yacimiento para la inyección de agua, al inyectar el polímero esta puede reducirse por que se inyecta un fluido con mayor viscosidad. Después de definir los parámetros o restricciones de los pozos, se procede a llevar un análisis de sensibilidad para las concentraciones de químico a utilizar ya sea de polímero o surfactante; en el caso del surfactante es recomendable utilizar la concentración donde se alcanza la concentración micelar crítica (CMC) o se tenga una reducción de la IFT ultra baja, en el caso del polímero si se utiliza un agua de inyección con alto contenido de sólidos totales disueltos es mejor inyectar altas concentraciones que garanticen un viscosidad alta del polímero, si se inyecta con agua fresca se pueden utilizar concentraciones de polímero más baja ya que la concentración de TDS no afecta la viscosidad del polímero. También es necesario definir el volumen poroso a desplazar con los agentes químicos, de esta investigación los mejores resultados técnicos se encontraron al desplazar volumen porosos del 30 al 40% y altas C_p y C_s .

La simulación de procesos químicos constituye una etapa fundamental puesto que ayuda a minimizar los riesgos antes de ejecutar un método de recuperación mejorada de este tipo, sobre todo por la incertidumbre asociada a los cambios que ocurren en el medio poroso cuando se inyectan estas sustancias, la complejidad que existe en la representación de los fenómenos asociados y el costo que presentan los productos químicos.

Finalmente, después de llevar a cabo el desarrollo del modelo de simulación, ajuste del comportamiento del mismo, definir una estrategia de inyección por medio de sensibilidades u optimización, entonces se lleva a cabo una evaluación financiera.

6.5. EVALUACIÓN FINANCIERA

El objetivo financiero de todo proyecto debe ser la maximización de su valor, es decir la maximización de su riqueza para sus grupos de interés. Una empresa o un proyecto puede considerarse un buen negocio si genera un flujo efectivo que le permita³¹:

- Reponer al capital de trabajo y atender los requerimientos de inversión en activos fijos
- Atender el servicio a la deuda
- Repartir utilidades entre los socios de acuerdo con sus expectativas

La evaluación financiera de proyectos permite mediante el conocimiento y análisis de costos, ventas, tasa de oportunidad entre muchas otras variables, otorgar una herramienta útil en el proceso de toma de decisión en la inversión de un proyecto determinado. Así pues cuando se va a tomar la decisión de invertir en un proyecto, es de vital importancia realizar una evaluación financiera, en la que se involucren todas las variables de interés y que mediante la aplicación de diferentes herramientas, permita establecer que tan rentable será el proyecto o si generará al inversionista las utilidades suficientes que satisfagan el objetivo financiero previamente establecido.

Existen diferentes herramientas para evaluar un proyecto a futuro, una de las más conocidas es la construcción del flujo de caja descontados, que mediante el uso de las medidas de desempeño permitirá calcular la rentabilidad y los resultados financieros del mismo. Algunas de las medidas de desempeño más utilizadas son el valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR) y el plazo de recuperación o Payback.

6.5.1. Flujo de caja libre

Permite conocer los flujos de efectivo resultado de la operación, se calcula mediante la diferencia entre los ingresos y los egresos de un proyecto en los diferentes periodos de tiempo. El flujo de caja libre (FLC) como valor percibido será aquel que queda para cumplir los compromisos con los beneficiarios de la empresa; es decir los acreedores y

³¹ LEON, Oscar. Administración Financiera. Fundamentos y Aplicaciones. Tercera Edición. Cali. 1999. Pág.10.

los socios. A los acreedores con el servicio a la deuda (capital más intereses), y a los propietarios con la cantidad restante, para que ellos decidan cuanto repartir en dividendos y/o reinvertir. “El FCL no tiene en cuenta ningún costo relacionado con fuentes de financiación del proyecto. Es por esta razón que el FCL es la cantidad de dinero líquido disponible para servir a la deuda y cumplir con las exigencias de los accionistas”.

Mientras mayor sea el valor del flujo de caja libre que se pueda alcanzar con el proyecto, mayor será su valor, ya que el valor de una empresa se calcula como el valor presente de sus futuros flujos de caja libre.

Para construir un flujo de caja descontado se debe definir entre otras variables:

Horizonte de vida del proyecto: como se indica, corresponde al tiempo que se espera funcione y rente el proyecto en evaluación. El horizonte tradicional en la industria es de aproximadamente de 20 a 30 años.

Tasa de Descuento: es la tasa de interés a la cual se van a descontar los flujos del proyecto. Permite establecer la equivalencia de un decisor entre tener determinada cantidad de dinero X hoy o tener una cantidad $X(1+i)$ en el futuro, donde i representa el interés a dicha tasa de oportunidad. Es decir la tasa de oportunidad mide el costo en que incurre un proyecto por destinar fondos a determinada inversión.

Esta tasa de descuento también denominada tasa mínima requerida, representa a mínima rentabilidad que un inversionista estaría dispuesto a aceptar por su proyecto de inversión, en este sentido es una medida de rentabilidad que tiene en cuenta el costo de oportunidad del inversionista y el riesgo asociado al proyecto de inversión que se está evaluando.

Límite económico: corresponde a la cantidad de barriles producidos, bajo la cual el proyecto no es rentable.

Inversiones: también denominadas CAPEX (Capital Expenditures), y corresponden a todas aquellas erogaciones que los inversionistas hacen para llevar a cabo el proyecto. Entre estas se encuentran son la adquisición de maquinaria y facilidades, obras civiles, terrenos, estudios preliminares, perforación y/o reactivación de pozos, recuperaciones ambientales, entre otros.

Costos operacionales: también denominados OPEX (Operational Expenditures), son aquellos costos relacionados con la ejecución u operación del proyecto, estos se encuentran presentes y deben ser satisfechos durante la vida productiva del mismo y pueden ser fijos o variables. Algunos ejemplos son la mano de obra, los costos de mantenimiento, adquisición de material constante, pago de servicios, arriendo entre otros. En proyectos como el que se evalúa en el presente documento, algunos de estos OPEX, son variables, guardando relación con la cantidad de barriles de agua o aceite producidos.

Ingresos: representa todas las entradas de dinero al proyecto, en proyectos de hidrocarburos básicamente corresponde al caudal de producción por el precio estimado por barril de petróleo. Por lo que un buen cálculo de los perfiles de producción está directamente relacionado con una buena evaluación financiera. Respecto al precio del crudo, se acostumbra en algunos proyectos, especialmente de investigación, a tomar un valor fijo con el fin de evitar las altas incertidumbres del petróleo, y la dificultad de su cálculo. Pero aun así, es muy importante siempre tener presente que es una fuente alta de incertidumbre, por lo que nunca se debe perder de vista.

6.5.2. Medidas de desempeño

Algunas de las medidas de desempeño más utilizadas para evaluar un proyecto son:

Valor Presente Neto (VPN). El Valor Presente es el valor de los dineros de periodos futuros, traídos al periodo cero es decir hoy, a una tasa de oportunidad determinada. El Valor Presente Neto es la diferencia entre el Valor Presente de los Ingresos menos el Valor Presente de los Egresos, nuevamente calculado con la tasa de descuento del proyecto y a un periodo de tiempo determinado. En términos matemáticos el VPN se calcula con la siguiente ecuación:

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}$$

Ecuación 34

La forma en que Excel lo calcula es la siguiente:

$$F(x) = VNA(i, rango) - P_0$$

Ecuación 35

Dónde:

i = Tasa de descuento.

Rango= Corresponde a los flujos desde el periodo uno hasta el último periodo.

P_0 = Corresponde al flujo efectuado en el periodo cero.

Las reglas básicas para evaluar el VPN son las siguientes:

- Si el VPN = 0, el proyecto se considera indiferente, este caso significaría que el inversor recibirá simplemente la cantidad invertida sin ninguna utilidad adicional.
- Si el VPN > 0, el proyecto se aprueba, en este caso lo que sucede es que el inversor no solo va a recibir el monto de su inversión, sino además un monto adicional.
- Si el VPN < 0= el proyecto se rechaza, este es el caso pesimista, en el cual el proyecto no basta ni siquiera para recuperar la inversión, por el contrario arroja pérdidas.

