

**EVALUACIÓN DE UN MODELO ANALÍTICO PARA LA INYECCIÓN DE
POLÍMEROS COMO MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO EN UN ÁREA
PILOTO DEL CAMPO CASTILLA**

**LAURA MELISSA JIMÉNEZ HILARIÓN
JULIÁN ANDRÉS VALENCIA MONTIEL**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2018**

**EVALUACIÓN DE UN MODELO ANALÍTICO PARA LA INYECCIÓN DE
POLÍMEROS COMO MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO EN UN ÁREA
PILOTO DEL CAMPO CASTILLA**

**LAURA MELISSA JIMÉNEZ HILARIÓN
JULIÁN ANDRÉS VALENCIA MONTIEL**

**Proyecto Integral de grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
EDWIN JAVIER CARRERO SUESCÚN
Ingeniero De Petróleos**

**Orientador
JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA
Ingeniero De Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2018**

Nota de Aceptación:

José Humberto Cantillo Silva

Adriangela Chiquinquirá Romero Sánchez

Jorge Luis Ramos Ramos

Bogotá, D.C., Agosto de 2018

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos

Dr. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

Los directivos de la Universidad América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

A Dios y a la vida por todas las oportunidades que han puesto en mi camino.

A mi mamá y a mi hermana por su apoyo incondicional, por acompañarme en todo momento y por siempre inspirarme a cumplir mis sueños.

A mi compañero Julián, por toda su entrega, paciencia y amistad necesarias para la realización de este trabajo.

A todas las personas, familia, amigos y profesores que contribuyeron a la culminación de esta importante etapa de mi vida. Y a Mateo por su compañía. Gracias.

Laura Melissa Jiménez Hilarión

Primero que todo, agradecer a Dios por permitir la realización de este proyecto y las oportunidades que ha brindado a lo largo del camino.

A mis padres, por su apoyo incondicional e inspirarme a seguir adelante. A Ville, por sus consejos, los cuales me ayudaron a afrontar de la mejor manera esta etapa.

A mi compañera y amiga Laura, porque fue gracias a ella fue posible que todo saliera de la mejor manera.

A todas las personas, amigos, familiares y profesionales que nos brindaron su ayuda y disposición, ¡Muchas gracias!

Julián Andrés Valencia Montiel

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Al ingeniero Alex Cuadrado por su orientación todo el tiempo con su conocimiento y experiencia, por su atención y disposición incondicional al igual que sus múltiples contribuciones y opiniones en el desarrollo del proyecto.

Agradecimiento especial al ingeniero Mehdi Izadi, por su asesoría, apoyo, tiempo dedicado, paciencia y entrega que permitieron la realización de culminación de este trabajo. A si mismo agradecemos la confianza depositada y el crecimiento no solo en el ámbito profesional, sino personal que tuvimos.

A Ecopetrol S.A., por la oportunidad de desarrollar el proyecto con la empresa, y la confianza depositada durante el desarrollo del proyecto.

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	33
INTRODUCCIÓN	35
OBJETIVOS	37
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA	38
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	38
1.2 LOCALIZACIÓN	39
1.3 MARCO GEOLÓGICO	39
1.3.1 Columna Estratigráfica	40
1.3.2 Litoestratigrafía regional de la Cuenca Llanos Orientales	42
1.3.4 Geología Estructural	47
1.3.5 Geología del Petróleo	50
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA	52
1.4.1 Método de Producción	53
1.4.2 Características del yacimiento	54
2. PROPIEDADES ROCA-FLUIDO	56
2.1 DENSIDAD DE LA ROCA	56
2.2 POROSIDAD	59
2.2.1 Clasificación de la Porosidad	59
2.3 SATURACIÓN	61
2.3.1 Clasificación de la Saturación	62
2.4 PERMEABILIDAD	63
2.4.1 Rangos de permeabilidades de diferentes tipos de rocas	64
2.4.2 Clasificación de la permeabilidad	64
2.5 MOJABILIDAD	65
2.6 TENSIÓN INTERFACIAL Y TENSIÓN SUPERFICIAL	66
2.7 PRESIÓN CAPILAR	66
2.8 COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA	67

2.8.1	Clasificación de la compresibilidad de la roca	67
2.9	HETEROGENEIDAD DEL YACIMIENTO	68
2.9.1	Métodos de cuantificación de la heterogeneidad	69
3.	TÉCNICAS DE RECOBRO QUÍMICO	74
3.1	INTRODUCCIÓN A LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS	74
3.2	ESTRUCTURA DE LOS PRINCIPALES POLÍMEROS UTILIZADOS EN RECOBRO MEJORADO	75
3.2.1	Estructura del biopolímero Xanthan	75
3.2.2	Estructura de la Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (HPAM)	78
3.2.3	Manufactura	80
3.2.4	Nuevos Polímeros con posible aplicación en la industria	82
3.3	PROPIEDADES DE LAS SOLUCIONES DE POLÍMEROS	83
3.3.1	Viscosidad	83
3.3.2	Peso molecular de los polímeros en solución	85
3.3.3	Reología de los polímeros comúnmente utilizados	86
3.3.4	Termodinámica del fluido	92
3.4	ESTABILIDAD DEL POLÍMERO	93
3.4.1	Generalidades	93
3.4.2	Estabilidad química para los polímeros en el recobro	93
3.4.3	Mecanismos de degradación química de los polímeros	96
3.4.4	Estabilidad mecánica	98
3.4.5	Degradación biológica	100
3.5	RETENCIÓN DEL POLÍMERO EN EL MEDIO POROSO	101
3.5.1	Generalidades	101
3.5.2	Niveles de retención de polímero	102
3.5.3	Mecanismos de retención de polímero	102
3.5.4	Medición experimental de la retención de polímeros en el medio poroso	106
3.6	GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS	107
3.6.1	Criterios de selección para una inyección de polímeros	111
3.6.2	Elementos en el diseño de una inyección de polímeros	112

4. DESCRIPCIÓN DE MODELOS PREDICTIVOS EXISTENTES PARA LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS	114
4.1 MODELO PREDICTIVO PARA INYECCIÓN DE SURFACTANTES - POLÍMEROS, CFPM	114
4.1.1 Descripción del modelo predictivo	116
4.1.2 Metodología del modelo	135
4.2 MODELO PREDICTIVO PARA INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y AGUA, PM	139
4.2.1 Descripción del modelo predictivo para inyección de polímeros y agua, PM	139
4.2.2 Metodología modelo predictivo	156
4.3 MODELO PREDICTIVO PARA INYECCIÓN DE POLÍMEROS, PFPM	157
4.3.1 Descripción del modelo predictivo, PFPM	158
4.3.2 Metodología del modelo predictivo, PFPM	176
4.4 MODELOS ANALÍTICOS PARA AGUA/POLÍMERO	182
4.4.1 Método de Buckley-Leverett	182
5. IMPACTO DEL MODELO PREDICTIVO SOBRE EL FACTOR DE RECOBRO	190
5.1 SELECCIÓN DEL MODELO PREDICTIVO SEGÚN CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO	190
5.2 ESTRUCTURA DE LA APLICACIÓN DEL MODELO PREDICTIVO	192
5.2.1 Información de entrada	192
5.2.2 Metodología del desarrollo del modelo	203
5.2.3 Modelo de Craig, Geffen & Morse estratificado	238
5.2.3.1 Resultados (Gráficas)	243
6. VALIDACIÓN DE LA CAPACIDAD PREDICTIVA DEL MODELO ANALÍTICO POR MEDIO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA	253
6.1 GENERALIDADES DEL SIMULADOR STARS	253
6.1.1 Descripción del funcionamiento del modelo	256
6.2 CASO DE ESTUDIO	257
6.2.1 Resultados	264
6.2.2 Comparación resultados	270
6.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS	287
6.3.1 Análisis de inyección de agua	287
6.3.2 Análisis de inyección de polímeros	288

7. EVALUACIÓN FINANCIERA	290
7.1 ANÁLISIS DE COSTO DE INVERSIÓN (CAPEX)	291
7.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	293
7.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	293
7.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	297
7.4.1 Valor Presente Neto (VPN)	297
7.4.2 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)	298
7.4.3 Flujo de Caja	298
7.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	302
8. CONCLUSIONES	303
9. RECOMENDACIONES	306
BIBLIOGRAFÍA	307
ANEXOS	311

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Características generales del yacimiento.	55
Tabla 2. Propiedades de los yacimientos del Campo Castilla.	55
Tabla 3. Densidad de los principales minerales formadores de rocas.	57
Tabla 4. Calidad de la porosidad.	61
Tabla 5. Definición de las relaciones asociadas con la viscosidad de la solución.	85
Tabla 6. Resumen de los criterios para la inyección de polímeros.	111
Tabla 7. Comparación de las propiedades del yacimiento del Campo Castilla contra los parámetros recomendables para la inyección de polímeros.	191
Tabla 8. Parámetros de entrada del reservorio del yacimiento de Castilla.	194
Tabla 9. Tablas de permeabilidades relativas en la formación K1 Inferior.	194
Tabla 10. Parámetros de entrada del fluido del yacimiento de Castilla.	195
Tabla 11. Información técnica de los polímeros a utilizar.	196
Tabla 12. Características medidas en laboratorio de los polímeros de estudio.	197
Tabla 13. Tabla de viscosidad vs concentración a Temperatura ambiente (86°F) para el polímero POL1.	198
Tabla 14. Tabla de viscosidad vs concentración a Temperatura ambiente (86°F) para el polímero POL2.	198
Tabla 15. Tabla de viscosidad vs concentración a Temperatura de yacimiento (195°F) para el polímero POL1.	198
Tabla 16. Tabla de viscosidad vs concentración a Temperatura de yacimiento (195°F) para el polímero POL2.	198
Tabla 17. Adsorción del polímero 1 a 1000ppm y varias condiciones de saturación.	201
Tabla 18. Volumen poroso inaccesible del polímero 1 a 1000ppm y varias condiciones de saturación.	201
Tabla 19. RF y RRF del polímero 1 a la saturación de petróleo residual.	202
Tabla 20. RF promedio polímero 1 a la saturación de petróleo residual.	202
Tabla 21. Curva y derivada de flujo fraccional.	205
Tabla 22. Frente de saturación.	206
Tabla 23. Perfil de saturación de banco de petróleo.	207
Tabla 24. Resumen del método hasta la ruptura.	208
Tabla 25. Corrección por eficiencia de barrido areal (Método Craig Geffen & Morse).	215
Tabla 26. Resumen de los datos obtenidos por el método CGM para inyección de agua.	217
Tabla 27. Datos en el frente de saturación para el caso del Polímero 1.	225
Tabla 28. Datos en el frente de saturación para el caso del Polímero 2.	225
Tabla 29. Tiempos de ruptura para el caso del Polímero 1.	225
Tabla 30. Tiempos de ruptura para el caso del Polímero 2.	226
Tabla 31. Datos de Q_o , Q_w , WOR, N_p y W_p a la ruptura para el polímero 1.	226
Tabla 32. Datos de Q_o , Q_w , WOR, N_p y W_p a la ruptura para el polímero 2.	226
Tabla 33. Eficiencia de barrido areal a la ruptura para cada concentración del polímero 1.	227
Tabla 34. Eficiencia de barrido areal a la ruptura para cada concentración del polímero 2.	227

Tabla 35. Tiempo de ruptura para cada concentración del polímero 1 en el método Craig, Geffen & Morse.	227
Tabla 36. Tiempo de ruptura para cada concentración del polímero 2 en el método Craig, Geffen & Morse.	228
Tabla 37. Datos de Qo, Qw, BSW, Np, Wp y Fr para el polímero 1 en el método CGM.	228
Tabla 38. Datos de Qo, Qw, WOR y Np posterior a la ruptura para el polímero 2 en el método CGM.	229
Tabla 39. Datos de entrada de cada capa de la Unidad K1 Inferior.	239
Tabla 40. Valores de kh y caudales para cada capa.	239
Tabla 41. Datos de entrada para la capa 3.	240
Tabla 42. Resumen del pronóstico de inyección de agua para la capa 3.	241
Tabla 43. Tiempos máximos y mínimos en las predicciones de cada estrato.	242
Tabla 44. Resumen del modelo estratificado para el caso base de inyección de agua.	243
Tabla 45. Data de entrada en el simulador.	257
Tabla 46. Data de entrada del polímero al simulador.	258
Tabla 47. Creación de la malla.	258
Tabla 48. Propiedades PVT.	259
Tabla 49. Valores de laboratorio de las viscosidades del polímero 1.	274
Tabla 50. Valores interpolados de las viscosidades del polímero 1.	274
Tabla 51. Cálculo de la razón de movilidad a cada concentración utilizada en STARS.	289
Tabla 52. Acondicionamiento de las facilidades de inyección.	291
Tabla 53. Costo de tratamiento del agua.	292
Tabla 54. Costo de polímero.	292
Tabla 55. Costo de tratamiento de polímero y agua.	292
Tabla 56. Costo de inversión total.	293
Tabla 57. Análisis de costos de operación del campo.	293
Tabla 58. Precios de referencia del crudo marcador Brent.	294
Tabla 59. Precios corregidos de venta del crudo.	294
Tabla 60. Precios corregidos de venta del crudo #2.	294
Tabla 61. Porcentaje de regalías según la Ley 756 de 2002.	295
Tabla 62. Porcentaje de regalías según la Ley 756 de 2002 (producción neta).	296
Tabla 63. Ingresos netos, Precio central.	296
Tabla 64. Ingresos netos, Valor Sugerido de 50 USD/Bbl.	296
Tabla 65. Ingresos netos, Valor Sugerido de 55 USD/Bbl.	297

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Densidad de la fracción sólida.	56
Ecuación 2. Determinación teórica de la densidad de la fracción sólida.	57
Ecuación 3. Determinación experimental de la densidad de la fracción sólida.	58
Ecuación 4. Determinación de la densidad de la roca seca.	58
Ecuación 5. Determinación de la porosidad de la roca.	59
Ecuación 6. Determinación de la porosidad absoluta de la roca.	60
Ecuación 7. Determinación de la porosidad absoluta de la roca #2.	60
Ecuación 8. Determinación de la porosidad efectiva de la roca.	60
Ecuación 9. Determinación de la saturación del fluido.	62
Ecuación 10. Determinación de la saturación de petróleo movable.	62
Ecuación 11. Determinación de la permeabilidad.	63
Ecuación 12. Determinación de la presión capilar.	67
Ecuación 13. Determinación de la compresibilidad de la roca matriz.	67
Ecuación 14. Determinación de la compresibilidad del volumen total de la roca.	68
Ecuación 15. Determinación de la compresibilidad de los poros.	68
Ecuación 16. Coeficiente Dykstra-Parsons.	70
Ecuación 17. Determinación del coeficiente de Lorenz.	71
Ecuación 18. Coeficiente de Lorenz en términos de la variación de permeabilidad.	72
Ecuación 19. Variación de permeabilidad en términos del Coeficiente de Lorenz.	73
Ecuación 20. Índice de polidispersión.	77
Ecuación 21. Tensión de cizallamiento de un fluido.	83
Ecuación 22. Relación entre la viscosidad específica y la concentración.	86
Ecuación 23. Viscosidad aparente a partir de la ley de Darcy para fluidos no Newtonianos.	90
Ecuación 24. Permeabilidad en función de la porosidad y el radio modificado para flujo en tres dimensiones.	91
Ecuación 25. Ecuación del modelo capilar.	91
Ecuación 26. Potencial químico de la solución solvente-polímero.	92
Ecuación 27. Conversión de Γ a Γ_m .	102
Ecuación 28. Razón de movilidad.	107
Ecuación 29. Petróleo objetivo luego de la inyección de agua convencional.	116
Ecuación 30. Volumen poroso inundable.	117
Ecuación 31. Flujo de estado estable para un patrón de cinco puntos.	118
Ecuación 32. Cálculo del coeficiente de inyectividad.	118
Ecuación 33. Número capilar.	119
Ecuación 34. Velocidad media en un patrón de cinco puntos según Parsons.	119
Ecuación 35. Número capilar redefinido.	119
Ecuación 36. Retención de surfactante en areniscas.	120
Ecuación 37. Retención de surfactante.	121
Ecuación 38. Eficiencia de recobro terciario de petróleo cuando en ausencia de flujo cruzado.	122
Ecuación 39. Petróleo recuperable del proceso.	122
Ecuación 40. Eficiencia de desplazamiento microscópica.	122
Ecuación 41. Relación de permeabilidades relativas en los puntos extremos.	124
Ecuación 42. Eficiencia de barrido vertical.	124
Ecuación 43. Capacidad de almacenamiento de la capa m.	125

Ecuación 44. Capacidad de flujo de la capa m.	125
Ecuación 45. Razón de movilidad efectiva.	125
Ecuación 46. Eficiencia de movilidad del bache de polímero.	126
Ecuación 47. Eficiencia de movilidad del bache de polímero.	126
Ecuación 48. Constante EMBo.	126
Ecuación 49. Velocidad específica del frente de surfactante.	127
Ecuación 50. Velocidad específica del frente de surfactante en función del flujo fraccional.	127
Ecuación 51. Velocidad específica de frente del banco de petróleo en un medio homogéneo.	128
Ecuación 52. Tiempo adimensional de ruptura del banco de petróleo.	129
Ecuación 53. Tiempo adimensional de ruptura del banco de surfactante.	129
Ecuación 54. Capacidad de flujo para un arreglo de capas.	130
Ecuación 55. Velocidad específica en la capa más rápida del arreglo.	130
Ecuación 56. Velocidad del banco de petróleo.	130
Ecuación 57. Velocidad del frente de surfactante.	131
Ecuación 58. Tiempo adimensional de ruptura del banco de petróleo.	131
Ecuación 59. Tiempo adimensional de ruptura del surfactante.	131
Ecuación 60. Flujo fraccional del pico de petróleo (<i>fractional flow oil peak</i>).	131
Ecuación 61. Tiempo adimensional de tasa de producción cero.	133
Ecuación 62. Tasa de producción de petróleo.	133
Ecuación 63. Tiempo en días.	134
Ecuación 64. Número adimensional de flujo cruzado.	134
Ecuación 65. Incremento del recobro en presencia de flujo cruzado.	135
Ecuación 66. Nueva eficiencia de recobro, teniendo en cuenta los efectos de flujo cruzado.	138
Ecuación 67. Balance de materiales de la sección transversal.	140
Ecuación 68. Distancia adimensional en dirección x.	140
Ecuación 69. Tiempo adimensional del volumen poroso inyectado.	141
Ecuación 70. Promedio de saturación de agua en una sección transversal.	141
Ecuación 71. Flujo fraccional promedio en una sección transversal.	141
Ecuación 72. Flujo fraccional de agua aplicando VE.	142
Ecuación 73. Función de gravedad adimensional.	142
Ecuación 74. Promedio de la razón de movilidad para una sección transversal.	142
Ecuación 75. Permeabilidad pseudo-relativa del crudo.	143
Ecuación 76. Permeabilidad pseudo-relativa del agua.	143
Ecuación 77. Presión capilar en dirección x.	143
Ecuación 78. Presión capilar en dirección z.	144
Ecuación 79. Relación entre la longitud y el espesor.	144
Ecuación 80. Balance de materia para el polímero.	145
Ecuación 81. Concentración total del polímero.	145
Ecuación 82. Razón de movilidad para el polímero.	146
Ecuación 83. Número de reducción de poro adimensional.	146
Ecuación 84. Factor de reducción de permeabilidad.	147
Ecuación 85. Eficiencia de barrido areal.	148
Ecuación 86. Volumen poroso desplazable por el fluido desplazante.	148
Ecuación 87. Volumen poroso adimensional.	148
Ecuación 88. Razón de movilidad en el punto máximo.	149
Ecuación 89. Volumen poroso desplazable adimensional aparente.	149

Ecuación 90. Tiempo adimensional, volumen inyectado aparente.	150
Ecuación 91. Redefinición del volumen poroso desplazable por el fluido desplazante.	150
Ecuación 92. Razón de movilidad tomando la ruptura del agua connata.	151
Ecuación 93. Petróleo producido acumulado.	151
Ecuación 94. Tasa de inyección para fluidos newtonianos.	153
Ecuación 95. Tasa de inyección base para un patrón de 5 puntos.	153
Ecuación 96. Movilidad total.	153
Ecuación 97. Conductividad.	154
Ecuación 98. Tasa de inyección para fluidos no newtonianos.	154
Ecuación 99. Ecuación de continuidad #1.	158
Ecuación 100. Ecuación de continuidad #2.	158
Ecuación 101. Velocidad del frente del polímero.	159
Ecuación 102. Velocidad de frente de agua connata.	161
Ecuación 103. Ecuación de Muskat para la tasa inicial de inyección en cada capa.	163
Ecuación 104. Distancia pozo productor-inyector para un patrón de cinco puntos.	163
Ecuación 105. Coeficiente de corrección CPB #1.	165
Ecuación 106. Coeficiente de corrección CPB #2.	166
Ecuación 107. Razón de movilidad agua polímero.	167
Ecuación 108. Volumen efectivo del tapón agua polímero.	167
Ecuación 109. Ruptura del bache de polímero, en términos de volumen poroso.	167
Ecuación 110. Reducción del recobro de petróleo.	168
Ecuación 111. Factor de resistencia residual.	170
Ecuación 112. Viscosidad aparente del polímero.	170
Ecuación 113. Viscosidad aparente del polímero mediante análisis de núcleos.	171
Ecuación 114. Viscosidad aparente del agua.	171
Ecuación 115. Movilidad del banco de agua al aumentar la viscosidad de la misma.	172
Ecuación 116. Viscosidad aparente del polímero #2.	172
Ecuación 117. Factor de resistencia.	172
Ecuación 118. Permeabilidad al agua en la zona barrida por el polímero.	173
Ecuación 119. Espacio poroso ocupado por el agua.	173
Ecuación 120. Factor de pseudodaño #1. (Si $N_{\mu} \leq \mu_{\min}/\mu_{\max}$).	174
Ecuación 121. Factor de pseudodaño #2. (Si $N_{\mu} > \mu_{\min}/\mu_{\max}$).	174
Ecuación 122. Viscosidad adimensional.	174
Ecuación 123. Relación de inyectividades Newtoniana y no Newtoniana.	175
Ecuación 124. Permeabilidad relativa del petróleo.	176
Ecuación 125. Permeabilidad relativa del agua.	176
Ecuación 126. Flujo fraccional agua petróleo.	176
Ecuación 127. Cálculo del término U_{kr} .	177
Ecuación 128. Derivada del flujo fraccional.	177
Ecuación 129. Movilidad total relativa.	177
Ecuación 130. Adsorción de polímero adimensional.	178
Ecuación 131. Velocidad del frente del banco de petróleo.	178
Ecuación 132. Movilidad total relativa en el frente de polímero.	179
Ecuación 133. Movilidad total relativa para el bache de agua de desplazamiento.	179
Ecuación 134. Recuperación de petróleo.	179
Ecuación 135. Variación de la distribución de la permeabilidad.	180
Ecuación 136. Término de Lorenz.	180
Ecuación 137. Capacidad de flujo.	180
Ecuación 138. Capacidad de almacenamiento.	181

Ecuación 139. Coeficiente Blake-Kozeky.	181
Ecuación 140. Balance de materia en elemento poroso.	183
Ecuación 141. Balance de masa en el volumen de roca.	183
Ecuación 142. Tasa de acumulación de agua.	184
Ecuación 143. Tasa del agua acumulada.	184
Ecuación 144. Derivada de la saturación.	184
Ecuación 145. Derivada total de la saturación.	184
Ecuación 146. Velocidad del frente de saturación.	185
Ecuación 147. Distancia de la ruptura.	185
Ecuación 148. Derivada de puntos posteriores a la ruptura.	188
Ecuación 149. Agua inyectada acumulada en volúmenes porosos.	189
Ecuación 150. Tasa de flujo de petróleo.	189
Ecuación 151. Tasa de flujo de agua.	189
Ecuación 152. Relación agua-petróleo.	189
Ecuación 153. Eficiencia de desplazamiento.	189
Ecuación 154. Razón permeabilidades relativas.	203
Ecuación 155. Flujo fraccional.	204
Ecuación 156. Derivada de la curva de flujo fraccional	204
Ecuación 157. Perfil de saturación del banco de petróleo.	206
Ecuación 158. Volumen poroso.	207
Ecuación 159. Cálculo del OOIP.	207
Ecuación 160. Agua inyectada acumulada a la ruptura.	208
Ecuación 161. Volumen poroso inyectado a la ruptura.	208
Ecuación 162. WOR a la ruptura.	208
Ecuación 163. Saturación de agua promedio después de la ruptura.	209
Ecuación 164. Eficiencia de desplazamiento.	209
Ecuación 165. Petróleo producido acumulado.	209
Ecuación 166. Volúmenes porosos inyectados.	210
Ecuación 167. Agua inyectada acumulada.	210
Ecuación 168. Tiempo de inyección de agua.	210
Ecuación 169. Agua acumulada producida.	210
Ecuación 170. WOR posterior a la ruptura.	211
Ecuación 171. Tasa de flujo de petróleo.	211
Ecuación 172. Tasa de flujo de agua.	211
Ecuación 173. Razón de movilidad.	212
Ecuación 174. Eficiencia areal para un patrón de 5 puntos normal.	212
Ecuación 175. Volumen de agua inyectada a la ruptura.	212
Ecuación 176. Eficiencia areal posterior a la ruptura.	213
Ecuación 177. Caudal inyectado posterior a la ruptura.	213
Ecuación 178. Relación Q_i/Q_{iBT} propuesta por Willhite (1986).	213
Ecuación 179. Cálculo del término a_1 .	214
Ecuación 180. Cálculo del término a_2 .	214
Ecuación 181. Función E_i .	214
Ecuación 182. Derivada del flujo fraccional.	214
Ecuación 183. Saturaciones promedio posteriores a la ruptura.	215
Ecuación 184. Producción acumulada de agua.	216
Ecuación 185. Relación del Incremento de petróleo.	216
Ecuación 186. Petróleo desplazado.	216
Ecuación 187. Incremento de petróleo.	216

Ecuación 188. Relación agua petróleo.	217
Ecuación 189. Razón permeabilidades relativas para polímeros.	221
Ecuación 190. Flujo fraccional sistema polímero-petróleo.	221
Ecuación 191. Derivada de la curva de flujo fraccional del sistema polímero-petróleo.	222
Ecuación 192. Coeficiente de adsorción adimensional.	222
Ecuación 193. Cálculo de Regalías.	295
Ecuación 194. Cálculo del Valor Presente Neto.	297

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Historia de producción del campo Castilla 2004-2017.	53
Gráfica 2. Curva de permeabilidades relativas.	195
Gráfica 3. Viscosidad vs concentración a Temperatura ambiente (86°F) para el polímero POL1.	199
Gráfica 4. Viscosidad vs concentración a Temperatura ambiente (86°F) para el polímero POL2.	199
Gráfica 5. Viscosidad vs concentración a Temperatura de yacimiento (195°F) para el polímero POL1.	200
Gráfica 6. Viscosidad vs concentración a Temperatura de yacimiento (195°F) para el polímero POL2.	200
Gráfica 7. Factor de resistencia residual a la saturación de petróleo residual.	203
Gráfica 8. Relación permeabilidades relativas vs. Saturación de agua.	204
Gráfica 9. Curva de flujo fraccional del agua.	206
Gráfica 10. Caudales de petróleo y agua vs tiempo corregidos por eficiencia de barrido areal.	218
Gráfica 11. Petróleo y agua producida acumulada vs tiempo corregidos por eficiencia de barrido areal.	219
Gráfica 12. Factor de recobro vs tiempo corregido por eficiencia de barrido areal.	219
Gráfica 13. Gráfica de Q_o y Q_w vs tiempo para el polímero 1 a 500 ppm.	229
Gráfica 14. Gráfica de Q_o y Q_w vs tiempo para el polímero 2 a 500 ppm.	230
Gráfica 15. Gráfica de Q_o y Q_w vs tiempo para el polímero 1 a 1000 ppm.	230
Gráfica 16. Gráfica de Q_o y Q_w vs tiempo para el polímero 2 a 1000 ppm.	231
Gráfica 17. Gráfica de Q_o y Q_w vs tiempo para el polímero 1 a 1500 ppm.	231
Gráfica 18. Gráfica de Q_o y Q_w vs tiempo para el polímero 2 a 1500 ppm.	232
Gráfica 19. Gráfica de Q_o y Q_w vs tiempo para el polímero 1 a 2000 ppm.	232
Gráfica 20. Gráfica de Q_o y Q_w vs tiempo para el polímero 2 a 2000 ppm.	233
Gráfica 21. Gráfica de N_p y W_p vs tiempo para el polímero 1 a 500 ppm.	233
Gráfica 22. Gráfica de N_p y W_p vs tiempo para el polímero 2 a 500 ppm.	234
Gráfica 23. Gráfica de N_p y W_p vs tiempo para el polímero 1 a 1000 ppm.	234
Gráfica 24. Gráfica de N_p y W_p vs tiempo para el polímero 2 a 1000 ppm.	235
Gráfica 25. Gráfica de N_p y W_p vs tiempo para el polímero 1 a 1500 ppm.	235
Gráfica 26. Gráfica de N_p y W_p vs tiempo para el polímero 2 a 1500 ppm.	236
Gráfica 27. Gráfica de N_p y W_p vs tiempo para el polímero 1 a 2000 ppm.	236
Gráfica 28. Gráfica de N_p y W_p vs tiempo para el polímero 2 a 2000 ppm.	237
Gráfica 29. Q_o , Q_w , Q_{liq} vs tiempo para el caso de inyección de agua (modelo estratificado).	244
Gráfica 30. N_p y W_p vs tiempo para el caso de inyección de agua (modelo estratificado).	244
Gráfica 31. Factor de recobro vs tiempo para el caso de inyección de agua (modelo estratificado).	244
Gráfica 32. Q_o , Q_w , Q_{liq} vs tiempo para el polímero Pol 1 a 500 ppm (modelo estratificado).	246
Gráfica 33. N_p y W_p vs tiempo para el polímero Pol 1 a 500 ppm (modelo estratificado).	246
Gráfica 34. Factor de recobro vs tiempo para el polímero Pol 1 a 500 ppm (modelo estratificado).	247

Gráfica 35. Qo, Qw, Qliq vs tiempo para el polímero Pol 1 a 1000 ppm (modelo estratificado).	247
Gráfica 36. Np y Wp vs tiempo para el polímero Pol 1 a 1000 ppm (modelo estratificado).	248
Gráfica 37. Factor de recobro vs tiempo para el polímero Pol 1 a 1000 ppm (modelo estratificado).	248
Gráfica 38. Qo, Qw, Qliq vs tiempo para el polímero Pol 1 a 1500 ppm (modelo estratificado).	249
Gráfica 39. Np y Wp vs tiempo para el polímero Pol 1 a 1500 ppm (modelo estratificado).	249
Gráfica 40. Factor de recobro vs tiempo para el polímero Pol 1 a 1500 ppm (modelo estratificado).	250
Gráfica 41. Qo, Qw, Qliq vs tiempo para el polímero Pol 1 a 2000 ppm (modelo estratificado).	250
Gráfica 42. Np y Wp vs tiempo para el polímero Pol 1 a 2000 ppm (modelo estratificado).	251
Gráfica 43. Factor de recobro vs tiempo para el polímero Pol 1 a 2000 ppm (modelo estratificado).	251
Gráfica 44. Factor volumétrico del petróleo.	259
Gráfica 45. Viscosidad del petróleo.	259
Gráfica 46. Curva de permeabilidades relativas.	260
Gráfica 47. Tasa de producción de petróleo (Caso base inyección de agua).	265
Gráfica 48. Caudales de agua (Producción e inyección de agua).	265
Gráfica 49. Factor de recobro (Inyección de agua).	266
Gráfica 50. Agua producida acumulada (Inyección de agua).	266
Gráfica 51. Tasa de producción de petróleo para cada uno de los casos (Inyección de polímero).	267
Gráfica 52. Tasa de producción e inyección de agua para cada uno de los casos (Inyección de polímero).	268
Gráfica 53. Factor de petróleo para cada uno de los casos (Inyección de polímero).	268
Gráfica 54. Agua producida acumulada para cada uno de los casos (Inyección de polímero).	269
Gráfica 55. Comparación caudal de petróleo producido con Inyección de agua para una sola capa.	270
Gráfica 56. Error asociado al caudal de petróleo para inyección de agua para una sola capa.	270
Gráfica 57. Comparación caudal de agua producida con Inyección de agua para una sola capa.	271
Gráfica 58. Error asociado al caudal de agua (inyección de agua) para una sola capa.	271
Gráfica 59. Comparación caudal de agua producida con Inyección de agua estratificado.	272
Gráfica 60. Error asociado al caudal de agua (inyección de agua) estratificado.	272
Gráfica 61. Comparación caudal de agua producida con Inyección de agua estratificado.	273
Gráfica 62. Error asociado al caudal de agua (inyección de agua) estratificado.	273
Gráfica 63. Comparación caudal de petróleo producido a 500 ppm de polímero.	275
Gráfica 64. Error asociado al caudal de petróleo para polímero a 500 ppm.	275
Gráfica 65. Comparación caudal de petróleo producido a 1000 ppm de polímero.	276
Gráfica 66. Error asociado al caudal de petróleo para polímero a 1000 ppm.	276