La Tasa Interna de Retorno, es la tasa de interés efectiva a la cual renta la inversión del negocio en evaluación. En otras palabras, se denomina Tasa Interna de Retorno (TIR) a la tasa de descuento que permite que el Valor Presente Neto (VPN) de una inversión sea igual a cero. (VPN=0). El criterio de aceptación del proyecto bajo la TIR es que su valor sea superior a la tasa de oportunidad del inversor.

$$\sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+i)^t} = 0$$

Ecuación 36

Es importante resaltar que el VPN permite además comparar y seleccionar alternativas, mientras la TIR no sirve para comparar ya que una TIR mayor no necesariamente representa un mejor proyecto.

El Payback, también denominado periodo de recuperación, permite al inversionista hacerse a una idea del tiempo que tardará en recuperar su inversión. El payback se obtiene sumando el número de periodos que toma igualar los flujos de caja acumulados a la inversión inicial.

6.6. INFRAESTRUCTURA

Se debe plantear el diseño de una unidad de inyección de agua mejorada que cumpla con los requerimientos técnicos para inyectar agua con productos químicos que permitan mejorar la movilidad del fluido inyectado y que disminuya el número capilar a través de tensiones interfaciales ultrabajas entre el agua y el crudo arrastrado. El sistema general incluye un tanque de almacenamiento de agua procedente de la planta de inyección de agua (Frac Tank), una unidad de preparación de la solución polimérica, bomba centrífuga para el suministro de agua a la unidad y para dilución en la corriente de inyección al pozo, bomba de desplazamiento positivo para inyección del fluido (Con sistema de respaldo), un tanque atmosféricos para almacenamiento de químicos (Surfactante) dotado con bomba de recirculación y un sistema mezclador estático en línea para garantizar la homogeneidad de la mezcla preparada. En la Figura 130 y Figura 131 se observan los diagramas de bloques y del sistema propuesto para la inyección de SP.

- Sistema principal (Sistema de suministro de PQ Solidos - Unidad de preparación de polímeros – tanques de surfactante– mezclador estático – bombas de flujo)
- Sistema auxiliar (Frac Tank – suministro de agua fresca – sistema eléctrico)

Figura 130. Diagrama de Bloques del sistema Propuesto

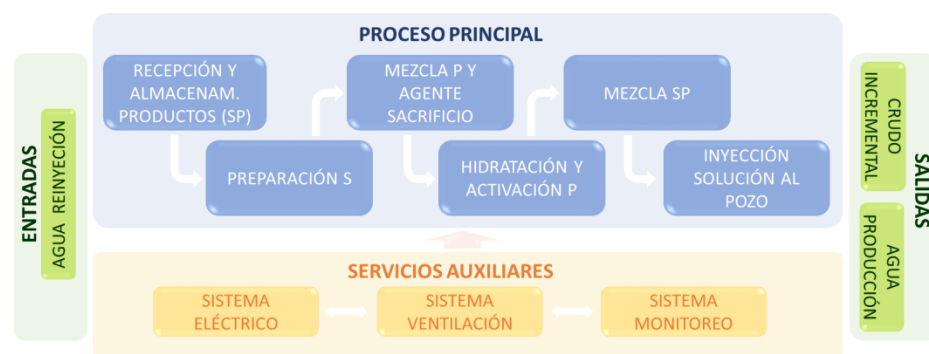
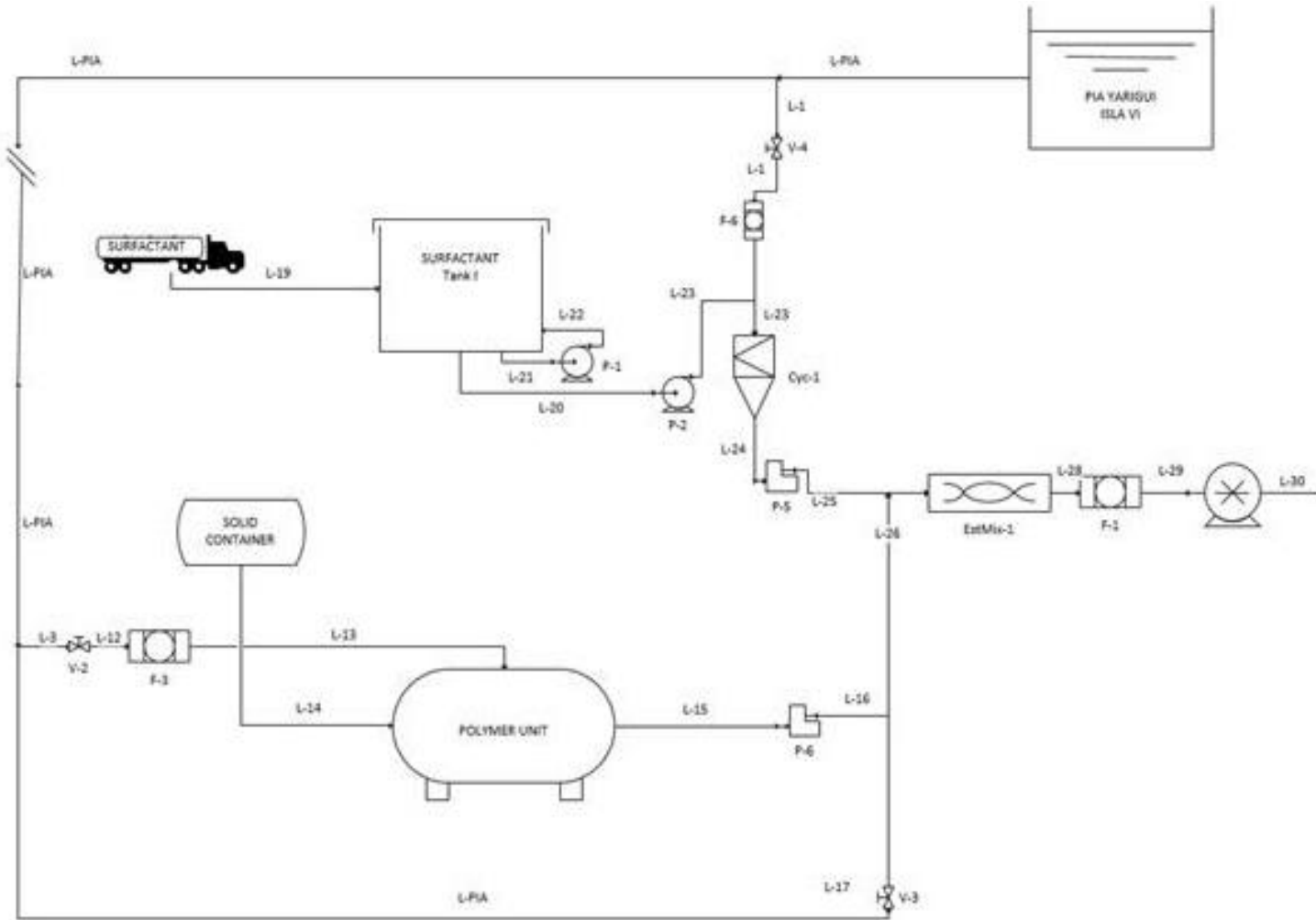


Figura 131. Diagrama de Flujo del Proceso para el sistema de inyección SP



6.7. AUTOMATIZACIÓN

El sistema de control debe basarse en una Arquitectura “Abierta”. Es decir que el sistema deberá tener la capacidad de integrar e intercambiar información con otros dispositivos y plataformas utilizando protocolos y medios normalizados o estándar de comunicación.

El sistema de control debe contar con un sistema de monitoreo y control de variables con interfaz sencilla, y amigable, en tiempo real y posibilidad de guardar históricos de eventos registrados, a su vez debe manejar las diferentes variables que se tengan en el proceso.

Para la óptima operación de la unidad piloto de inyección SP en un pozo se debe contemplar:

- ✓ Lazos de control de nivel en los tanques de almacenamiento de solución de surfactantes y NaBO_2 .
- ✓ Lazos de control de presión.
- ✓ Control de flujo volumétrico de agua de entrada a la unidad de polímero.
- ✓ Control de flujo volumétrico de dosificación de solución polimérica.
- ✓ Control de flujo volumétrico de dosificación de solución surfactante.
- ✓ Control de flujo volumétrico de dosificación de solución de metaborato de sodio.
- ✓ Control de flujo volumétrico de agua de dilución de la formulación completa.
- ✓ Control de flujo volumétrico de la corriente de entrada a pozo.
- ✓ Control de temperatura.
- ✓ Estado de las bombas principales y auxiliares.
- ✓ Presión de descarga de las bombas principales y auxiliares.