Gráfica 67. Comparación caudal de petróleo producido a 1500 ppm de polímero.	277
Gráfica 68. Error asociado al caudal de petróleo para polímero a 1500 ppm.	277
Gráfica 69. Comparación caudal de agua producida a 500 ppm de polímero.	278
Gráfica 70. Error asociado al caudal de agua para polímero a 500 ppm.	278
Gráfica 71. Comparación caudal de agua producida a 1000 ppm de polímero.	279
Gráfica 72. Error asociado al caudal de agua para polímero a 1000 ppm.	279
Gráfica 73. Comparación caudal de agua producida a 1500 ppm de polímero.	280
Gráfica 74. Error asociado al caudal de agua para polímero a 1500 ppm.	280
Gráfica 75. Comparación caudal de petróleo producido a 500 ppm de polímero en el modelo estratificado.	281
Gráfica 76. Error asociado al caudal de petróleo para polímero a 500 ppm en el modelo estratificado.	281
Gráfica 77. Comparación caudal de petróleo producido a 1000 ppm de polímero en el modelo estratificado.	282
Gráfica 78. Error asociado al caudal de petróleo para polímero a 1000 ppm en el modelo estratificado.	282
Gráfica 79. Comparación caudal de petróleo producido a 1500 ppm de polímero en el modelo estratificado.	283
Gráfica 80. Error asociado al caudal de agua para polímero a 1500 ppm en el modelo estratificado.	283
Gráfica 81. Comparación caudal de agua producido a 500 ppm de polímero en el modelo estratificado.	284
Gráfica 82. Error asociado al caudal de agua para polímero a 500 ppm en el modelo estratificado.	284
Gráfica 83. Comparación caudal de agua producido a 1000 ppm de polímero en el modelo estratificado.	285
Gráfica 84. Error asociado al caudal de agua para polímero a 1500 ppm en el modelo estratificado.	285
Gráfica 85. Comparación caudal de agua producido a 1500 ppm de polímero en el modelo estratificado.	286
Gráfica 86. Error asociado al caudal de petróleo para polímero a 1500 ppm en el modelo estratificado.	286
Gráfica 87. Efecto de la compresibilidad sobre la inyección de agua.	287
Gráfica 88. Flujo de caja (Precio central).	298
Gráfica 89. Flujo de caja neto (Precio central).	299
Gráfica 90. Flujo de caja (Valor sugerido por Ecopetrol de 50 USD/Bbl).	300
Gráfica 91. Flujo de caja neto (Valor sugerido por Ecopetrol de 50 USD/Bbl).	300
Gráfica 92. Flujo de caja (Valor sugerido por Ecopetrol de 55 USD/Bbl).	301
Gráfica 93. Flujo de caja neto (Valor sugerido por Ecopetrol de 55 USD/Bbl).	301

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación geográfica del Campo Castilla.	39
Figura 2. Columna Estratigráfica generalizada del Campo Castilla.	41
Figura 3. Mapa estructural en profundidad al Tope de la Formación K1 Inferior.	49
Figura 4. Modelo 3D de fallas y superficies estructurales para el Tope K1 Inferior.	50
Figura 5. Carta de eventos del sistema petrolífero Gachetá-Mirador.	52
Figura 6. Rangos de permeabilidades para diferentes tipos de rocas.	64
Figura 7. Representación de la mojabilidad.	65
Figura 8. Representación del método Dykstra-Parsons.	69
Figura 9. Distribución de la capacidad de flujo.	72
Figura 10. Estructura de la molécula de Xanthan.	75
Figura 11. Estructura molecular de la poliacrilamida (PAM) y la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM).	78
Figura 12. Distribución Molecular del HPAM derivada de la microscopía de electrones por Herr y Routson (1974).	80
Figura 13. Viscosidad vs concentración del polímero.	84
Figura 14. Diferentes tipos de comportamientos entre esfuerzo de corte y velocidad de corte encontrados en los fluidos poliméricos.	86
Figura 15. Comportamiento de la viscosidad de baja velocidad de corte vs velocidad de corte para un rango de concentraciones de Xanthan, salinidad de 5 g/l de NaCl, pH 7 y temperatura de 30°C.	88
Figura 16. Comportamiento de la viscosidad vs velocidad de corte para una solución de HPAM mostrando los efectos de la salinidad y peso molecular. Peso molecular de A= 3×10^6 y B= 5.5×10^6 .	88
Figura 17. Modelo capilar recto.	90
Figura 18. Modelo tipo serial.	91
Figura 19. Viscosidad de retención y viscosificantes de agua de mar de algunos tipos de polímero a 90°C.	94
Figura 20. Dependencia del tiempo de precipitación con la temperatura para una poliacrilamida parcialmente hidrolizada en agua de mar.	95
Figura 21. Dependencia del tiempo de precipitación con la temperatura para una poliacrilamida parcialmente hidrolizada en agua de mar.	97
Figura 22. Efecto en la viscosidad por la degradación mecánica en la HPAM.	98
Figura 23. Efecto en la viscosidad por la degradación mecánica en la Xanthan.	99
Figura 24. Diagrama de los mecanismos de retención en el medio poroso.	103
Figura 25. Efecto de la tasa de flujo en la retención hidrodinámica del HPAM.	105
Figura 26. Método A y B para evaluar la adsorción del polímero en un medio poroso.	106
Figura 27. Esquema de la mejora en el barrido de petróleo para un patrón de cinco puntos.	108
Figura 28. Representación esquemática de la mejora en el barrido vertical por la adición de polímeros.	109
Figura 29. Frentes de saturación de agua en una inyección lineal de polímeros.	110
Figura 30. Curva de flujo fraccional para el agua y el polímero mostrando los puntos de saturación principales que se forman en cada región de la inyección.	110
Figura 31. Retención de surfactante en arenas con datos de campo y laboratorio.	121
Figura 32. Curvas para areniscas Berea desarrollada por Gupta-Trushenski.	123

Figura 33. Curva de flujo fraccional.	128
Figura 34. Función de producción adimensional.	132
Figura 35. Función dimensional de producción para medio heterogéneo.	133
Figura 36. Efecto del flujo cruzado en el recobro de petróleo.	135
Figura 37. Corte de petróleo para un medio heterogéneo.	138
Figura 38. Comparación del método entre soluciones analíticas (a) y los cálculos realizados.	155
Figura 39. Perfil de saturaciones en una inyección agua/polímeros.	160
Figura 40. Curva de flujo fraccional para inyección de agua/polímero.	160
Figura 41. Corte de crudo en inyección de agua y polímeros.	161
Figura 42. Arreglo de capas y tubos de corriente entre un pozo productor e inyector; arreglo de cinco puntos.	162
Figura 43. Curva de capacidad de flujo-capacidad de almacenamiento.	164
Figura 44. Factor de corrección del tamaño del tapón de polímero.	166
Figura 45. Comparación de la inyectividad de fluidos newtonianos y fluidos no-newtonianos.	175
Figura 46. Flujo másico de agua a través de un elemento de volumen en un medio poroso lineal y unidimensional.	183
Figura 47. Derivada del flujo fraccional en función de la saturación de agua.	186
Figura 48. Distribución de saturación con distancia según Buckley y Leverett.	187
Figura 49. Distribución de saturación con distancia según Buckley y Leverett.	188
Figura 50. Curva de flujo fraccional del HPAM a 500ppm (curva azul) vs curva de flujo del sistema agua-petróleo (curva amarilla).	223
Figura 51. Formación de los frentes de choque en la inyección en la curva de flujo del HPAM a 500ppm.	224
Figura 52. Secciones básicas del simulador.	255
Figura 53. Funciones de las secciones del simulador.	255
Figura 54. Vista 3-D de la malla de simulación.	258
Figura 55. Condiciones Iniciales.	261
Figura 56. Fechas de predicción de la simulación.	262
Figura 57. Propiedades del polímero a 500 ppm.	263
Figura 58. Propiedades del polímero a 1000 ppm.	263
Figura 59. Propiedades del polímero a 1000 ppm.	264

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Valores de Q_i/Q_{iBT} para varios valores de eficiencia de barrido areal a la ruptura E_{ABT} (Craig, 1971).	312
Anexo B. Interpolación mediante el uso de trazadores cúbicos (<i>cubic splines</i>)	317

LISTA DE CÁLCULOS

	pág.
Cálculo 1. Cálculo de las regalías para el Campo Castilla.	295
Cálculo 2. Valor Presente Neto en el caso de precio central del crudo Brent.	299
Cálculo 3. Valor Presente Neto en el caso de precio sugerido de venta de 50 USD/Bbl.	301
Cálculo 4. Valor Presente Neto en el caso de precio sugerido de venta de 55 USD/Bbl.	302

ABREVIATURAS

Bbl	:	Barril.
BHP	:	Presión del fondo del pozo.
BN	:	Barriles normales.
Bo	:	Factor volumétrico del petróleo (BY/BN).
BOPD	:	Barriles de Petróleo por día.
Bg	:	Factor volumétrico del gas (PCY/BN).
BPD	:	Barriles por día.
BS&W	:	Agua y sedimento básico (<i>basic sediment and water</i>).
BT	:	Ruptura del agua.
BWPD	:	Barriles de agua por día.
Bw	:	Factor volumétrico del agua (BY/BN).
BY	:	Barriles de yacimiento.
cf	:	Compresibilidad de la formación.
CFPM	:	Modelo predictivo para inyección de surfactantes-polímeros.
CMG	:	<i>Computer Modelling Group</i> .
cP	:	Centipoise.
CPB	:	Factor de corrección por tapón de polímero finito.
DOE	:	Departamento de Energía de Estados Unidos.
Dsp	:	Coeficiente de adsorción adimensional.
E_A	:	Eficiencia de barrido areal.
E_D	:	Eficiencia de desplazamiento.
EOR	:	Recobro mejorado de petróleo (<i>Enhanced Oil Recovery</i>)
ft	:	Pies.
Fr	:	Factor de recobro de petróleo.
HPAM	:	Poliacrilamida parcialmente hidrolizada.
IPV	:	Volumen poroso inaccesible.
Krg	:	permeabilidad relativa del gas
Kro	:	Permeabilidad relativa del petróleo.
Krw	:	Permeabilidad relativa del agua.
m	:	Metros.
mD	:	miliDarcy.
NPC	:	Consejo Nacional del Petróleo de Estados Unidos.
OOIP	:	Petróleo original in situ.
Pb	:	Presión de burbuja.
Pc	:	Presión capilar.
PCN	:	Pies cúbicos normales.
PCY	:	Pies cúbicos de yacimiento.
PFPM	:	Método predictivo para la inyección de polímeros
PM	:	Modelo predictivo para la inyección de polímeros y agua.

ppm	:	Partes por millón.
psi	:	Libras por pulgada cuadrada.
psia	:	Presión absoluta en libras por pulgada cuadrada.
PVT	:	Pruebas de presión, volumen y temperatura.
Q	:	Caudal.
RF	:	Factor de resistencia.
RRF	:	Factor de resistencia residual.
s	:	Segundos.
s⁻¹	:	Segundos a la menos 1 (esfuerzo de corte).
S	:	Daño.
Sgr	:	Saturación de gas irreducible.
Soi	:	Saturación de petróleo inicial.
Sor	:	Saturación de petróleo irreducible.
Swc	:	Saturación de agua connata.
Swirr	:	Saturación de agua irreducible.
Swmax	:	Saturación de agua máxima.
T	:	Temperatura.
TIO	:	Tasa interna de oportunidad.
TO	:	Petróleo objetivo.
TOC	:	Carbono total orgánico
TVD	:	True Vertical Depth.
TVDss	:	True Vertical Depth Sub Sea.
Tyac	:	Temperatura del yacimiento.
USD	:	Dólares estadounidenses.
VDP	:	Coeficiente Dykstra-Parsons.
PV	:	Volumen poroso.
VPN	:	Valor presente neto.
μo	:	Viscosidad del petróleo, cP.
μg	:	Viscosidad del gas, cP.
μW	:	Viscosidad del agua, Cp.
WF	:	Inyección de agua o <i>Waterflooding</i> en inglés.
°API	:	Gravedad API° del petróleo (densidad).
°F	:	Grados Fahrenheit.
°R	:	Grados Rankine.
%	:	Porcentaje.
Ø	:	Porosidad.

GLOSARIO

ADSORCIÓN: propiedad de algunos sólidos y líquidos de atraer a un líquido o a un gas hacia sus superficies. Algunos sólidos, tales como el carbón vegetal activado o el gel de sílice, se utilizan como superficies de adhesión para recolectar hidrocarburos líquidos provenientes de una corriente de gas natural. Para completar el proceso, los sólidos se tratan con vapor para recuperar los hidrocarburos líquidos¹.

AMBIENTE SEDIMENTARIO: área de superficie con condiciones físicas, químicas y biológicas óptimas que permite una acumulación de sedimentos. Cada lugar tiene una combinación de procesos geológicos y condiciones ambientales que determinan las características de las rocas generadas. Los ambientes sedimentarios se categorizan en ambientes continentales, marinos o de transición (línea de costa).

ANISOTROPÍA: cualidad de cualquier parámetro físico o petrofísico de cambiar su valor al cambiar la dirección sin cambiar su posición.

ARENISCA: una roca sedimentaria clástica cuyos granos son generalmente del tamaño de la arena. El término se utiliza comúnmente para hacer alusión a la arena consolidada o a una roca compuesta principalmente por arena cuarzosa, si bien a menudo las areniscas pueden contener feldespatos, fragmentos de rocas, mica y muchos otros granos minerales adicionales unidos entre sí con sílice u otro tipo de cemento².

CAPEX: cantidad de dinero gastado en la adquisición o mejora de los bienes de capital de una empresa en particular.

CMG STARS: simulador desarrollado por la compañía *Computer Modelling Group*, para la simulación de yacimientos con procesos tipo térmico y procesos avanzados, es decir, realiza un modelaje avanzado para procesos que implican la inyección de vapor, combustión in situ, disolventes y productos químicos.

CONCENTRACIÓN DEL POLÍMERO: razón de la cantidad de polímero presente en la solución polimérica, donde el soluto es el polímero y el solvente puede ser agua dulce o una salmuera. Se expresa en ppm.

EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL: fracción del área patrón desde la cual el fluido del yacimiento es desplazado por la fase inyectada en el momento de la irrupción. Parámetros tales como el ángulo y buzamiento de la formación, la presencia de

¹ Schlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017[Citado 6 de junio de 2018]. Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/adsorption.aspx>>

² Schlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017[Citado 6 de junio de 2018]. Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/sandstone.aspx>>

fracturas, la relación de movilidad, el patrón de inyección y la permeabilidad direccional afectan la eficiencia del desplazamiento del área (E_A)³.

EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO: fracción de petróleo que se ha recuperado a partir del barrido de una zona por una inundación de agua u otro proceso de desplazamiento ⁴.

ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN: son todas aquellas operaciones y/o actividades, estudios que permitan la explotación económicamente viable de un reservorio.

ESTRATIFICACIÓN: surge por el depósito alternado de rocas de diferentes tamaños de grano, por ejemplo, de areniscas de grano fino y de grano grueso o por el depósito alternado de sedimentos de diferente composición, por ejemplo, de capas de carbón, de lutitas y de sedimentos clásticos⁵.

FACTOR DE RECOBRO: relación entre el volumen de petróleo recuperado y el petróleo original in situ, expresado en porcentaje.

FASE DESPLAZADA: en un medio poroso, el fluido que se mueve debido al aumento de saturación de un fluido inyectado es llamado fase desplazada. En un yacimiento de petróleo, con un proceso de inyección de agua o gas, la fase desplazada es el petróleo.

FASE DESPLAZANTE: fase de un fluido presente en el yacimiento que efectúa el desplazamiento de otro fluido dentro de la misma roca. En un yacimiento de petróleo, con un proceso de inyección de agua o gas es la fase desplazante.

FORMACIÓN: unidad litológica que define cuerpos de rocas caracterizados por unas propiedades (composición y estructura) que las diferencian de las adyacentes y poseen un espesor mapeable.

GRAVEDAD API: término desarrollado por el Instituto Americano del Petróleo. Es una medida de la calidad del crudo, en función de la densidad relativa de este.

HETEROGENEIDAD: cualidad de un parámetro físico o petrofísico de cambiar su valor al cambiar la posición de la medición sin cambiar la dirección.

INYECCIÓN: proceso de inundación del yacimiento, con el fin de aumentar la eficiencia de recuperación.

³ Schlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017[Citado 6 de junio de 2018]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/areal_sweep_efficiency.aspx >

⁴ Schlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017[Citado 6 de junio de 2018]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/displacement_efficiency.aspx>

⁵ Estratificación y estructuras. [en Línea]. 2016 [Citado 6 de junio de 2018]. Disponible en: <<http://www.geovirtual2.cl/geologiageneral/ggcap05b-3.htm>>

INYECCIÓN DE POLÍMERO: inyección de solución poliméricas seguidos de baches de agua, con el fin de aumentar el factor de recobro.

MÉTODOS NUMÉRICOS: herramientas muy poderosas para la solución aproximada de problemas. Son capaces de manipular sistemas de ecuaciones grandes, manejar no linealidades y resolver geometrías complicadas, comunes en la práctica de la ingeniería y, a menudo, imposibles de resolver de forma analítica.

MODELO PREDICTIVO: método analítico utilizado para predecir o modelar la recuperación de petróleo bajo diferentes esquemas de explotación.

MOVILIDAD: relación entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de fase. La movilidad general es una suma de las viscosidades de fase individuales. La productividad del pozo es directamente proporcional al producto de la movilidad por el espesor de capa del producto⁶.

NPC (*National Petroleum Council*): el Consejo Nacional del Petróleo de Estados Unidos es un comité financiado por fondos federales de este país y que fue establecido en 1946 por el secretario del Interior a petición del presidente Harry S. Truman. En 1977 se fundó el Departamento de Energía de los Estados Unidos, el cual asumió todas las funciones que el NPC llevaba a cabo en esa época. El propósito actual del Consejo Nacional del Petróleo es el de avisar, informar y hace recomendaciones al Secretario de Energía con respecto a cualquier asunto técnico relacionado con la industria del petróleo y gas. El Consejo no está asociado con ninguna empresa comercial ni tampoco lleva a cabo actividades comerciales en la industria⁷.

OPEX: costos operativos asociados a el mantenimiento de equipos, gastos de consumibles y otros gastos de funcionamiento necesarios.

PATRÓN DE INYECCIÓN: disposición particular de los pozos productores y de inyección. El patrón de inyección puede alterarse durante la vida de un campo para cambiar la dirección del flujo en un yacimiento en un intento de hacer contacto con petróleo no barrido⁸.

⁶ Schlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017[Citado 6 de Junio de 2018]. Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/m/mobility.aspx>>

⁷ National Petroleum Council [En línea]. [Citado 17 de Julio de 2018]. Disponible en: <<https://www.npc.org/>>

⁸ Schlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017[Citado 6 de junio de 2018]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/i/injection_pattern.aspx>

POLÍMERO: una molécula grande compuesta de unidades que se repiten. En solución, las cadenas de polímeros entrelazados pueden crear redes, presentando un comportamiento de viscosidad complejo⁹.

POZO: hoyo o perforación que se realiza en la Tierra, para conectar la superficie de ésta con un yacimiento, con el fin de comprobar la existencia de hidrocarburos, extraerlos o inyectar algún otro tipo de fluido.

RECOBRO MEJORADO: abreviatura de recuperación mejorada de petróleo o *Enhanced Oil Recovery* (EOR). Son métodos para mejorar la recuperación de petróleo que usa técnicas sofisticadas que alteran las propiedades originales del petróleo. Los tres tipos de operaciones de recobro mejorado principales son la inyección de químicos (álcali, surfactantes, polímeros, etc.), el desplazamiento miscible (inyección de gases) y los procesos térmicos (inyección de vapor o combustión in situ)¹⁰.

RECUPERACIÓN PRIMARIA: etapa que hace parte del inicio de la vida productiva del yacimiento, la obtención en superficie de los fluidos acumulados dentro del reservorio resulta del desplazamiento por la energía natural presente en éste, debido al gradiente de presión existente entre el pozo y la formación productora.

RECUPERACIÓN SECUNDARIA: método de extracción de petróleo que consiste en inyectar un fluido al yacimiento, agua o gas, en diferentes patrones de inyección con el fin de mantener la presión del reservorio e incrementar la eficiencia de barrido del petróleo.

SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS: rama de la ingeniería de yacimientos que mediante el uso de la ecuación de difusividad y a través de los métodos numéricos permite determinar y/o predecir el comportamiento del reservorio.

TOC: la concentración de material orgánico en las rocas generadoras, representada por el porcentaje en peso de carbono orgánico.

YACIMIENTO DE PETRÓLEO: roca en la cual se encuentran acumulados hidrocarburos y que se comporta como una unidad independiente en cuanto a mecanismos de producción, propiedades petrofísicas y propiedades de los fluidos.

⁹ Schlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 6 de junio de 2018]. Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/polymer.aspx>>

¹⁰ Schlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 6 de junio de 2018]. Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/e/eor.aspx>>

RESUMEN

El presente trabajo describe el desarrollo de un modelo analítico, para la inyección de polímeros en el Campo Castilla. Para la elaboración de dicho modelo, se toma en cuenta las propiedades del yacimiento y sus respectivas características geológicas, las cuales afectan los fenómenos de las interacciones roca-fluido y las diferentes técnicas de recuperación tanto secundaria como terciaria.

Para el desarrollo del proyecto, se llevó a cabo la descripción detallada de los modelos predictivos existentes para la inyección de polímeros, los cuales comprenden el “Modelo predictivo para inyección de surfactantes-polímeros, CFPM”, “Modelo predictivo para inyección de polímeros y agua, PF” y “Modelo predictivo para inyección de polímeros, PFPM”, así como modificaciones a los modelos analíticos existentes para la inyección de agua, los cuales pueden ser utilizados para hacer predicciones en procesos de inyección de químicos. Se optó por utilizar el modelo Buckley-Leverett con modificaciones del Método Craig, Geffen y Morse, para la ejecución del proyecto.

La realización del modelo analítico para el Campo Castilla, se basó en la aplicación del modelo Buckley-Leverett modificado para la inyección de químicos, geles y polímeros con sus respectivas curvas de flujo fraccional y evaluación de avance del frente del agua, que permite predecir el comportamiento del patrón en tiempos previos a la ruptura, y posterior a esta, se utilizó el método Craig, Geffen y Morse, para corregir los posibles valores erróneos generados por el método de Buckley-Leverett, debido a las múltiples asunciones que este contempla. A su vez, el método Craig, Geffen y Morse, permitió obtener valores más precisos al tomar en cuenta el impacto de la eficiencia de barrido areal sobre el recobro de petróleo y la producción de agua. Posteriormente se optó por modificar estos métodos a fin de que tuvieran en cuenta la estratificación del yacimiento, por lo que se desarrolló un modelo analítico basados en Craig, Geffen & Morse, pero de manera estratificada.

Para la validación del método analítico, se realizó la predicción del comportamiento del campo específico por medio del simulador numérico CMG con el procesador STARS, con el fin de poder comparar los resultados obtenidos en el modelo numérico y en el modelo analítico previamente desarrollado. Obteniendo de esta forma valores y tendencias semejantes para el modelamiento de la inyección de agua y resultados un poco más alejados en el modelamiento de la inyección de polímeros debido a las múltiples limitaciones del método. Aun así, el modelo analítico generó buenos resultados al ser capaz de reproducir las tendencias de las curvas generados por el simulador.

Por último, se realizó el análisis financiero con el fin de determinar la viabilidad económica de la implementación del proyecto, tomando como base diferentes valores del precio de crudo (BRENT), y valores sugeridos por la compañía,

obteniendo que a pesar de que todos son económicamente viables, el valor sugerido por Ecopetrol de 55 USD/Bbl, genera la mayor ganancia para la compañía.

PALABRAS CLAVE:

Inyección de polímeros, Recobro mejorado de petróleo, Modelo analítico de inyección, Simulación numérica de Yacimientos.

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de petróleo son sometidos a distintos mecanismos de producción durante todo su periodo de explotación. Los primeros mecanismos de empuje, también conocido como recuperación primaria, consisten en aprovechar la energía natural del yacimiento para desplazar el crudo a través de los poros hasta la superficie, teniendo así un factor de recobro entre 4 y 15%. Entre estos mecanismos se tiene empuje por capa de gas, empuje por acuífero activo, expansión roca-fluido, drenaje gravitacional y empuje por gas en solución. Una vez que esta energía natural empieza a agotarse, es necesario el uso de sistemas artificiales que ayuden a traer los fluidos hasta la superficie. Estos equipos se conocen como sistemas de levantamiento artificial o ALS, por sus siglas en inglés, los cuales utilizan energía eléctrica, mecánica, hidráulica, o neumática a fin de asistir al yacimiento y mantener volúmenes rentables de producción.

Cuando el empuje natural del yacimiento o los métodos de levantamiento artificial no son suficientes, se implementa un recobro secundario, en donde se busca mantener o elevar la presión del yacimiento por medio de la inyección de agua o gas. Aunque muchas veces la implementación de estas técnicas genera resultados positivos, se pueden presentar problemas de altos cortes de agua o altas relaciones gas-petróleo debido a la naturaleza del fluido producido o del mismo yacimiento. Un ejemplo de esto se puede observar en la producción de crudos pesados, en donde las altas viscosidades y densidades asociadas afectan el factor de recobro y la eficiencia de la inyección. Este fenómeno se da debido a que la diferencia de densidades entre el fluido inyectado (agua o gas) y el fluido a desplazar (petróleo) es demasiado grande y genera interdigitación viscosa y canalizaciones del fluido inyectado, resultando en la obtención de tiempos de ruptura tempranos y altos cortes de agua o gas.

Como resultado de esto, se ha buscado la implementación de nuevas técnicas que permitan extraer eficientemente el petróleo en dichas situaciones. Estas técnicas, conocidas como recobro terciario, recobro mejorado o EOR (*Enhanced Oil Recovery*) buscan mediante la inyección de químicos (polímeros, surfactantes, álcali, solventes, geles, etc.), gases miscibles (CO₂, N₂, etc.), y tratamientos térmicos (Combustión in situ, inyección de vapor, inyección de agua caliente) favorecer la razón de movilidad y aumentar el número capilar para así lograr factores de recobro mayores a los obtenidos previamente. Es necesario llevar a cabo un análisis detallado de la viabilidad de estas técnicas puesto que las características propias de cada yacimiento son factores determinantes en el éxito de este tipo de proyectos.

El presente trabajo busca determinar la viabilidad de la inyección de polímeros como método de recobro mejorado para el Campo Castilla, evaluando múltiples

concentraciones de los dos tipos de polímeros más comunes utilizados en la industria y determinando cual es la concentración optima del mismo.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar la inyección de polímeros como método de recobro mejorado mediante el uso de un modelo analítico en un área piloto del Campo Castilla.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades, geología y tasas de producción actuales del Campo Castilla.
2. Describir las propiedades y comportamiento a través del medio poroso de los principales polímeros utilizados para los métodos de recobro.
3. Describir los métodos predictivos existentes para procesos de inyección de polímeros.
4. Seleccionar un modelo predictivo para procesos de inyección de polímeros como método de recobro mejorado compatible a las condiciones del Campo Castilla.
5. Ajustar el modelo seleccionado a las características del campo de estudio.
6. Validar la capacidad predictiva del modelo analítico seleccionado mediante la comparación con una simulación numérica.
7. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante el indicador valor presente neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA

El presente capítulo describe las generalidades del Campo Castilla, ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, incluyendo su ubicación geográfica, generalidades geológicas, geología del petróleo e historia del campo y de producción.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

Los trabajos de exploración comenzaron en el año 1945, pero fue hasta el año 1969 que se dio el descubrimiento del Campo Castilla por la compañía Chevron Petroleum Company bajo el Contrato de Concesión Cubarral N° 1820. De acuerdo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos el pozo Castilla 1 fue perforado en el año 1969 y alcanzó una profundidad de 7397 pies donde se encontró crudo pesado en las formaciones Mirador (10° API), Guadalupe y Une (13,7° API)¹¹.

En 1975 se firmó el primer contrato de asociación en Colombia entre Ecopetrol (50%) y Chevron (50%), contrato que finalizó el 31 de enero del año 2000. En los 25 años de operación se extrajeron 94 millones de barriles de crudo Castilla con un porcentaje de recobro cercano a 4% de las reservas que posee el campo, las cuales hoy se estiman en 2.600 millones de barriles de crudo pesado. A pesar de que el contrato finalizó a inicios del año 2000 (Ene 2000), Chevron continuó con la administración de los tres campos (Campo Castilla, Castilla Norte y Castilla Este) durante seis meses más, hasta el 1 de agosto del 2000¹².

En el año 1993 Chevron llevó a cabo un Estudio Integrado de Yacimientos, el cual, fue complementado por la Gerencia de Yacimientos de Ecopetrol con una reevaluación geológica, que inició en 1998, y una simulación que terminó en la evaluación integrada de Yacimientos del Campo Castilla en el año 2004.

Al momento de la terminación del contrato de asociación la producción estaba muy cerca de los 20.000 BOPD, para aquel entonces la mayoría de la producción se comercializaba para generación de energía y producción de asfalto. Ecopetrol S.A. asumió la operación directa del campo, presentando una producción de petróleo inicial de 13.000 BOPD. Para el año 2005, el campo alcanzó una producción promedio de 45.143 BOPD, y en noviembre del año 2015 alcanzó un récord de producción de 125.699 BOPD, incorporando más de 17 mil barriles diarios de petróleo incrementales frente a una producción promedio de 104.405 barriles por día en 2014. La producción del campo ha crecido en más de 3,6 veces desde el año

¹¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Estudio integrado- crudos pesados {en línea} {Diciembre 11 de 2017} Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf)

Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf

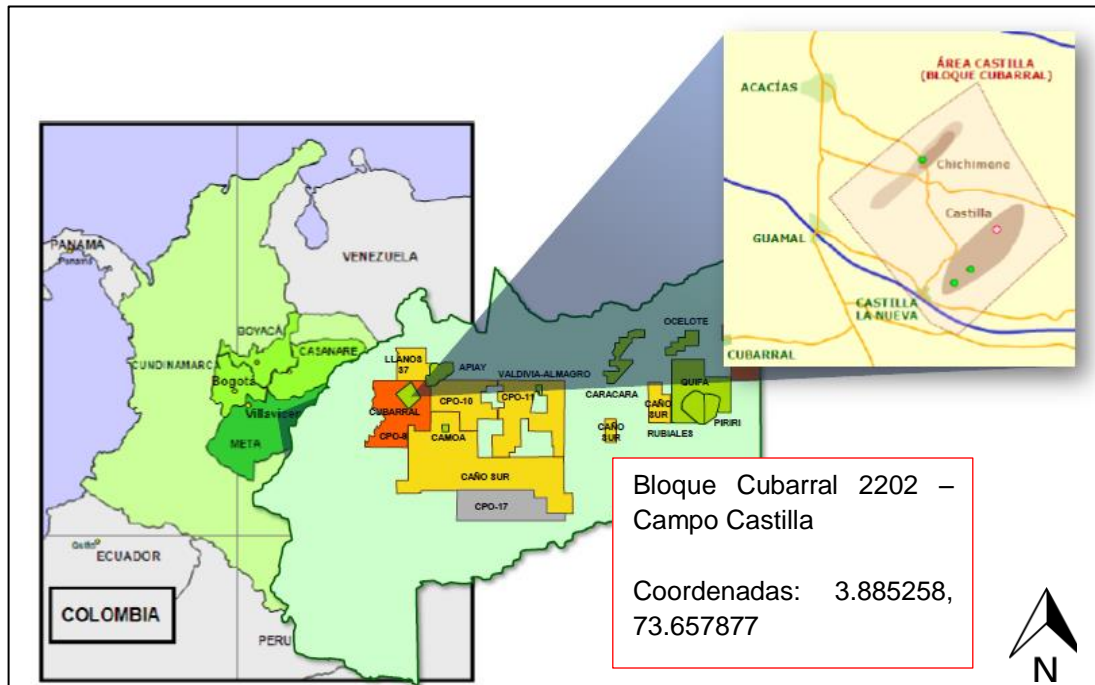
¹² ECOPETROL S.A. Carta Petrolera noviembre 2003 – enero 2004. Edición 107 {en línea} {diciembre 11 de 2017} Disponible en: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm

2004 hasta el 2017. La producción acumulada de aceite y agua es de 529.9 MBIs y 2423,2 MBIs, lo cual representa un factor de recobro actual de 8,9%, considerando un OOIP de 5981 MMBIs.

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Castilla está ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, a 30 Km al sur de la ciudad de Villavicencio en el departamento del Meta, dentro de las jurisdicciones municipales de Acacias, Guamal, Castilla La Nueva y San Martín y a 156 km de la ciudad de Bogotá. El recorrido a realizar consta de 90 km desde Bogotá a Villavicencio, 30 km de Villavicencio a Acacias y 36 km de Acacias al municipio de Castilla la Nueva¹³. El bloque Cubarral 2202 cuenta con un área de 23422.35224 acres de extensión en el cual se encuentran los Campos Castilla, Castilla Norte y Castilla Este (ver figura 1).

Figura 1. Ubicación geográfica del Campo Castilla.



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Informe del modelo estático del Campo Castilla.2015. p 17. Modificado por los autores.