La unidad de preparación de la solución polimérica debe contener un panel de control que permita ajustar los sets de control de válvulas y bombas internas de la unidad, al igual que encendidos y apagados y el sistema de dosificación del polímero a los tanques de hidratación y maduración.

Para el monitoreo del sistema de inyección general se debe constituir un sistema de operaciones y control principal que permita integrar sistemas nuevos a través de un protocolo de comunicaciones abierto.

6.7.1. Grado de automatización

La unidad de inyección de agua mejorada deberá contar con los instrumentos y dispositivos que permitan un grado de automatización con una calificación mínima de 4 según la tabla de clasificación mostrada a continuación:

Clasificación del grado de automatización:

Calificación	Criterio de Evaluación	Siglas
5	Totalmente automático/Toma acción con la información recopilada.	T.A
4	Semiautomático/Hace Procesamiento de información	S.A
3	Operación/Visualización Remota	V.R
2	Operación/Visualización Local	V.L
1	Totalmente Manual	T.M

De acuerdo con la información anterior, el sistema de automatización de las estaciones debe ser de tipo Semi Automático, con la asistencia de un operador permanente.

6.8. MONITOREO DE LA INYECCIÓN

El monitoreo del proceso de inyección comprende seguimiento tanto de la operación como de la calidad del agua y los fluidos inyectados al yacimiento. Los principales parámetros operacionales monitoreados son:

- Presión de inyección, teniendo en cuenta el límite operacional del pozo
- Caudal de inyección
- Producción incremental, a partir de línea base definida (inyección de agua)
- Seguimiento a los perfiles de inyección (trimestral) y producción.

En relación con la calidad de agua se realiza monitoreo mensual por medio de QA-QC a los pozos inyectoros de la siguiente manera:

- Monitoreo agua de preparación (evalúa parámetros de calidad de agua como turbidez, pH, conductividad y presencia de iones)
- Concentraciones en cabeza de pozo (concentración de la solución, turbidez, viscosidad, screen factor y filtrabilidad)
- Solución madre de agua mejorada (concentración, turbidez y viscosidad)

Es importante verificar que estos parámetros se mantengan dentro de los rangos permitidos. Adicionalmente y con el objeto de mejorar el monitoreo realizado a los pozos productores en campo, se pueden llevar a cabo pruebas de well testing en los pozos de primera línea y 2 de segunda línea.

7. CONCLUSIONES

Como resultado del estudio experimental, donde se tuvo en cuenta evaluaciones fluido – fluido, compatibilidad roca – fluido y pruebas de desplazamiento es posible concluir que los mejores productos a ser utilizados fueron la poliacrilamida parcialmente hidrolizada P432 que presenta mayor viscosidad y menor degradación mecánica a las diferentes concentraciones analizadas y la formulación del coctel de surfactante S115 que logró una tensión interfacial ultra baja entre el crudo y el agua de aproximadamente 10-3 dinas/cm³ ya que tiene mayor potencial para reducir la saturación de aceite residual. Según las pruebas de adsorción dinámica se encontró que el surfactante presenta una mayor adsorción en la roca que el polímero al ser inyectado siendo el surfactante adsorbido en un 30 a 40% en comparación con el polímero.

De acuerdo al estudio de simulación numérica se encontró que el Sector Model desarrollado en el software CMG representa adecuadamente el proceso de inyección de químicos relacionado con el polímero y surfactante. Se concluye que todos los escenarios de inyección planteados son viables técnicamente, y el de mejor respuesta por el incremental obtenido es el de inyección de un bache de surfactante – polímero, como se observa en la siguiente tabla.

INCREMENTALES A 20% VP			
ESCENARIO	0.5 Y 500	0.5 Y 1000	0.5 Y 1500
SF-PF	130447	199598	269337
PF-SP	255458	415819	496819
SP	964824	1140000	1220000
INCREMENTALES A 30% VP			
ESCENARIO	0.5 Y 500	0.5 Y 1000	0.5 Y 1500
SF-PF	169224	277167	356819
PF-SP	343819	546819	616819
SP	1086000	1270000	1350000
INCREMENTALES A 40% VP			
ESCENARIO	0.5 Y 500	0.5 Y 1000	0.5 Y 1500
SF-PF	197386	323819	396819
PF-SP	426819	626819	686819
SP	1170000	1350000	1420000

En cuanto a los resultados obtenidos a partir de la evaluación financiera realizada se concluye que los mejores escenarios de inyección de polímero y surfactante - polímero según los diferentes indicadores de evaluación implementados, como son el valor presente neto, la tasa interna de retorno, el payback y la eficiencia de la inversión, obtenido fueron:

Escenario de inyección de polímero

PF (1000 ppm – 30% VP)

- Valor presente neto de \$2,659,446 USD
- TIR del 26% mayor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace el proceso atractivo
- De acuerdo con el cálculo del payback se recupera la inversión realizada a los cuatro años
- La EFI muestra una respuesta positiva recuperando 0.55 dólares por cada dólar invertido

Escenario de inyección de un bache de surfactante seguido por un bache de polímero

SF – PF (0,5 wt% y 1500 ppm – 40% VP)

- Valor presente neto de \$1,365,741 USD
- TIR del 17% mayor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace que el proceso sea atractivo.
- De acuerdo con el cálculo del payback se recupera la inversión realizada a los 6 años de iniciado el proyecto.
- La EFI muestra una respuesta positiva recuperando 0.30 dólares por cada dólar invertido

Escenario de inyección de un bache de polímero seguido por un bache de surfactante – polímero

PF - SP (0,4 wt%, 1000 ppm – 40% VP)

- Valor presente neto de \$6,739,145 USD
- TIR del 56% mayor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace que el proceso sea atractivo.
- De acuerdo con el cálculo del payback se recupera la inversión realizada a los 4 años de iniciado el proyecto.
- La EFI muestra una respuesta positiva recuperando 2.02 dólares por cada dólar invertido

PF-SP (0,4 wt%, 1500 ppm – 40% VP)

- Valor presente neto de \$7,613,866 USD
- TIR del 59% mayor al de la tasa de oportunidad de 11.1% que hace que el proceso sea atractivo.
- De acuerdo con el cálculo del payback se recupera la inversión realizada a los 3 años de iniciado el proyecto.
- La EFI muestra una respuesta positiva recuperando 2.28 dólares por cada dólar invertido

Para el escenario de inyección de un bache de surfactante – polímero, ninguno de los escenarios plantados generó una viabilidad económica según los indicadores financieros evaluados ya que el VPN obtenido fue negativo haciendo que el proceso no sea atractivo, al igual que una tasa interna de retorno menor a la tasa de oportunidad. La inversión no se recuperaba en el tiempo esperado sino que se tomaba más años al estimado y la eficiencia de la inversión no daba una recuperación positiva por dólar invertido. Por tal motivo los mejores escenarios tanto técnica como financieramente fueron al inyectar un bache de polímero seguido por un bache de surfactante polímero.

8. RECOMENDACIONES

Debido a que no se contaba con un procedimiento de como evaluar la inyección de químicos tales como el surfactante – polímero por medio de simulación numérica de yacimientos e información experimental necesaria para caracterizar e incluir en el simulador, es recomendable que se tenga en cuenta el estudio planteado en esta investigación.

Se recomienda realizar una evaluación de la inyección de polímero con volúmenes porosos mayores al 30% comparando con la inyección de surfactante y los costos que representa la inyección de cada uno de los químicos.

Se recomienda llevar a cabo un proyecto de investigación de inyección de álcali – surfactante – polímero como método de recobro mejorado para evaluar la viabilidad técnica y económica de su aplicación para incrementar el factor de recobro.

BIBLIOGRAFÍA

AHMAD, A y BAOJUN, B. Recent Developments and Updated screening Criteria of Enhanced Oil Recovery Techniques. SPE 130726. En: International Oil & Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, China, 8-10 June 2010.