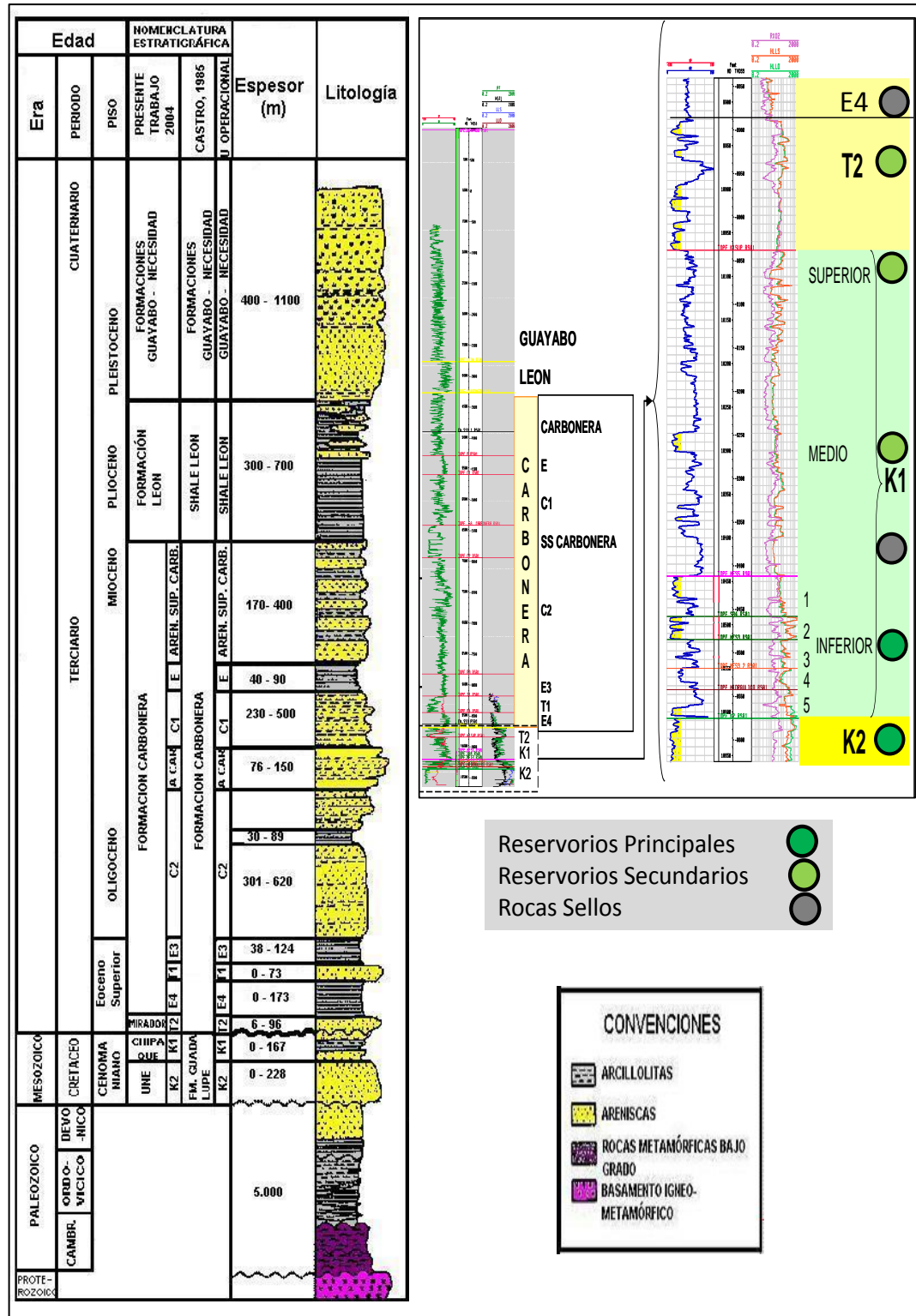
1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se presenta la descripción litológica de cada una de las unidades litoestratigráficas del Campo Castilla, según la nomenclatura operativa de Ecopetrol S.A.

¹³ DUARTE DÍAZ, Paula. PRADA FONSECA, María. Propuesta de una metodología de análisis causa raíz para el diagnóstico de las causas de los problemas durante la perforación del pozo A en el Campo Castilla. Bogotá D.C. 2016. p. 24.

1.3.1 Columna Estratigráfica. La columna estratigráfica del Campo Castilla corresponde a todas las formaciones que hacen parte de la Cuenca de los Llanos Orientales como muestra la Figura 2, el espesor total de la columna estratigráfica llega a alcanzar los 18.000 pies. Estas formaciones comprenden rocas desde el Paleozoico hasta el Neógeno, con énfasis en las rocas potencialmente comerciales para la extracción de hidrocarburos. Las rocas sedimentarias de Edad Cretácica y Paleógeno son los principales yacimientos en el área y están representadas por las formaciones productoras: Guadalupe/Une (K2), Guadalupe Superior/Gachetá (K1) y San Fernando (T2).

Figura 2. Columna Estratigráfica generalizada del Campo Castilla.



Fuente: ECOPEL S.A. Informe del modelo estático del Campo Castilla.2015. p 21. Modificado por los autores.

1.3.2 Litoestratigrafía regional de la Cuenca Llanos Orientales. La Cuenca actual Llanos Orientales corresponde a la superposición de varias capas de edades diferentes. La columna sedimentaria conocida en la Cuenca de Los Llanos Orientales, a partir de los pozos perforados, está representada por rocas precámbricas del basamento, paleozoicas, mesozoicas y cenozoicas, las cuales están separadas por tres grandes discordancias regionales, que se localizan en la base del Paleozoico, Cretáceo Superior y Eoceno Medio¹⁴.

1.3.3 Estratigrafía del Campo Castilla. A continuación, se describen las diferentes formaciones que comprenden al Campo Castilla, haciendo referencia a las características geológicas, ambientes de sedimentación y edad geológica. Cabe la pena resaltar que la estratigrafía en el Campo no es igual a la estratigrafía general de la Cuenca de los Llanos Orientales debido a que hay ciertas formaciones erosionadas o ausentes en esta zona.

1.3.3.1 Basamento. Está compuesto por rocas ígneas plutónicas ácidas, pertenecientes al Escudo de Guyana. El espesor varía dependiendo la zona geográfica de la cuenca. Infrayace discordantemente con los sedimentos pertenecientes al Paleozoico¹⁵.

La estratigrafía del Paleozoico, en la Cuenca de los Llanos Orientales, no se conoce muy bien, pues pocos pozos han perforado dicha secuencia completamente hasta el basamento. Sobre el basamento ígneo o metamórfico descansa, en forma discordante, la secuencia paleozoica, la cual inició su deposición a finales del Cámbrico o comienzos del Ordovícico, con una transgresión marina¹⁶.

De manera general, el espesor aumenta de este a sureste a partir de donde se encuentra el límite de erosión del Paleozoico, desde más de 6.000 pies en los sectores centro y sur del Piedemonte de la Cordillera Oriental, hasta más de 15.000 pies al norte, en el graben de Arauca¹⁷.

¹⁴ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CUENCA LLANOS ORIENTALES, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Bogotá: diciembre 2012. p.41

¹⁵ JULIVERT, M. Lexique Stratigraphique International. Amerique Latine, Colombie, Volume V, Fascicule SA. 1968, p. 300.

¹⁶ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op., Cit., p. 43.

¹⁷ *Ibíd.*, p.43

1.3.3.2 Formación Une. Operacionalmente se le ha dado el nombre de Unidad K2 a las areniscas correspondientes a la Formación Une en el área del Meta¹⁸. Litológicamente consiste, principalmente, de areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y de limolitas carbonosas¹⁹. Su espesor aumenta, en general, hacia el nororiente, llegando hasta los 650 pies en su sección del Piedemonte Llanero. El ambiente de depositación en la base de esta formación corresponde a un delta trenzado / llanura trenzada, de alta energía, mientras que el tope de esta unidad se formó en un ambiente de depositación deltaica trenzada a llanura trenzada y depósitos de transgresión²⁰. Su tope se determina por un aumento de grano fino a grano medio en la arena cuarzosa. Su contacto suprayacente con la Formación Gachetá es concordante y el contacto infrayacente con el Basamento es discordante²¹.

1.3.3.3 Formación Gachetá. Algunos autores incluyen dentro de la Unidad K1, las formaciones Gachetá y Guadalupe. Otros dividen la Unidad K1 en tres partes: K1 Inferior y K1 Medio (que serían equivalentes a la Formación Gachetá), y K1 Superior (Formación Guadalupe). Comúnmente se relaciona esta formación sólo con la Unidad K1 Inferior²².

Representa la máxima transgresión del Cretáceo hacia el oriente y sureste, sobre el Escudo de Guyana. Esto implica que el límite de erosión o deposición oriental se localiza siempre más al este que los límites sedimentarios de las formaciones Une y Guadalupe. Está constituida por una secuencia de lutitas, de color gris a gris oscuro, con desarrollos menores de areniscas, con contenido variable de glauconita; presenta a veces pequeños niveles calcáreos.

La Unidad K1 Inferior o Formación Gachetá corresponde a un ambiente deltaico, de energía variable, influenciado principalmente por las mareas y afectado por las olas, dando como resultado un buen desarrollo de facies de canales distributarios estuarinos, los cuales suministraron sedimentos a los bancos de arena en el frente deltaico.²³ La Unidad K1 Medio en este sector se caracteriza por ser rocas de ambiente deltaico distal con pobre desarrollo de arenas. En algunos casos se observan delgados paquetes arenosos en secciones granocrecientes. La respuesta de los registros eléctricos es predominantemente lodosa²⁴. Esta formación es

¹⁸ *Ibíd.*, p.47

¹⁹ *Ibíd.*, p.48

²⁰ ECOPETROL S.A. Informe del modelo estático del Campo Castilla.2015. p 24-27.

²¹ ROBAYO PERDOMO, Juan Sebastián. Evaluación Técnico-Financiera de las operaciones de perforación para la disminución de los tiempos no productivos durante los viajes en los pozos seleccionados del campo Castilla. Bogota D.C. 2016. p 36.

²² AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op., Cit., p. 47.

²³ ECOPETROL S.A. Op., Cit., p.27.

²⁴ *Ibíd.*, p.31

productora en varios campos de la cuenca y suprayace a la Formación Une de manera concordante e infrayace a la Formación Guadalupe²⁵.

1.3.3.4 Formación Guadalupe. Corresponde a la parte superior de la Unidad K1, en el sector de Meta. Su edad data del Cretáceo Superior (Campaniano). Consiste de una secuencia de areniscas masivas, con pequeñas intercalaciones de lutitas, a veces con pequeñas capas de carbón. Las areniscas son redondeadas, predominantemente de grano medio, granos de cuarzo con una selección entre moderada y buena. Los ambientes deposicionales son canales estuarinos, influenciados por canales marinos y barras²⁶. El espesor máximo observado en la Cuenca Llanos Orientales se encuentra en el pozo La Coral-1 (600 pies), en el sector de Arauca, y al sur en el área de Vanguardia-1, Cumaral-1 y Medina-1, con más de 600 pies. En general, como las otras formaciones del Cretáceo, el espesor de esta formación aumenta hacia el Piedemonte, pasando de cero en las cercanías del Escudo Guayanés, a más de 600 pies en el Piedemonte. Esta formación es productora en la cuenca²⁷. La formación suprayace la Formación Gachetá e infrayace con un contacto discordante a la Unidad T2 (Mirador). El ambiente de deposición esta unidad corresponde al de barrera de islas hacia la base a ambiente deltaico distal erodado por la Formación T2 hacia el tope de la unidad.²⁸

1.3.3.5 Formación Mirador. Operacionalmente esta unidad también es conocida como Unidad T2 o San Fernando. Las areniscas de esta formación constituyen el reservorio más importante de la cuenca. Constituye un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente grano decrecientes de base a techo, compuestas por cuarzo, algunas veces feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia²⁹.

La Formación Mirador incluye una sección inferior con influencia fluvial de valles y deltas trenzados principalmente y una sección superior con influencia marina. La sección inferior posee granos de mayores tamaños y pobremente seleccionados con una cantidad significativa de chert que va disminuyendo a medida que se acercaba a la sección superior. El origen de este chert fue probablemente de las rocas cretácicas infrayacentes y la rápida erosión de las mismas³⁰.

Su límite basal coincide con una de las principales discordancias, mientras que el contacto superior con la Formación Carbonera es concordante en la mayor parte de los Llanos Orientales³¹.

²⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op., Cit., p. 48.

²⁶ SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol 1. diciembre 2011, p. 103.

²⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op., Cit., p. 48.

²⁸ ECOPETROL S.A. Op., Cit., p.32.

²⁹ *Ibíd.*, p.49

³⁰ SARMIENTO, Luis F., Op., Cit., p. 104.

³¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op., Cit., p. 49.

1.3.3.6 Formación Carbonera. Su edad data del Paleógeno entre el Oligoceno hasta el Mioceno Medio. Esta secuencia litológica, que en el pozo Llanos-1 alcanza cerca de 6.000 pies, está ampliamente distribuida a través de la cuenca. Corresponde a depósitos transgresivos y regresivos de corta duración de un mar epicontinental de poca profundidad. El Aquitaine dividió esta unidad en 8 miembros o unidades operacionales (C1 a C8), de los cuales los niveles pares son transgresivos, fino granulares e importantes sellos regionales; los impares son regresivos, arenosos, los cuales, desde C7 a C3 son productores de hidrocarburos en varios sectores de la cuenca, en especial en C7³². Ecopetrol ha dividido esta secuencia terciaria en nueve unidades operacionales debido a que la secuencia se hace demasiado arenosa y difícil de correlacionar en el área del Meta.

Las unidades de base a techo se denominan: Lutita E4, Unidad T1, Lutita E3, Conjunto C2, Areniscas de Carbonera, Conjunto C1, Lutita E (Unidad C2) y Areniscas Superiores de Carbonera (Unidad C1)³³, todas presentes en Campo Castilla.

Las divisiones de la formación se resumen en:

Unidad C8 (Lutita E4): miembro compuesto por intercalaciones de arena arcillolita con delgados niveles de limolita. La arena se caracteriza por ser cuarzosa; la arcillolita por ser gris clara, en su mayoría firme; la limolita presenta un color de marrón medio a oscuro y presenta, abundantes inclusiones carbonosas, con aspecto de lutita no calcárea. Su ambiente deposicional es probablemente de planicie costera y tiene, aproximadamente, 450 pies de espesor³⁴.

Unidad C7 (Unidad T1): se encuentra formado por areniscas depositadas en un ambiente marino somero, deltaico y continental. Son de color crema a parduzco, de grano fino a medio, a veces conglomerático, separadas por niveles de arcillolita de color gris a verduzco. Pueden alcanzar 250 a 280 pies de espesor en la parte central de la cuenca³⁵.

Unidad C6 (Lutita E3): el máximo espesor conocido de esta unidad arcillosa se encuentra en el sector de Cumaral-1, con 600 pies. Miembro constituido principalmente por intercalaciones de lutitas y arcillolitas al tope y niveles de arena en la base. Hacia el este se reduce rápidamente, hasta tener un promedio de 100 a 150 pies en la zona central de la cuenca³⁶.

³² Ibíd., p.50

³³ Ibíd., p. 50.

³⁴ DE PORTA, Jaime. Léxico Internacional de Estratigrafía. París 1974. p. 113.

³⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op., Cit., p. 51.

³⁶ Ibíd., p.51

Unidad C5: está compuesta por alternancia de niveles de arcillolita y de arenisca, poco consolidada, de tamaño de grano, predominante medio, a veces grueso; en ocasiones ligeramente calcáreas, con glauconita. Su espesor total varía desde 50 hasta 300 pies³⁷.

Unidad C4: no siempre son evidentes las características litológicas de esta unidad, especialmente en el sector suroeste de la cuenca. Está compuesta por una alternancia rápida de capas de areniscas, limolitas y lutitas. El espesor máximo reportado es superior a 700 pies en el Piedemonte Llanero entre Vanguardia-1, al suroeste y Tauramena -1, al noreste³⁸.

Unidad C3: está compuesta por alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa, blanca a translúcida y algunos pies de limolitas y arcillolitas, de color gris verdoso; a veces con niveles carbonosos en la secuencia localizada en la parte central de la cuenca³⁹. Es posible encontrar delgadas capas de arcillolitas entre las capas de arenisca, donde los contactos entre dichas capas son irregulares. Presenta un espesor de 230 pies, aproximadamente⁴⁰.

Unidad C2 (Lutita E): después de la Formación León, es el sello mejor desarrollado, y el de mayor extensión hacia el este. Está compuesta casi exclusivamente por lutitas grises y algunas limolitas con un espesor de 100 a 200 pies en la parte media de la cuenca, aumentando rápidamente hacia el borde suroccidental, donde alcanza más de 900 pies (pozo Medina-1)⁴¹.

Unidad C1 (Areniscas Superiores de Carbonera): es la última de las secuencias arenosas de la Formación Carbonera y se encuentra sellada por las lutitas de la Formación León. Está compuesta por una alternancia de cuerpos arenosos, separados por niveles delgados de limolitas oscuras y lutitas grises⁴². Esta unidad también contiene niveles de carbón, nódulos de siderita y pirita. Se reporta un espesor de aproximadamente 250 pies.