CMG. Simulación de inyección de químicos utilizando STARS. Chemical Flooding Simulation. 2011

Jin, B.a , Jiang, H.a, Zhang, X.b, Wang, J.a, Yang, J.c, Zheng, W.b. Numerical Simulation of Surfactant-Polymer Flooding (SCOPUS)

GAO, P., and TOWLER, B. Integrated Evaluation of surfactant-Polymer Floods. SPE 129590. En: SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia, Oman, 11-13 April 2010.

SERIGHT, R., y LIANG, J. A survey of field applications of gel treatments for water shutoff. SPE 26991. En: III Latin American/Caribbean Petroleum Engineering Conferenced. Argentina. 27-29 April 1994.

SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice. ELSEVIER. 2011

SORBIE, K. Polymer Improved Oil Recovery. Boca Raton, FL: CRC Press; 1991.

TABER, J.J., "The injection of detergent slugs in water floods," Trans., AIME (1958) 213, 186-192.

TABER, J., and MARTIN, F.D. Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil. SPE 12069. En: 58th Annual Technical Conference and Exhibition. San Francisco, CA, October 5-8, 1983.

TABER, J., MARTIN, F.D., and SERIGHT, R. EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. SPE 35385. Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, 21 AL 24 DE April, 1997

Wassmuth, F. y otros. (2007). Polymer flood technology for heavy oil recovery. Presentado en Petroleum Society's 8th Canadian International Petroleum Conference (58th Annual Technical Meeting), Junio, Calgary.

WEVER, D., PICCHIONI, F., y BROEKHUIS, A. Polymers for enhanced oil recovery: A paradigm for structure-property relationship in aqueous solution. Progress in Polymer Science 36 (2011) 1558-1628. Elsevier 2011.

ANEXOS

ANEXO A

Tabla 21. Análisis del agua del campo

Análisis del agua		
Concentración de Iones [mg/L]		
Elemento	Agua de Producción	Agua de Inyección
Calcio	643	174
Magnesio	118	27
Sodio	14120	4310
Potasio	59	18
Hierro	2	3
Bario	117	54
Estroncio	139	37
Carbonato	<5	12
Bicarbonato	254	134
Sulfato	<5	<5
Cloruro	23000	7270
Sólidos disueltos totales a 110°C	37800	12400
Sólidos disueltos totales a 180°C	36100	11900
Sólidos disueltos totales a 540°C	35000	11200
pH	8.2	6.8
Resistividad a 22°C [ohm-m)	0.18	0.48
Densidad a 22°C [g/mL]	1.0235	1.0062
Densidad a 62°C [g/mL]	1.0075	0.9905

Tabla 22. Análisis del agua fresca

Análisis de Agua Fresca		
Elemento	Ion	Resultados analizados [mg/L]
Calcio	Ca ²⁺	0
Magnesio	Mg ²⁺	1.5
Sodio	Na ⁺	53
Potasio	K ⁺	1.2
Hierro	Fe ³⁺	0.1
Bario	Ba ²⁺	0.7
Estroncio	Sr ²⁺	0.7
Aniones		
Carbonato	CO ₃ ²⁻	0
Bicarbonato	HCO ₃ ⁻	153
Sulfato	SO ₄ ²⁻	4
Cloruro	Cl ⁻	1

Tabla 23. Análisis del agua de inyección sintética suavizada

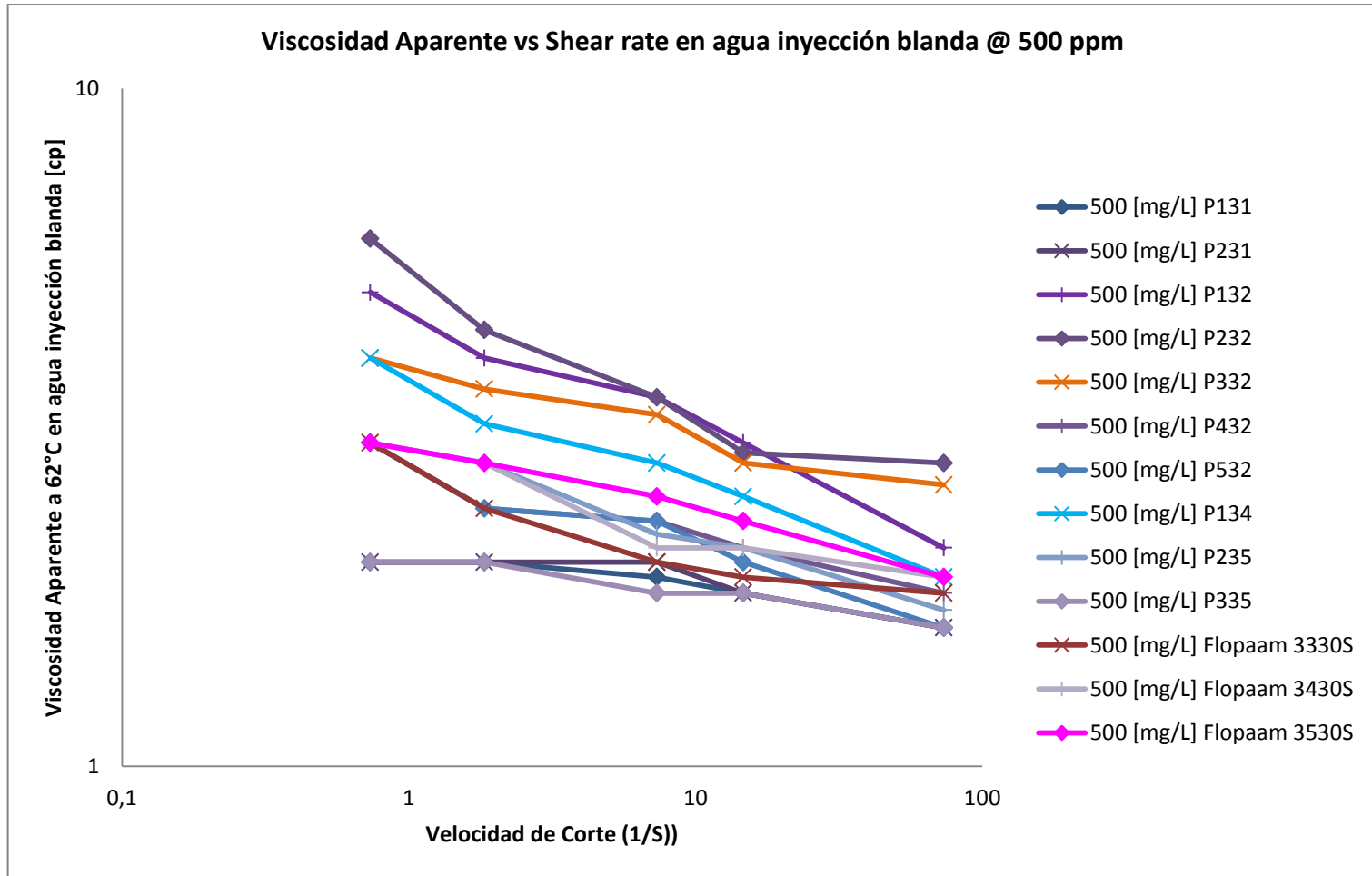
Análisis de Agua de Inyección Sintética Suavizada			
Elemento	Ion	Resultados Analizados [mg/L]	Resultados Suavizados [mg/L]
Calcio	Ca ²⁺	432	0
Magnesio	Mg ²⁺	69	0
Sodio	Na ⁺	6781	7445
Potasio	K ⁺	40	40
Hierro	Fe ³⁺	6	6
Bario	Ba ²⁺	35	0
Estroncio	Sr ²⁺	45	0
Aniones			
Carbonato	CO ₃ ²⁻	0	0
Bicarbonato	HCO ₃ ⁻	244	244
Sulfato	SO ₄ ²⁻	4	4
Cloruro	Cl ⁻	10850	10850

Tabla 24. Análisis del crudo

Características del Crudo	
Propiedad	Valor
Gravedad API [grados]	19.3
Densidad a 15°C [g/mL]	0.9381
Densidad a 62°C [g/mL]	0.9088
Contenido de Agua Recibida [wt%]	2.75
Contenido de Agua [wt%] (usada en evaluación)	0.23
Viscosidad a 62°C [cp]	83.9
Tensión Interfacial [dinas/cm]	
Entre crudo y agua de producción	25
Entre crudo y agua de inyección	21.9
Número Ácido Total [mg KOH/g de aceite]	0.38

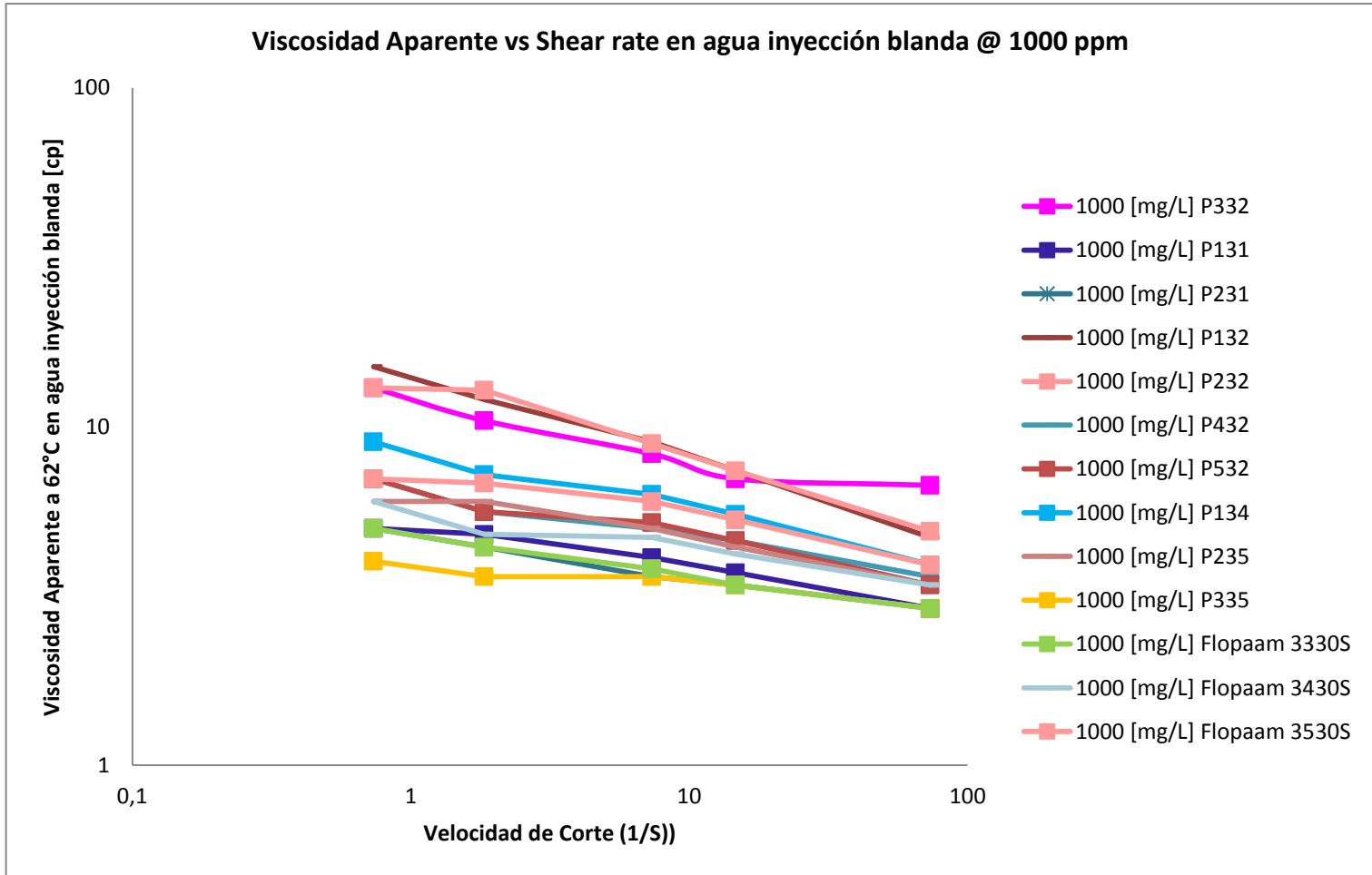
ANEXO B

Figura 132. Viscosidad Aparente vs Shear rate en agua inyección blanda @ 500 ppm



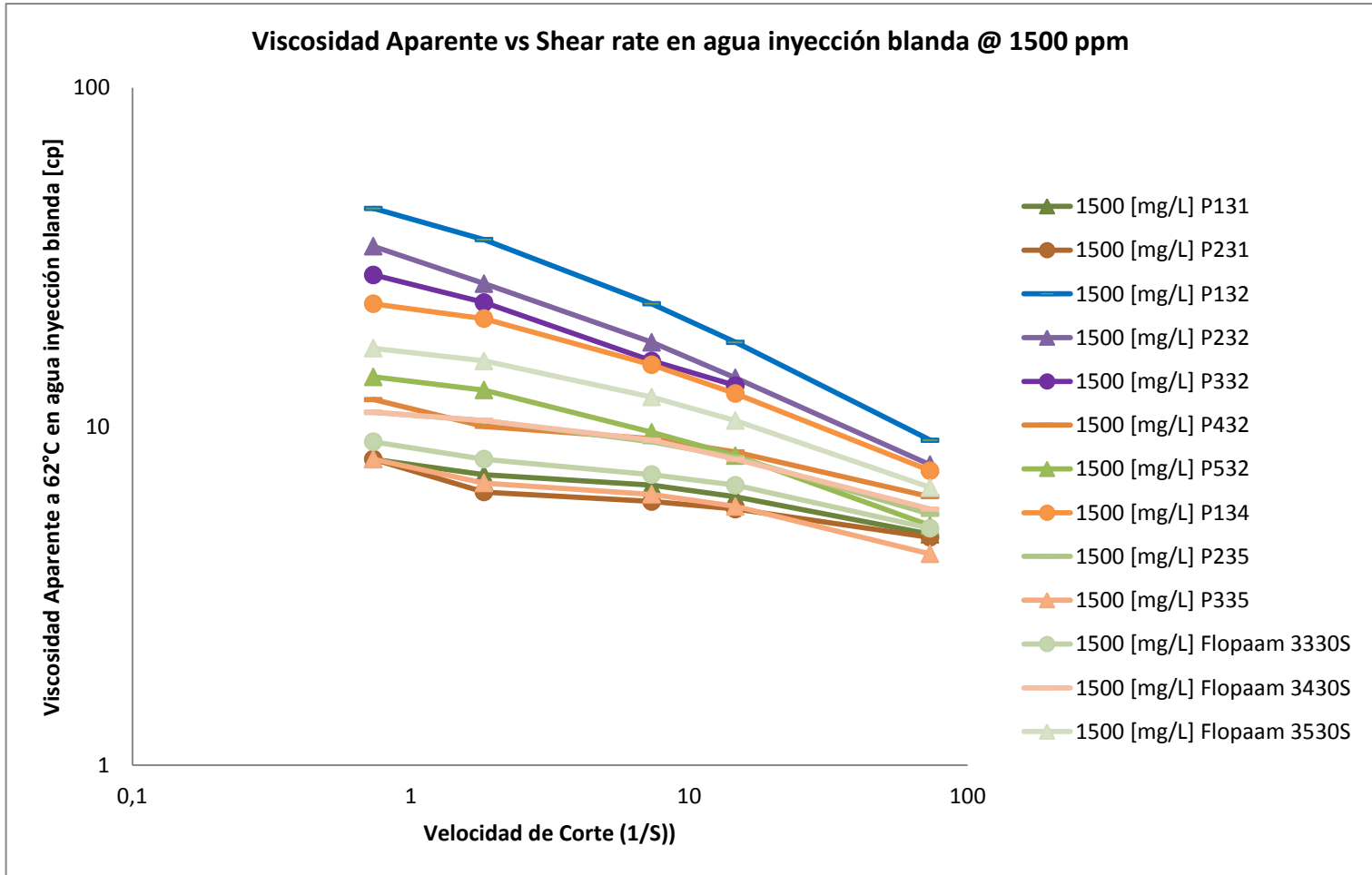
Fuente: Laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. Surtek. 2014

Figura 133. Viscosidad Aparente vs Shear rate en agua inyección blanda @ 1000 ppm