³⁷ *Ibíd.*, p.51

³⁸ *Ibíd.*, p.51

³⁹ *Ibíd.*, p.51

⁴⁰ DE PORTA, Jaime. *Op.*, *Cit.*, p. 113.

⁴¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, *Op.*, *Cit.*, p. 52.

⁴² *Ibíd.*, p.52

1.3.3.7 Formación León. Kehrer (1938)⁴³ coloca la parte superior de la Formación León en el Mioceno Medio. Sin embargo, según Notestein, Hubman & Bowler (1944)⁴⁴, la Formación León tiene una edad comprendida entre el Oligoceno Superior y el Mioceno Inferior. Está constituida principalmente por shales de color gris y gris verdoso, con delgadas capas de areniscas carbonáceas; en la parte superior e inferior los shales tienen a pasar a limos. Los máximos espesores observados se encuentran en los sectores de Chaparral-1 (más de 2.500 pies) y Arauca-1 (1.980 pies)⁴⁵. Los contactos con la Formación Guayabo y Carbonera parecen concordantes. No obstante Sutton (1946, p. 1703)⁴⁶ indica que el contacto inferior con la Formación Carbonera es probablemente discordante.

1.3.3.8 Formación Guayabo. Su edad corresponde al Mioceno Tardío - Cuaternario. Es una secuencia espesa constituida por una alternancia de arcillolitas de colores grises a pardo rojizos, muy solubles, y areniscas mal seleccionadas, finas a muy gruesas, a veces con niveles de conglomerados y ocasionalmente hacia el tope presenta niveles carbonosos. Ha llegado a tener hasta 13000 pies de espesor en el Piedemonte de la Cordillera⁴⁷. En la parte central de la cuenca, está representada por una sección de 2.000 a 8.000 pies, de arcillolitas varicoloreadas y areniscas masivas de grano grueso. En el área de Meta esta formación tiene mayor dominio continental. Regionalmente se adelgaza hacia el sur de la cuenca⁴⁸. La formación suprayace con un contacto concordante la Formación León e infrayace la Formación Necesidad con un contacto discordante.

1.3.3.9 Formación Necesidad. A pesar de que no se conocen fósiles asociados a esta unidad, el Servicio Geológico Nacional (1967) considera que la edad de esta formación corresponde al Plioceno – Pleistoceno⁴⁹. Está constituida por arcillas de color rojo y azulado alternando con areniscas de grano grueso que pueden pasar a conglomerados, adicionalmente, contiene una asociación de minerales pesados a base de ilmenita, rutilo, zircón y turmalina. El espesor de la Formación Necesidad es desconocido. El ambiente de depósito de esta formación es fluvial. Suprayace con un contacto discordante a la Formación Guayabo.

1.3.4 Geología Estructural. El estilo estructural que caracteriza la parte de la cuenca que comprende los Campos Castilla, Chichimene, Suria, Apiay, Gaván y Guatiquia, corresponde a sistemas transpresionales (Sistema de fallas Castilla-Apiay) que dieron lugar a pliegues y fallas tanto inversas como normales y son responsables de los entrampamientos de los campos nombrados⁵⁰. El Campo Castilla se encuentra limitado a lo largo de su margen por una amplia zona de fallas de tipo compresional conocido como el Sistema de Piedemonte Llanero o Sistema de fallas de Guaicaramo. Este se encuentra asociado a la reactivación de antiguas fallas originadas durante una fase extensiva de las edades Jurásico y Cretácico, caracterizado por amplios anticlinales y sinclinales limitados por fallas inversas con tendencia noreste buzando al oeste y con fallamiento normal escalonado⁵¹.

La estructura del Campo Castilla corresponde a un anticlinal de 5 kilómetros de ancho y 13 kilómetros de largo con una orientación N 60°E. Su flanco occidental está limitado por el contacto agua petróleo (OWC) inclinado. La estructura del campo es afectada por una serie de fallas normales e inversas dirección noreste-sureste.⁵² Las fallas inversas presentan saltos entre los 30 y 50 pies, mientras que las fallas normales tienen saltos que varían de 30 a 120 pies. Las pruebas de presión realizadas a los pozos del campo muestran una uniformidad areal de la presión por lo que sugieren que estas fallas no son de carácter sellante. Adicionalmente el contacto agua petróleo no presenta cambios abruptos en ambos lados de las fallas.⁵³ La figura 3 muestra el mapa estructural al tope de la Unidad K1 Inferior, la cual es una de las principales formaciones productoras del campo y formación actual en la que se está llevando a cabo la inyección de agua como método de recobro mejorado.

⁴³ DE PORTA, Jaime. Op., Cit., p. 325.

⁴⁴ *Ibíd.*, p.325

⁴⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op., Cit., p. 52.

⁴⁶ DE PORTA, Jaime. Op., Cit., p. 324.

⁴⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op., Cit., p. 52.

⁴⁸ *Ibíd.*, p.52.

⁴⁹ DE PORTA, Jaime. Op., Cit., p. 380.

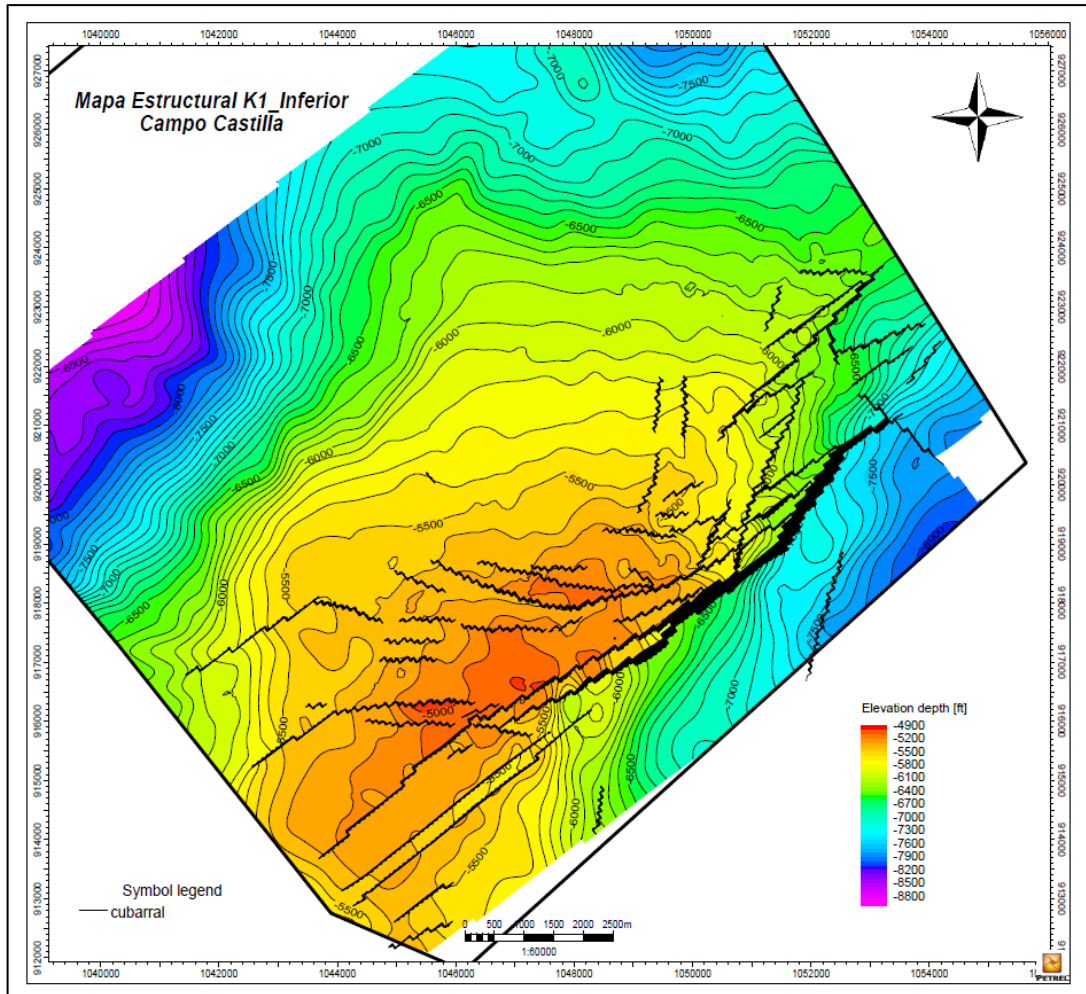
⁵⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op., Cit., p. 81

⁵¹ ROBAYO PERDOMO, Juan Sebastián. RODRIGUEZ PEÑA, Lina Paola. Evaluación Técnico-Financiera de las operaciones de perforación para la disminución de los tiempos no productivos durante los viajes en los pozos seleccionados del campo Castilla. Bogotá D.C. 2016, p 39.

⁵² ECOPETROL S.A. Op., Cit., p.57.

⁵³ ECOPETROL S.A. Op., Cit., p.64.

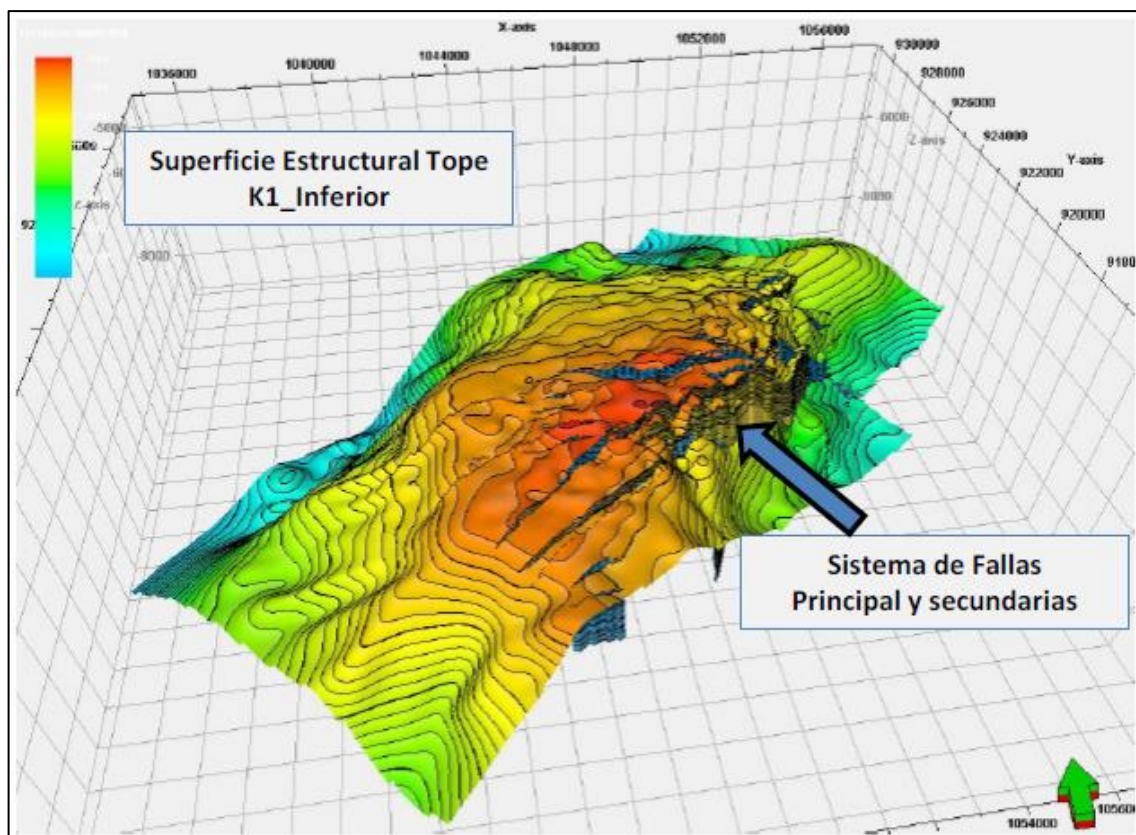
Figura 3. Mapa estructural en profundidad al Tope de la Formación K1 Inferior.



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Informe del modelo estático del Campo Castilla.2015. p 66.

La figura 4 muestra el modelo 3D del tope de la Unidad K1 Inferior, el cual está basado el modelo estructural mostrado en la figura anterior.

Figura 4. Modelo 3D de fallas y superficies estructurales para el Tope K1 Inferior.



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Informe del modelo estático del Campo Castilla.2015. p 123.

1.3.5 Geología del Petróleo

1.3.5.1 Roca Generadora. La principal roca generadora en la Cuenca de Llanos Orientales son lutitas marino-continentales de la Formación Gachetá, localizadas por debajo del flanco oriental de la Cordillera Oriental. Estas rocas poseen un kerógeno tipo II y III, rangos de TOC entre 1 y 3% y un espesor efectivo de 162 a 328 metros. Por otro lado, algunos intervalos de lodolitas y lutitas de la Formación Carbonera poseen buenas características de posibles rocas generadoras. Adicionalmente en la parte central de la cuenca, las lodolitas de la Formación Barco y Los Cuervos también muestran potencial como posibles rocas generadoras⁵⁴, presentado valores de TOC entre 0,1 a 8%, generalmente cercanos al 1% en la mayoría de los casos.

Los crudos del sur y este de Castilla, Apiay, Valdivia, Rubiales, Rancho Quemado, Guarilaque, Caño Duya, Corocora y El Miedo se ven afectados por una grave biodegradación.⁵⁵.

⁵⁴ SARMIENTO, Luis F., Op., Cit., p. 134.

⁵⁵ Ibíd., p.102.

1.3.5.2 Migración. Se han documentado dos pulsos de migración: El primero se originó en el Eoceno Tardío-Oligoceno y el segundo pulso comenzó en el Mioceno y continúa hasta la actualidad, en donde el hidrocarburo migra hacia las rocas porosas en las cuales se presenta la acumulación del hidrocarburo. El momento crítico pudo haber ocurrido entre el Mioceno Tardío y el Plioceno Temprano.

1.3.5.3 Roca Reservorio. Entre las principales rocas almacenadoras de hidrocarburos, se encuentran las arenitas de las Formaciones Carbonera (C-3, C-5 y C-7), Barco y Mirador, de edad del Paleógeno. También se tiene la Formación Guadalupe y Gachetá de Santoniano-Maastrichtiano y la Formación Une del periodo Albiano-Cenomaniano⁵⁶. Para el caso del Campo Castilla las principales rocas almacenadoras pertenecen a la Formación Guadalupe (K1 Superior) y la Formación Areniscas Inferiores – Une (K2). La unidad K2 posee un mecanismo de empuje por acuífero activo. Los valores de porosidad para K1 se aproximan a 19,5% y para K2 entre 10,8 y 28%, presentan permeabilidades mayores a un Darcy, con un promedio de 1180 mD para K1 y de 1660 mD para K2⁵⁷.

1.3.5.4 Roca Sello. El sello Regional de la Cuenca es la Formación León, sin embargo, las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la Formación Carbonera son conocidos como sellos locales. Las lutitas cretácicas de las formaciones Gacheta y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales⁵⁸.

1.3.5.5 Trampa. El entrampamiento de hidrocarburos es de tipo estructural y se encuentra ubicado hacia la parte oeste del Piedemonte Llanero; es de tipo mixto estratigráfico primario. Donde las actividades de exploración en el Campo Castilla se presentan en fallas normales antitéticas y en un anticlinal limitado al Este por una falla inversa debido al proceso de compresión⁵⁹.

1.3.5.6 Roca Sobrecarga. Teniendo en cuenta que la Formación Gachetá es la principal roca generadora de la Cuenca, la roca sobrecarga incluiría lo que son las formaciones Guadalupe, Mirador, Carbonera, León, Guayabo y Necesidad⁶⁰.

1.3.5.7 Carta de eventos. La figura 5. muestra la carta de eventos para el sistema petrolífero Gachetá-Mirador, indicando el papel de cada formación involucrada en el proceso y el tiempo en millones de años.