Fuente: Laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. Surtek. 2014

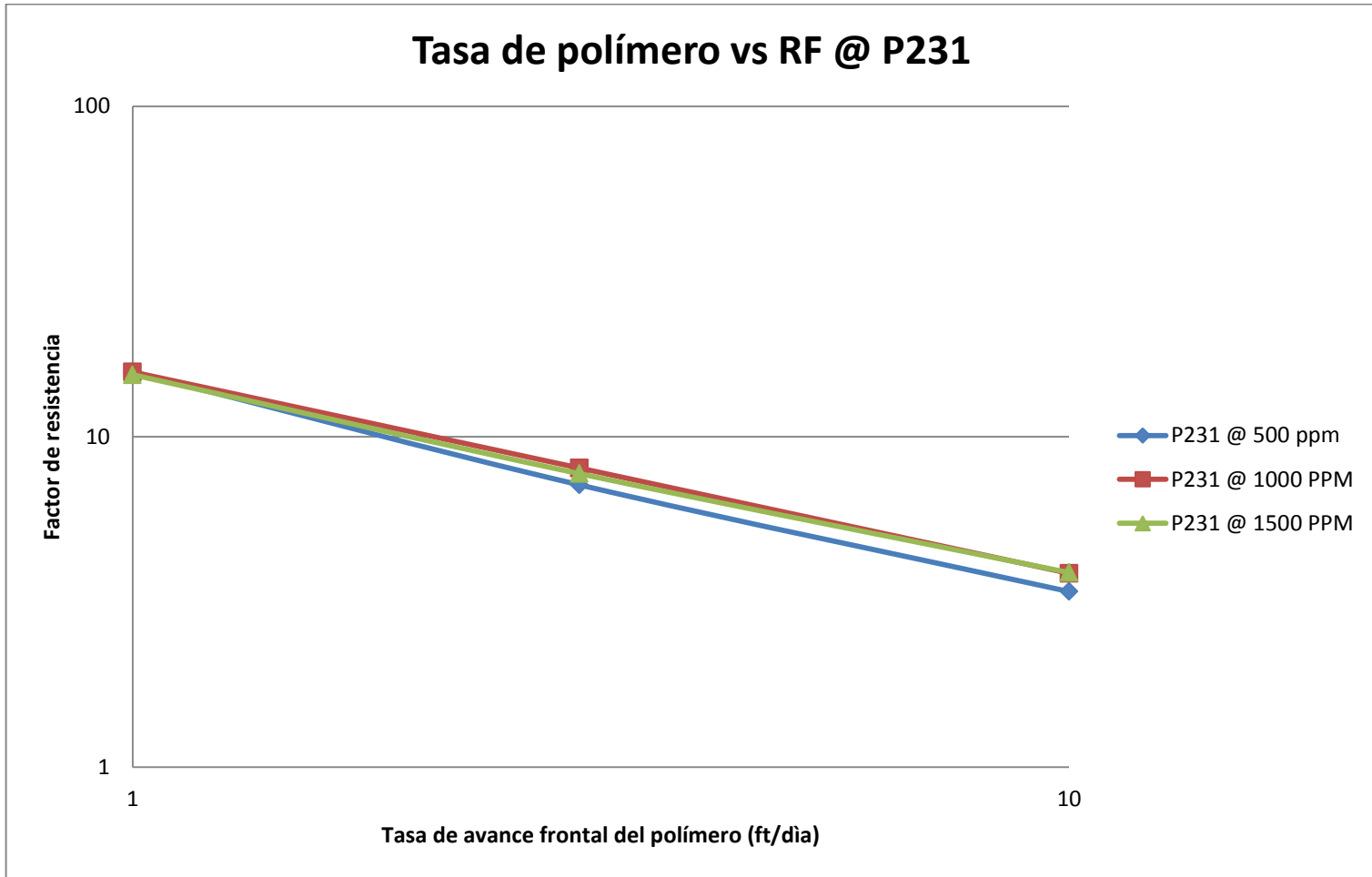
Figura 134. Viscosidad Aparente vs Shear rate en agua inyección blanda @ 1500 ppm



Fuente: Laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. Surtek. 2014

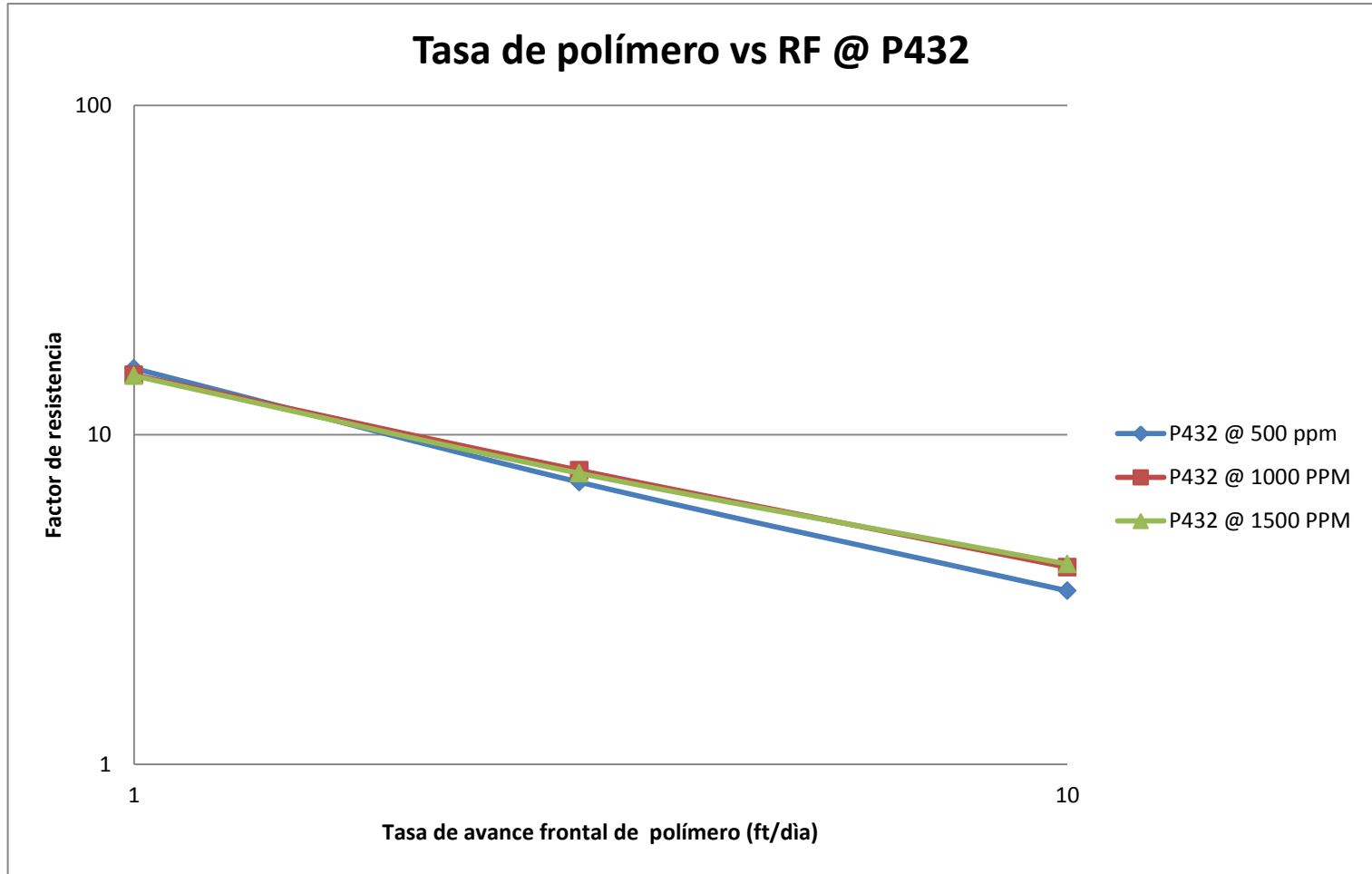
ANEXO C

Figura 135. Factor de resistencia de la solución polimérica P231



Fuente: Laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. Surtek. 2014

Figura 136. Factor de resistencia de la solución polimérica P432



Fuente: Laboratory design of a chemical flood system for Colombian field. Final report. Surtek. 2014

ANEXO D

PERMEABILIDAD RELATIVA

COREFLOOD LINEAL

Oil:

Crudo

Propiedades del Core:

Profundidad (m):	8172.5
Longitud (cm):	9.91
Diametro (cm):	2.23
Volumen poroso (mL):	9.74
Porosidad (frac):	0.252
Permeabilidad absoluta al agua ($K_{abs, w}$, mD):	189
Permeabilidad efectiva al aceite (K_{orw} , mD):	186
Permeabilidad efectiva al agua (K_{wro} , mD):	5
Relación de movilidad:	3.9

ANEXO E

University of Texas Chemical Compositional Simulator (UTCHEM)

UTCHEM es un simulador tridimensional (3-D), multicomponentes y multifásico, que utiliza un modelo composicional para describir los procesos de flujo químico reactivo, tomando en cuenta el comportamiento de fases, las transformaciones químicas y físicas y las propiedades heterogéneas del medio poroso. Desarrollado por el Centro de Ingeniería de Petróleo y Geosistemas (CPGE) de la Universidad de Texas en Austin.