⁵⁶ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Ronda 2010 Llanos Orientales. Colombia. [Consultado el 12/12/2017]. Disponible en: <http://goo.gl/Kd9ukJ>

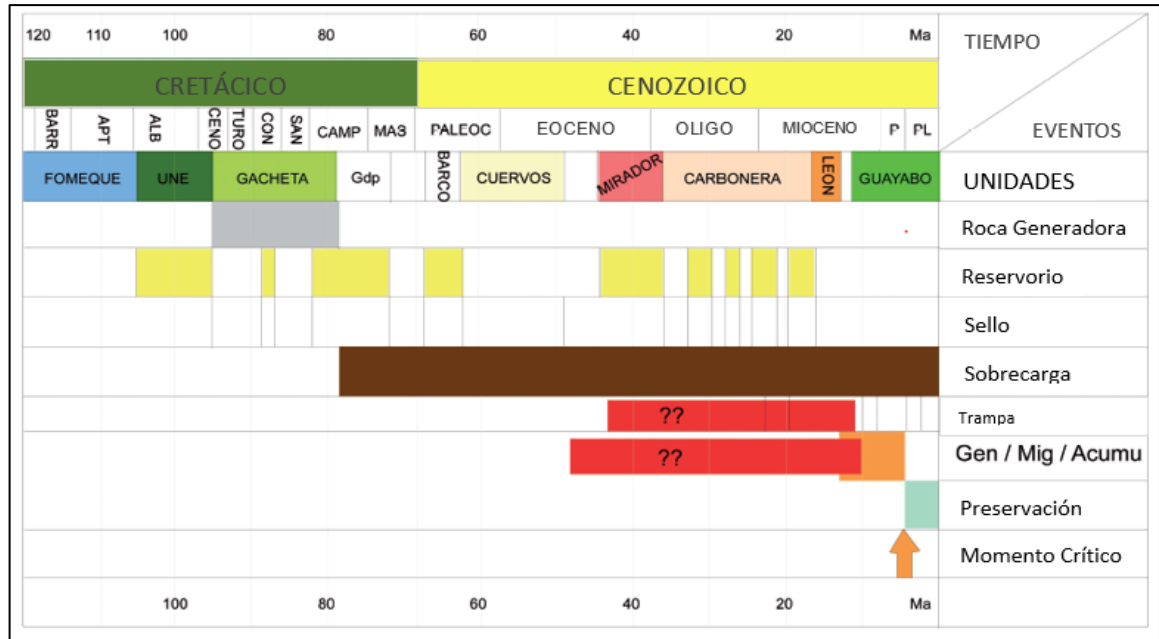
⁵⁷ DUARTE DÍAZ, Paula. PRADA FONSECA, María., Op., Cit., p. 33.

⁵⁸ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op., Cit., p. 2.

⁵⁹ ROBAYO PERDOMO, Juan Sebastián. RODRIGUEZ PEÑA, Lina Paola. Op., Cit., p. 49.

⁶⁰ SARMIENTO, Luis F., Op., Cit., p. 135.

Figura 5. Carta de eventos del sistema petrolífero Gachetá-Mirador.



Fuente: SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology. En: Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Colombia. Universidad EAFIT. 2011. p 107. Modificado por los autores.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA

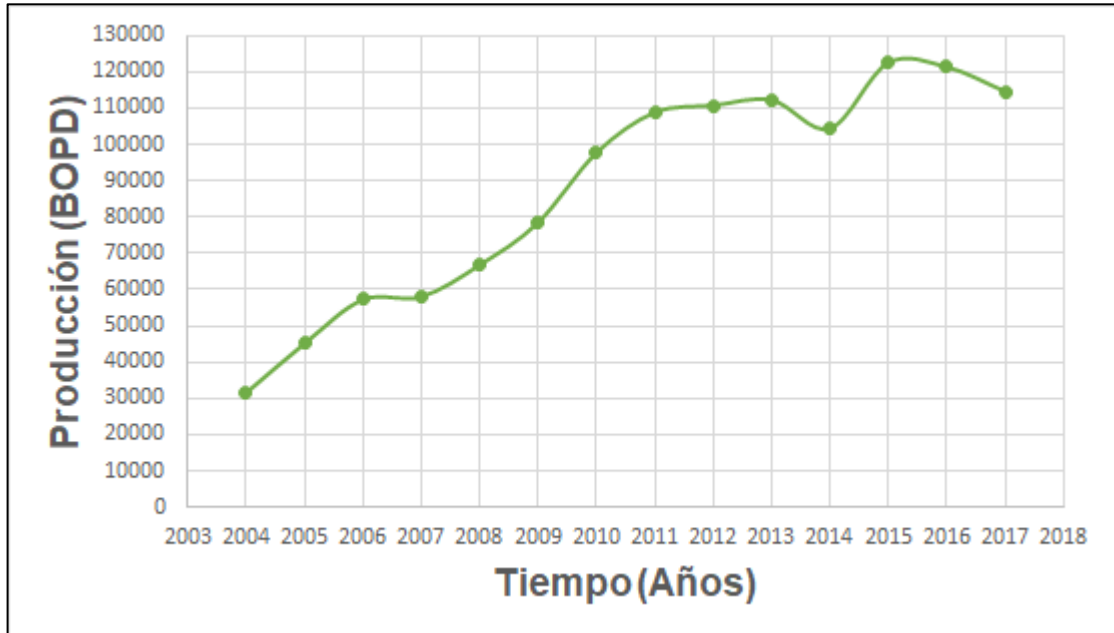
A pesar de que en el año 1969 se realiza la perforación del Pozo Castilla-1, es hasta el año 1972, que inicia la extracción de crudo pesado con un promedio de producción de 20 barriles por día.

En 1975, la firma del contrato de asociación entre Chevron Corporation (50%) y Ecopetrol S.A. (50%), con duración de 25 años, permitió una mayor extracción de petróleo en diferentes pozos llegando a una producción total acumulada de 94 millones de barriles de petróleo con un porcentaje de recobro cercano al 4%.

Ecopetrol S.A. asumió la operación directa del campo desde el año 2000, presentando una producción de petróleo inicial de 13.000 BOPD. Para el año 2005, el campo alcanzó una producción promedio de 45.143 BOPD, y en noviembre del año 2015 alcanzó un récord de producción de 125.699 BOPD, incorporando más de 17 mil barriles diarios de petróleo incrementales frente a una producción promedio de 104.405 barriles por día en 2014. La producción del campo ha crecido en más de 3.6 veces desde el año 2004 hasta el 2017 según lo observado en la Gráfica 1.

El crecimiento que ha tenido el campo, lo ubica como el segundo campo productor más importante en el país, después del Campo Rubiales, aportando cerca del 12% de la producción del país y el 21% de la producción directa de Ecopetrol⁶¹.

Gráfica 1. Historia de producción del campo Castilla 2004-2017.



Fuente: ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO. Informe estadístico petrolero. Hoja Prod x Campo bpdc [en línea] [diciembre 14 de 2017]. Disponible en: <https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero/127-informe-estadistico-petrolero-noviembre-2017.html>. Modificado por los autores.

1.4.1 Método de Producción. El Campo Castilla es un yacimiento de aceite negro subsaturado, cuyo mecanismo de producción es empuje de agua fuerte, soportado por un acuífero regional de gran tamaño, que ofrece como ventaja para su explotación una alta temperatura de fondo y mantenimiento de presión estática.

Debido a la madurez del campo (48 años) se han instalado sistemas de levantamiento artificial a los pozos productores con el fin de que estos aporten la energía adicional necesaria para llevar el crudo pesado desde el yacimiento hasta superficie. Actualmente el campo cuenta con sistema de bombeo mecánico y más recientemente se ha venido instalando el sistema de bombeo electrosumergible.

⁶¹ ECOPETROL S.A. Campo de producción Castilla alcanzó nuevo récord de producción [en línea] [diciembre 14 de 2017]. Disponible en <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/campo-produccion-Castilla-alcanzo-nuevo-record-produccion>

- **Recobro secundario en Campo Castilla.** La secuencia de los hitos relevantes de la estrategia de desarrollo de recobro secundario en el campo castilla se detalla a continuación. Se cambiaron los nombres de los pozos ya que es material confidencial y aún se están evaluando los resultados.

En el año 2009 se iniciaron los estudios de screening por parte del ICP para la selección del método adecuado de recobro de acuerdo a las características del campo. Una vez culminados estos estudios, se procedió a llevar a cabo pruebas de compatibilidad fluido – fluido y roca – fluido en la Unidad K1 Inferior (Formación Gachetá) en el año 2012.

En el año 2014 se llevó a cabo la conversión del pozo P1 de productor a inyector, pozo perteneciente al Área Centro del campo. Durante este mismo año también se llevó a cabo la construcción del plan de monitoreo para el piloto de inyección e inicio de obras de facilidades de superficie para el pozo P1. En junio de 2015 se dio inicio al proceso de inyección en el Área Centro del campo con el pozo P1. Se convirtieron posteriormente en diciembre de 2015 los pozos P2, P3 y P4 en inyectores y se inició inyección en el pozo P2.

Durante todo el año 2016 se continuó con el monitoreo de los pozos productores e inyectores asociados al proyecto. En diciembre inició la inyección en el pozo P3 y se realizó la conversión de los pozos P5, P6, P7 y P8 pertenecientes al Área Centro del campo.

Se prosiguió con el monitoreo a pozos inyectores (nuevos y antiguos) y productores del piloto continuo. Durante los meses de mayo y julio del año 2017 se dio inicio a la inyección en el Área Centro Sur del campo con los pozos P5, P6, P7 y P8.

Los resultados de estos pilotos de inyección están bajo evaluación por parte de Ecopetrol S.A.

1.4.2 Características del yacimiento. A partir de la información recopilada durante la vida productiva del campo, se ha podido obtener datos de las propiedades del yacimiento correspondiente al Campo Castilla, las cuales se muestran en la tabla 1 y tabla 2.

Tabla 1. Características generales del yacimiento.

Generalidades del Yacimiento	
Cuenca sedimentaria	Llanos Orientales
Estructura Geológica	Anticlinal simétrico fallado al costado Este
Tipo de Trampa	Cierre estructural en tres direcciones
Ángulo de Buzamiento	2°-5° (máx. 10°)
Mecanismo de producción	Acuífero Activo
Número de Yacimientos	3. Unidad K2, Unidad K1, Unidad T2
Presión inicial	K1 Inf & K2: 2830 @ 5600' TVDSS;
Presión de Burbuja	130 psi
Yacimiento compartimentalizado	No
Contacto Agua-Petróleo	Si (Inclinado)
Litología	Cuarzoarenitas de grano fino, muy fino, medio y grueso
Profundidad Promedio	T2: -5100' TVDSS; K1Inf: -5300' TVDSS; K2: -5500' TVDSS
Espesor Total	T2: 60'-100' TVDSS; K1Inf: 120'-150' TVDSS; K2: 600'-750' TVDSS

Fuente: ECOPETROL S.A. Formato Plan De Desarrollo De Yacimientos.2015. p 2.

Tabla 2. Propiedades de los yacimientos del Campo Castilla.

Propiedad	Unidad		
	K2	K1 Inferior	T2
Existencia de capa de gas	No	No	No
Temperatura del Yacimiento (°F)	190	185	180
Porosidad Promedio (%)	17-20	19-22	15-20
Permeabilidad Promedio (Md)	1500-4000	200-1000	500-1200
Saturación inicial de agua	10%-15%	10%-15%	30%
Gravedad °API	12,4	12,4	9
Viscosidad aceite @ Tyto (cP)	140	140	450
Factor volumétrico del petróleo RB/STB	1,03	1,03	1,03
Presión Actual (psi)	2400	1800	-
OOIP	3832	1683	313

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe del modelo estático del Campo Castilla.2015. p 19.

2. PROPIEDADES ROCA-FLUIDO

2.1 DENSIDAD DE LA ROCA

La densidad es una propiedad elemental y fundamental de los materiales, relacionada con la naturaleza de sus constituyentes y la existencia de espacios vacíos entre ellos. Para el caso de las rocas, se utiliza el término densidad de los granos minerales, densidad de la fracción sólida o densidad verdadera (“*true density*”), y se define como la masa de material seco (M_s) en Kg por unidad de volumen de la parte sólida de la roca (V_s) en m^3 , tal como se puede observar en la ecuación 1⁶².

Ecuación 1. Densidad de la fracción sólida.

$$\rho_s = \frac{M_s}{V_s}$$

Fuente: ALONSO RODRÍGUEZ, Francisco Javier. Propiedades físicas: densidad y porosidad [en línea]. [diciembre 2017]. Departamento de Geología (Petrología y Geoquímica), Universidad de Oviedo, España. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/237009661_PROPIEDADES_FISICAS_DENSIDAD_Y_POROSIDAD>.

El valor de la densidad se puede calcular tanto de manera teórica como de manera práctica o en laboratorio. Conociendo la densidad de los minerales constituyentes se puede hallar la densidad de la roca de manera teórica, siempre y cuando se conozca con precisión la composición cuantitativa de la roca y la densidad de cada componente. La ecuación 2 muestra cómo se puede calcular la densidad de la fracción sólida de manera teórica.

⁶² ALONSO RODRÍGUEZ, Francisco Javier. Propiedades físicas: densidad y porosidad [en línea]. [diciembre 2017]. Departamento de Geología (Petrología y Geoquímica), Universidad de Oviedo, España. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/237009661_PROPIEDADES_FISICAS_DENSIDAD_Y_POROSIDAD>.

Ecuación 2. Determinación teórica de la densidad de la fracción sólida.

$$\rho_s = \frac{\sum(C_i * \rho_i)}{100}$$

Fuente: ALONSO RODRÍGUEZ, Francisco Javier. Propiedades físicas: densidad y porosidad [en línea]. [diciembre 2017]. Departamento de Geología (Petrología y Geoquímica), Universidad de Oviedo, España. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/237009661_PROPIEDADES_FISICAS_DENSIDAD_Y_POROSIDAD>.

Dónde:

C_i = porcentaje de cada uno de los minerales que forman la roca.

ρ_i = Densidad de los minerales que forman la roca (Kg/m^3).

La tabla 3 muestra los valores de densidad de los minerales más comunes presentes en las rocas.

Tabla 3. Densidad de los principales minerales formadores de rocas.

Mineral	Densidad (g/cm^3)
Cuarzo	2,65
Ópalo	2,00
Plagioclasa	2,63 - 2,76
Moscovita	2,83
Biotita	3,00
Goethita	4,30
Limonita	3,80
Ilita	2,75 - 2,85
Caolinita	2,60
Montmorillonita	2,50
Calcita	2,71
Dolomita	2,86
Anhidrita	2,96

Fuente: ALONSO RODRÍGUEZ, Francisco Javier. Propiedades físicas: densidad y porosidad. [En línea]. [diciembre 2017]. Departamento de Geología (Petrología y Geoquímica), Universidad de Oviedo, España. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/237009661_PROPIEDADES_FISICAS_DENSIDAD_Y_POROSIDAD>.

Modificado por los autores

Experimentalmente puede obtenerse mediante el método clásico del picnómetro, en el cual se requiere de una buena pulverización y ausencia de humedad en la muestra, y que la temperatura se mantenga constante a lo largo del ensayo, o la técnica del picnómetro de helio, donde este gas inerte se difunde por todo el espacio

vacío, permitiendo obtener el volumen del sólido⁶³. La ecuación 3 muestra cómo se puede hallar la densidad de manera experimental.

Ecuación 3. Determinación experimental de la densidad de la fracción sólida.

$$\rho_s = \frac{(M_o \times \rho_{agua})}{(P_o + M_o - P_m)}$$

Fuente: ALONSO RODRÍGUEZ, Francisco Javier. Propiedades físicas: densidad y porosidad [en línea]. [diciembre 2017]. Departamento de Geología (Petrología y Geoquímica), Universidad de Oviedo, España. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/237009661_PROPIEDADES_FISICAS_DENSIDAD_Y_POROSIDAD>.

Donde

M_o= masa de la roca pulverizada y seca (Kg).

P_m= masa del picnómetro con la muestra dentro y lleno de agua destilada (Kg).

ρ_{agua}= densidad del agua destilada (kg/m³).

P_o= masa del picnómetro lleno de agua destilada (Kg).

Otra densidad que es ampliamente utilizada debido a su versatilidad y facilidad es la densidad de la roca seca, conocida también como densidad aparente o densidad de la roca en bloque (“*bulk density*”). Esta se define como la masa del material seco (M_s) en Kg por unidad de volumen total de roca (V_t) en m³, es decir, el volumen incluyendo su parte sólida (V_s) y todos sus espacios vacíos (V_v), según lo observado en la ecuación 4⁶⁴.

Ecuación 4. Determinación de la densidad de la roca seca.

$$\rho_d = \frac{M_s}{V_t}$$

Fuente: ALONSO RODRÍGUEZ, Francisco Javier. Propiedades físicas: densidad y porosidad [en línea]. [diciembre 2017]. Departamento de Geología (Petrología y Geoquímica), Universidad de Oviedo, España. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/237009661_PROPIEDADES_FISICAS_DENSIDAD_Y_POROSIDAD>.

La medición de la masa es bastante sencilla, ya que solo se requiere que la roca esté seca. Por otra parte, para la determinación del volumen se cortan las muestras

⁶³ Ibíd., p.2.

⁶⁴ Ibíd., p.2.

con formas geométricas regulares (prismas, cilindros), y a partir de la medida precisa de sus dimensiones (con un calibre) se calcula el volumen⁶⁵.

2.2 POROSIDAD

La porosidad se describe como el espacio en la roca no ocupado por algún mineral o material sólido, que permite el almacenamiento de los fluidos⁶⁶. La ecuación 5 muestra cómo se determina la porosidad de una roca.

Ecuación 5. Determinación de la porosidad de la roca.

$$\theta = \frac{V_p}{V_t}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Fundamentals of rock properties. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 190.

Donde θ es la porosidad; V_p , el volumen que ocupan los poros o espacio vacío y V_t , el volumen bruto de la roca, el cual incluye el volumen de sólidos y el volumen del espacio vacío.