Tabla 25. Cuadro comparativo de las herramientas de simulación

UTCHEM	STARS
Es un software comercial desarrollado por la compañía Computer Modelling Group.	Es una herramienta libre desarrollada por la Universidad de Texas de Austin.
Compatible con Windows, Linux, IBM AIX 5L.	Compatible con Windows NT, 2000 y XP.
El archivo de entrada se puede generar por la plataforma de Builder o con un archivo .DAT	El archivo de entrada se genera a partir de un archivo de texto con las especificaciones ingresadas por el usuario.
Los archivos de salida se visualizan en la herramienta Results Graf con el formato IRF.	Excel permite visualizar los resultados obtenidos.
Modelado tridimensional	Modelado tridimensional
La visualización del modelo en 2D y 3D se hace por medio de RESULTS 3D.	Solo se puede visualizar el modelo si se cuenta con los softwares Surfer o Tecplot.
El mallado del modelo puede ser cartesiano o cilíndrico.	El tipo de mallado puede ser cartesiano, curvilíneo y radial.
Formulación implícita adaptativa, simulador composicional, térmico, químico y geomecánico.	Formulación tipo IMPES, simulador composicional, no es térmico pero cuenta con la opción de temperatura variable, químico y no considera efectos geomecánicos.
Caracteriza yacimientos fracturados	Caracteriza yacimientos fracturados con porosidad dual
No representa el comportamiento de fases complejas. Pozos verticales y horizontales con opción de pozo discretizado.	Representa el comportamiento de fases complejas. Pozos verticales y horizontales

ANEXO F

SELECCIÓN DE LA INFORMACIÓN PARA MODELO QUÍMICO DEL POLÍMERO

La inyección de polímero es usada para mejorar la relación de movilidad con el fin de obtener un mejor barrido del aceite móvil remanente en el yacimiento después de un recobro primario o secundario. El propósito de Adicionar polímero al agua inyectada es incrementar la viscosidad del agua, y disminuir la permeabilidad efectiva de la misma. Esto puede hacer que se reduzca la relación de movilidad y movilizar mejor el aceite con un frente de desplazamiento más uniforme. Diferentes parámetros tales como la concentración del polímero, la viscosidad, adsorción en la roca, reducción de permeabilidad, volumen poroso inaccesible, etc. Son parámetros claves para controlar un desplazamiento eficiente de polímero.

Viscosidad vs concentración del polímero:

UTCHEM modelos de viscosidad del polímero como una función de concentraciones, salinidad, y cationes divalentes (dureza) como se muestra a continuación:

$$\mu_p^o = \mu_w \left(1 + (A_{p1} C_{4l} + A_{p2} C_{4l}^2 + A_{p3} C_{4l}^3) C_{SEP}^{Sp} \right) \quad \text{Ecuación 37}$$

Donde C_{4l} es la concentración del polímero en la fase I, μ_w es la viscosidad del agua, C_{SEP} es la salinidad efectiva, S_p es un parámetro para el efecto de salinidad, y A_{p1} , A_{p2} , A_{p3} son parámetros de entrada.

$$\left(C_{SEP} = \frac{C_5 + \beta_P C_6}{C_1} \right) \quad \text{Ecuación 38}$$

Para CMG-STARs, la regla de mezcla no lineal es aplicada para calcular la viscosidad del polímero de la siguiente forma:

$$\ln \mu_p = f(X_a) \ln \mu_a + \frac{1 - f(X_a)}{1 - X_a} \sum_{i \neq a} X_i \ln \mu_i \quad \text{Ecuación 39}$$

Donde X_a es la fracción molar de los componentes, $f(X_a)$ es la función de mezcla la cual depende de la viscosidad del componente X_a . El efecto de la salinidad y dureza sobre la viscosidad del polímero no es modelado.

Adsorción del polímero:

UTCHEM usa las isothermas de Langmuir para la adsorción del polímero e incluye la concentración del polímero y salinidad

$$C_4 = \frac{a_4(C_{41})}{1 + b_4 C_{41}} \quad \text{Ecuación 40}$$

Dónde

$$a_4 = (a_{41} + a_{42} C_{SEP}) \quad \text{Ecuación 41}$$

C_{41} es la concentración del polímero en la fase acuosa I y los parámetros a_{41} , a_{42} , y b_4 son valores de entrada para el modelo.

CMG-STAR5 usa las isothermas de Langmuir para calcular la adsorción del polímero como una función no lineal de la salinidad y la fracción molar del polímero en la fase acuosa,

$$ad = \frac{(tad1 + tad2 * xnacl) * ca}{1 + tad3 * ca} \quad \text{Ecuación 42}$$

Donde $xnacl$ es la salinidad, CA es la fracción molar del polímero en la fase acuosa, y $tad1$, $tad2$, $tad3$ son parámetros de entrada.

Reducción de permeabilidad del polímero:

El polímero puede reducir la permeabilidad efectiva del agua donde el grado de reducción de permeabilidad depende del tipo de polímero, peso molecular, efecto de corte, y propiedades de la roca. El modelo usado en UTCHEM es el siguiente:

$$R_k = 1 + \frac{(R_{kmax} - 1)b_{rk}C_{4l}}{1 + b_{rk}C_{4l}} \quad \text{Ecuación 43}$$

$$R_{kmax} = \min \left\{ \left[1 - \frac{C_{rk}(A_{p1} * C_{SEP}^{sp})^{1/3}}{\left(\frac{\sqrt{k_x k_y}}{\phi}\right)^{1/2}} \right]^{-4} \right\} \quad \text{Ecuación 44}$$

Donde C_{4l} es la concentración del polímero, R_{kmax} es la máxima reducción de permeabilidad, r_{kcut} , br_k , y cr_k son parámetros de entrada donde r_{kcut} es la máxima reducción de permeabilidad permitida.

En CMG – STARS, la reducción de permeabilidad está relacionada a la adsorción o entrapamiento mecánico el cual puede causar un bloqueo o reducción en la permeabilidad como se muestra en siguiente ecuación:

$$AKW(I) = \frac{AK(I)K_{rw}}{RKW(I)} \quad \text{Ecuación 45}$$

$$RKW = 1 + \frac{(RRFT - 1)AD(C,T)}{ADMAXT} \quad \text{Ecuación 46}$$

Donde AK es la permeabilidad, $RRFT$ es el factor de resistencia residual, $AD(CT)$ es la isoterma de adsorción, y $ADMAXT$ es la máxima capacidad de adsorción de la roca.

Reología del polímero:

La viscosidad del polímero disminuye por el incremento de la tasa de corte especialmente en las cercanías del pozo inyector. A bajos esfuerzos de corte, la viscosidad el polímero

es independiente del esfuerzo de corte, sin embargo, a altos esfuerzos de corte la viscosidad es reducida y finalmente un valor cercano a la viscosidad del agua es alcanzado³². La relación entre la viscosidad del polímero y la tasa de corte en UTCHEM es modelado usando la ecuación de Meter³³

$$\mu_p = \mu_w + \frac{\mu_p^0 - \mu_w}{1 + \left(\frac{\dot{\gamma}_{eq}}{\dot{\gamma}_{1/2}}\right)^{p\alpha-1}}$$

Ecuación 47

Donde μ_p^0 es la viscosidad del polímero a baja tasa de corte, $\dot{\gamma}_{1/2}$ es la tasa de corte a la cual la viscosidad del polímero es igual al promedio de μ_p^0 y μ_w , y $\dot{\gamma}_{eq}$ es la tasa de corte equivalente. Otra opción disponible en UTCHEM es el modelo de viscosidad unificado para shear thinning y shear thickening usando el modelo de Carreau's³⁴. Hay una corrección para la cercanía del pozo donde la velocidad del fluido es mayor³⁵.

Para CMG – STARS, el efecto de corte puede ser incluido en un formato de tabla el cual relaciona la viscosidad del polímero para la velocidad del fluido. La velocidad del fluido puede ser calculada con la ecuación de Blake - Kozeny³⁶, así:

$$\dot{\gamma}_{eq} = \frac{\dot{\gamma}_c |u_t|}{\sqrt{k k_{rl} \phi S_l}}$$

Ecuación 48

Donde $\dot{\gamma}_c$ es el coeficiente de la tasa de corte que incluye el efecto no ideal tal como el deslizamiento y es igual a 4.8.

La Tabla 26, describe los parámetros más importantes del modelamiento del polímero en los simuladores UTCHEM y CMG-STARS.

³² Lake, 1989

³³ Meter y Bird, 1964

³⁴ Delshad et al., 2008

³⁵ Li y Delshad, 2012

³⁶ Sorbie, 1991

Tabla 26. Parámetros claves para el modelamiento del polímero

MÓDULO DE POLÍMERO	UTCHEM	CMG - STARS
Viscosidad vs. Concentración del polímero	*	*
Viscosidad vs. Tasa de corte	*	*
Adsorción	*	*
Reducción de permeabilidad	*	*
Volumen poroso no accesible	*	*
Efecto de la salinidad sobre la viscosidad y adsorción	*	No incluido
Efecto de la dureza sobre la viscosidad, adsorción, y reducción de permeabilidad	*	No incluido

INFORMACIÓN PARA MODELO QUÍMICO DEL SURFACTANTE

Las gotas de aceite pueden quedarse atrapadas debido a las fuerzas capilares durante la inyección de agua. Este entrampamiento puede ser visto como una competencia entre las fuerzas viscosas para movilizar el aceite y las fuerzas capilares que causan el entrampamiento del mismo (Lake, 1989). La inyección del surfactante para reducir la tensión interfacial entre agua / aceite en el yacimiento fue realizada por primera vez por Uren y Fahmy (1927). La tensión interfacial puede ser reducida desde 30 dinas/cm en una inyección de agua típica a 10^{-2} dinas/cm, lo que causa una reducción significativa en la saturación de aceite residual (Green y Willhite, 1998). La inyección de un bache de surfactante – polímero puede ser seguida por la inyección de polímero.

El objetivo principal es usar surfactantes de alto rendimiento con formas innovadoras y a bajo costo³⁷. Entendiendo la relación entre la estructura del surfactante y su rendimiento, las formulaciones de surfactante son desarrolladas para que den resultados representativos incluso en yacimientos con alta salinidad y temperatura³⁸.

Viscosidad de la microemulsión

Una microemulsión (ME) es una mezcla estable termodinámicamente de agua, aceite, surfactante y co-surfactante donde a ciertas condiciones de temperatura, presión, y salinidad pueden formar una fase separada. La viscosidad de la microemulsión es uno de los factores claves en el éxito del diseño de la inyección de surfactante³⁹. La viscosidad de la ME puede causar taponamiento, baja inyectividad, alta retención, y bajo recobro. La viscosidad de la microemulsión es una función de la composición. UTCHEM puede modelar la viscosidad de la ME como una función de las concentraciones del agua, aceite y surfactante en la fase de la microemulsión así:

$$\mu_{ME} = C_{13}\mu_w e^{[\alpha_1(C_{23}+C_{33})]} + C_{23}\mu_0 e^{[\alpha_2(C_{13}+C_{33})]} + C_{33}\alpha_3 e^{[\alpha_4 C_{13}+\alpha_5 C_{33}]} \quad \text{Ecuación 49}$$

Donde C13, C23, C33 son las concentraciones del agua, aceite y surfactante en la fase de microemulsión, y $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_4, \alpha_5$ son parámetros de entrada. Cuando el polímero es adicionado al surfactante, la viscosidad del agua (μ_w) es reemplazada con la viscosidad de la solución polimérica.

Esta no es una opción para la fase de microemulsión o su viscosidad para el simulador CMG – STARS. Este asume que la solución de surfactante tiene la misma viscosidad que el agua.

³⁷ Levitt, 2006; Adkins et al., 2012

³⁸ Solairaj et al., 2012; Lu et al., 2012.

³⁹ Delshad, 1994.

Tensión interfacial

La tensión interfacial y su reducción pueden ser controladas por el tipo de surfactante, concentración de surfactante, salinidad del agua de inyección y formación, así como también de la dureza, temperatura del yacimiento y composición del crudo⁴⁰. Existe una fuerte correlación entre el comportamiento de fase de un sistema de microemulsión y la tensión interfacial⁴¹. Tanto las correlaciones de Both Healy y Reed (1974) y Chun Huh (1979) están disponibles en UTCHEM. La correlación de Huh correlaciona la tensión interfacial con la relación de solubilización del aceite (R₂₃) como se observa en las siguientes ecuaciones

$$\sigma_{23} = \frac{C}{R_{23}^2} \quad \text{Ecuación 50}$$

$$R_{23} = \frac{C_{23}}{C_{33}} \quad \text{Ecuación 51}$$

La implementación en UTCHEM incluye una corrección para asegurar que la aproximación de la tensión interfacial agua/aceite en ausencia de surfactante

$$\sigma_{13} = \sigma_{ow} e^{-aR_{13}} + \frac{CF_1}{R_{13}^2} (1 - e^{-aR_{13}^3}) \quad \text{Ecuación 52}$$

Donde σ_{ow} es la tensión interfacial agua/aceite, F_1 es el factor de corrección, y a es igual a 10. En el caso del simulador CMG-STAR3 se ingresa en la data una tabla con los datos de tensión interfacial como una función de la concentración de surfactante.

Comportamiento de fase

El comportamiento de fase de un surfactante a condiciones de yacimiento es muy complicado debido a muchos factores que influyen su comportamiento. Healy y Reed

⁴⁰ Green and Willhite, 1998.

⁴¹ Lake, 1989; Healy and Reed, 1974.

(1974) mostraron que el comportamiento de fase depende fuertemente de la salinidad de la salmuera y hay esencialmente tres tipos diferentes de Tipo I, Tipo II y Tipo III. El modelamiento del comportamiento de fase en UTCHEM está basado en la regla de Hand's y usa diagramas ternarios para representar diferentes fases de microemulsión y las líneas de enlaces que son las curvas de distribución. Las líneas de enlaces las cuales unen la composición de las fases en equilibrio están dadas como:

$$\frac{C_{31}}{C_{21}} = E \left(\frac{C_{31}}{C_{11}} \right), \quad \text{para } l = 1, 2 \text{ o } 3 \quad \text{Ecuación 53}$$

Donde E y F son parámetros empíricos y l se refiere a la fase acuosa, oleica o la fase de microemulsión.

En CMG –STARS no hay fase de microemulsión y el efecto de la sal sobre el comportamiento de fase no es modelado. Sin embargo, hay dos opciones para especificar el particionamiento del surfactante entre las fases en CMG – STARS. El primero es irreversible lo que significa que el surfactante no puede disolverse de nuevo en el agua y el segundo es reversible lo que indica que el surfactante puede disolverse nuevamente dentro del agua definido como los k values para cada componente.

En la siguiente tabla se observan los parámetros claves para el modelamiento del surfactante en UTCHEM y CMG - STARS.

Tabla 27. Parámetros claves para el modelamiento del surfactante

MÓDULO DE SURFACTANTE	UTCHEM	CMG - STARS
Viscosidad de la ME	*	No incluido
Tensión interfacial	*	Incluido (Tabla)
Comportamiento de fase	*	No incluido
Adsorción del surfactante	*	*
Efecto del cambio iónico	*	*
Ventana de salinidad efectiva	*	No incluido