La porosidad es una fracción que varía entre 0 y 1, y su valor depende del tamaño y empaquetamiento de los granos que la componen. Por lo tanto, la porosidad será mayor en arenas o gravas, puesto que son sedimentos no consolidados, y menor en areniscas y conglomerados, puesto que fueron sometidos a litificación causando una disminución a la porosidad como resultado de la compactación y de la cementación⁶⁷.

2.2.1 Clasificación de la Porosidad. La porosidad de una roca se puede clasificar de dos formas:

1. Según la comunicación de los poros.
2. Según el origen de la porosidad.

⁶⁵ *Ibíd.*, p.2.

⁶⁶ PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de la roca. En: Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A., 2009, p. 221.

⁶⁷ *Ibíd.*, p.222.

2.2.1.1 Clasificación según la comunicación de los poros. Esta clasificación se refiere al aislamiento que experimentaron algunos poros en el proceso de formación de la roca (litificación). Durante este proceso, algunos de los espacios vacíos quedaron aislados de otros debido a una cementación excesiva, mientras que otros quedaron interconectados⁶⁸. Según esto se pueden distinguir dos clasificaciones.

➤ **Porosidad absoluta.** Se define como la razón entre el espacio poroso total en la roca y el volumen bruto. Se puede definir por las siguientes ecuaciones 6 y 7 a continuación.

Ecuación 6. Determinación de la porosidad absoluta de la roca.

$$\theta = \frac{\text{Volumen poroso total}}{\text{Volumen total}} = \frac{V_p}{V_t}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de la roca. En: Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A., 2009, p. 223

Ecuación 7. Determinación de la porosidad absoluta de la roca #2.

$$\theta = \frac{\text{Volumen total} - \text{Volumen de los granos}}{\text{Volumen total}} = \frac{V_t - V_g}{V_t} = \frac{V_p}{V_t}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de la roca. En: Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A., 2009, p. 223.

Donde θ , es la porosidad absoluta; V_t , el volumen total de la roca; V_g , el volumen neto ocupado por los sólidos o el volumen de los granos y V_p , el volumen poroso.

➤ **Porosidad efectiva.** Se define como la razón entre el espacio poroso que se encuentra interconectado y el volumen total de la roca, como se representa en la ecuación 8.

Ecuación 8. Determinación de la porosidad efectiva de la roca.

$$\theta = \frac{\text{Volumen poroso interconectado}}{\text{Volumen total}}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de la roca. En: Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A., 2009, p. 223.

⁶⁸ *Ibíd.*, p.222.

La porosidad efectiva es la propiedad más importante para las estimaciones de petróleo y gas en sitio, puesto que el volumen de hidrocarburo almacenado en los poros interconectados, es el que puede ser extraído del yacimiento. Esta porosidad, la cual es medida por medio de porosímetros, generalmente representa un 90% a 95% de la porosidad total⁶⁹ y nos brinda información acerca de la calidad del yacimiento, como se puede observar en la tabla 4.

Tabla 4. Calidad de la porosidad.

Calidad	Porosidad (%)
Muy buena	>20
Buena	20-15
Moderada	15-10
Pobre	10-5
Muy pobre	<5

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de la roca. En: Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A., 2009, p. 223.

2.2.1.2 Clasificación según el origen. Esta clasificación tiene en cuenta el origen y el tiempo en que se depositaron los estratos.

➤ **Porosidad primaria o intergranular.** Esta porosidad también es conocida como porosidad original, y se desarrolla al mismo tiempo en que los sedimentos se depositaron. Está conformada por los espacios vacíos que quedan entre los granos y los fragmentos minerales después que se acumulan como sedimentos. Las rocas sedimentarias que presentan este tipo de porosidad son las areniscas detríticas y las calizas oolíticas⁷⁰.

➤ **Porosidad inducida o vugular.** También es conocida como porosidad secundaria y se define como la porosidad que se formó por un proceso geológico posterior a cuando se depositó el material. Esta porosidad puede ser originada por la acción de lixiviación de las aguas subterráneas, por fracturas o por dolomitización⁷¹. Generalmente este tipo de porosidad se puede encontrar en empaques de granos tipo rombohedral y en rocas calcáreas.

2.3 SATURACIÓN

La saturación se define como la fracción del volumen poroso ocupado por cada uno de los fluidos presentes. Matemáticamente se expresa por la relación entre el

⁶⁹ *Ibíd.*, p.223.

⁷⁰ *Ibíd.*, p.223-224.

⁷¹ *Ibíd.*, p.224.

volumen total del fluido sobre el volumen poroso, tal como se observa en la ecuación 9.

Ecuación 9. Determinación de la saturación del fluido.

$$Saturacion\ del\ fluido = \frac{Volumen\ total\ del\ fluido}{Volumen\ poroso}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de la roca. En: Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A., 2009, p. 237.

Por medio de la ecuación 9, es posible conocer el valor de la saturación de cada uno de los fluidos presentes en el medio poroso, ya sea petróleo, agua o gas. El rango de la saturación de cada fase individual oscila entre 0% y 100%. Llegando a ser 1, la suma de la saturación de las tres fases. Estas saturaciones están basadas en el volumen poroso y no en el volumen bruto del yacimiento⁷².

2.3.1 Clasificación de la Saturación

2.3.1.1 Saturación de petróleo remanente, S_o . El valor de saturación de petróleo remanente se define como como la cantidad de petróleo que queda detrás de la zona de petróleo caracterizada por un valor de saturación mayor que la saturación crítica de petróleo, durante el proceso de desplazamiento del petróleo crudo ya sea por agua o por gas.

2.3.1.2 Saturación de petróleo movable, S_{om} . Se define como la fracción del volumen poroso ocupado por el petróleo movable y se expresa tal como la ecuación 10 muestra.

Ecuación 10. Determinación de la saturación de petróleo movable.

$$S_{om} = 1 - S_{wc} - S_{oc}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de la roca. En: Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A., 2009, p. 238.

Donde S_{wc} es la saturación de agua connata y S_{oc} , la saturación crítica de petróleo.

⁷² *Ibíd.*, p.237.

2.3.1.3 Saturación crítica de petróleo, S_{oc} . También conocida como saturación de petróleo residual, S_{or} , se define como la cantidad de petróleo que permanece en los poros y que para todos los propósitos prácticos no se mueve. Para que se mueva, la saturación debe ser mayor que S_{oc} .

2.3.1.4 Saturación de agua connata, S_{wc} . Se define como el agua que se encuentra atrapada en los poros de una roca durante la formación de la roca⁷³. Esta saturación reduce el espacio disponible para el petróleo y el gas, por tal motivo es de vital importancia.

2.3.1.5 Saturación crítica de gas, S_{gc} . A medida que la presión del yacimiento declina por debajo de la presión de burbuja, el gas se separa de la fase de petróleo y aumenta su saturación. La saturación crítica del gas, es el valor mínimo, a partir del cual el gas dejará de permanecer inmóvil.

2.4 PERMEABILIDAD

La permeabilidad, K , se define como la capacidad del medio poroso para dejar pasar los fluidos a través de él. Es una medida del grado y tamaño en que los espacios porosos se encuentran interconectados. También puede ser definida como una medida de la conductividad de los fluidos, y por analogía, se puede decir que la permeabilidad, es la inversa de la resistencia que la roca ejerce sobre los fluidos presentes⁷⁴.

La ecuación que determina la permeabilidad se conoce como la Ley de Darcy (1856), desarrollada en el siglo XIX por Henry Darcy. Matemáticamente la permeabilidad se determina como muestra la ecuación 11.

Ecuación 11. Determinación de la permeabilidad.

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta P}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Fundamentals of rock properties. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 231.

La unidad de la permeabilidad se conoce como *Darcy* y equivale a una roca en la cual un fluido con una viscosidad de un centipoise, se moverá a una velocidad de 1 centímetro por segundo bajo un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro a través de una muestra de 1 cm de longitud y un área de 1 centímetro cuadrado.

⁷³ Schlumberger. Oilfield Glossary. [en línea]. [diciembre 2017]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/connate_water.aspx

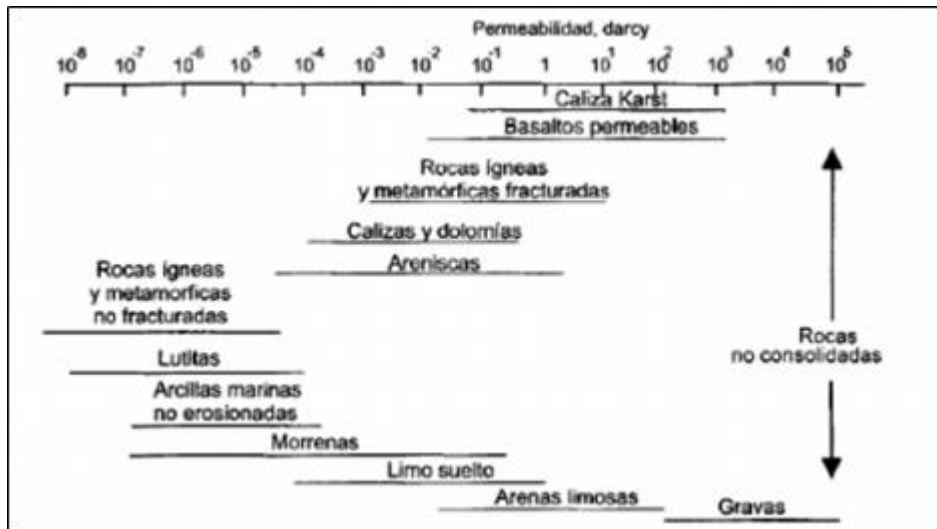
⁷⁴ PARIS DE FERRER, Magdalena., Op., Cit., p. 241.

Las siguientes condiciones deben cumplirse durante la determinación de la permeabilidad⁷⁵:

- Formación homogénea.
- No hay interacción entre el fluido y la roca.
- Fluido newtoniano.
- Roca 100% saturada con una sola fase.
- Fluido incompresible.
- Flujo laminar y continuo.
- Temperatura constante.

2.4.1 Rangos de permeabilidades de diferentes tipos de rocas. Si bien la permeabilidad es un parámetro que cambia constantemente en el yacimiento, los estudios realizados por Freeze y Cherry muestran los rangos más comunes de permeabilidades para diferentes tipos de rocas⁷⁶, como se puede observar en la figura 6.

Figura 6. Rangos de permeabilidades para diferentes tipos de rocas.



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de la roca. En: Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A., 2009, p. 247.

2.4.2 Clasificación de la permeabilidad

- **Permeabilidad absoluta:** Representa la permeabilidad o paso de fluido a través del medio poroso, cuando este se encuentra 100% saturado de solo un tipo de fluido. Generalmente el fluido de prueba es agua o aire.

⁷⁵ *Ibíd.*, p.246.

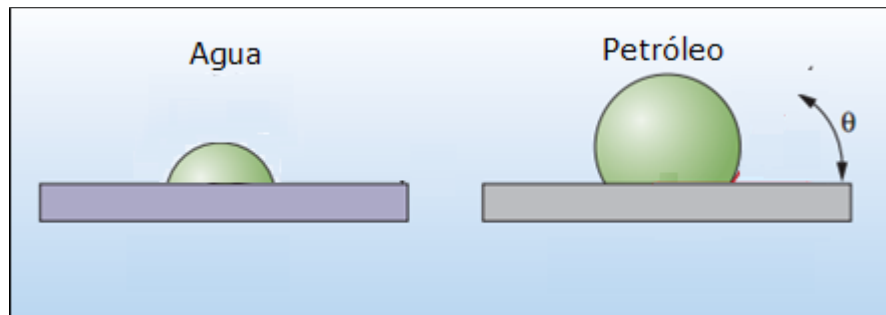
⁷⁶ *Ibíd.*, p.247.

- **Permeabilidad efectiva:** Permeabilidad de un fluido, cuando este se encuentra en contacto con otro fluido inmiscible que satura el medio poroso. Es función de la saturación del fluido considerado y será menor que la permeabilidad absoluta. Existirán entonces tres permeabilidades efectivas en el yacimiento, las cuales son:
 - Permeabilidad efectiva del petróleo o K_o .
 - Permeabilidad efectiva del agua o K_w .
 - Permeabilidad efectiva del gas o K_g .
- **Permeabilidad relativa:** se define como la razón entre la permeabilidad efectiva y la absoluta, esta relación refleja la facilidad con que el fluido será producido (movilidad), en función de su saturación. Esta siempre será menor o igual a la unidad⁷⁷.

2.5 MOJABILIDAD

La mojabilidad o humectabilidad es la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otro u otros fluidos inmiscibles. El fluido tenderá a ocupar la mayor área posible cuando este moje la superficie sólida. Este comportamiento se puede ver ejemplificado en la figura 7.

Figura 7. Representación de la mojabilidad.



Fuente: ABDALLAH, Wael, et al. Los fundamentos de la mojabilidad. En: Oilfield Review. Vol. 19, no. 2, p. 1.

Se observa como la gota de agua tiende a esparcirse más sobre la superficie sólida y por ende ocupar mayor espacio. El contacto de un fluido con la roca, forma un ángulo conocido como ángulo de contacto (θ). Esta es una medida indirecta de la mojabilidad, su relación es inversamente proporcional y siempre se mide desde el líquido hasta el sólido⁷⁸.

⁷⁷ *Ibíd.*, p.263.

⁷⁸ ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Neiva, Huila, Colombia: Universidad Surcolombiana, 2008. p. 54.

Si $\theta < 90^\circ$, el sistema está mojado por agua y si $\theta > 90^\circ$, el sistema está mojado por aceite, cuando se tiene un $\theta = 90^\circ$, se dice que es una mojabilidad mixta⁷⁹.

Este ángulo de contacto puede ser medido en laboratorio mediante la prueba de Wagner y Leach o método de las placas paralelas. En este se toman dos placas de cristal pulimentadas constituidas por el mineral predominante en las rocas del yacimiento y entre las cuales se coloca una gota de petróleo. Posteriormente se sumerge este conjunto en agua y se comienza a desplazar las placas de manera paralela. Este desplazamiento hará que parte del agua ocupe una porción del cristal que era cubierta por el petróleo y generará un nuevo ángulo de equilibrio que reflejará la humectabilidad del petróleo.

Comúnmente la mojabilidad de los fluidos presentes en el yacimiento es mayor para el agua, luego el crudo y finalmente el gas (Gas < Aceite < Agua), sin embargo, algunos compuestos polares orgánicos en el crudo reaccionan con la superficie de la roca convirtiéndola en mojada por petróleo⁸⁰.

La mojabilidad es una propiedad importante ya que afecta el comportamiento capilar y de desplazamiento en las rocas del yacimiento, debido a que la fase humectante tenderá a ocupar los espacios o poros más pequeños de la roca y la fase no mojante los poros más grandes. De esto se infiere que es conveniente que la fase mojante sea el agua a fin de que haya un mejor desplazamiento del petróleo en el medio poroso.

2.6 TENSIÓN INTERFACIAL Y TENSIÓN SUPERFICIAL

Debido a la diferencia de las fuerzas moleculares, cuando dos fluidos inmiscibles entran en contacto, se separan inmediatamente, buscando tener la menor área de contacto posible. Cuando las fases en contacto, son una fase líquida y una fase de vapor, la fuerza por unidad de longitud ejercida en las regiones limítrofes se conoce como tensión superficial; si las fases en contacto son dos fases líquidas, la fuerza que actúa en la interfase, se conoce como tensión interfacial.

La tensión interfacial o la tensión superficial tienen las unidades de fuerza por unidad de longitud, esto es, dina/cm y se denota con el símbolo σ . Ambas tensiones varían según la temperatura⁸¹.

2.7 PRESIÓN CAPILAR

La presión capilar es el resultado del efecto combinado de las tensiones superficiales e interfaciales que se originan entre la roca y los fluidos que están presentes en el medio poroso⁸², por lo tanto, se define como el diferencial de presión existente en la interfase de dos fluidos inmiscibles. Matemáticamente se denota

⁷⁹ PARIS DE FERRER, Magdalena. Op., Cit., p. 246

⁸⁰ ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto., Op., Cit., p. 54.

⁸¹ PARIS DE FERRER, Magdalena. Op., Cit., p. 264

⁸² *Ibíd.*, p. 271

como la diferencia de la presión de la fase no mojante y la fase mojante, como se observa en la ecuación 12.

Ecuación 12. Determinación de la presión capilar.

$$P_c = P_{nm} - P_m$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de la roca. En: Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A., 2009, p. 271.

Donde P_c es la presión capilar, P_{nm} , la presión de la fase no mojante y P_m , la presión de la fase humectante, todas en unidades de $\frac{\text{dina}}{\text{cm}^2}$.

2.8 COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA

La compresibilidad de la roca está sujeta a cambios principalmente por la profundidad, la cual ocasiona una disminución en el volumen de roca, sin embargo, otros factores como la naturaleza de la estructura, la consolidación de la formación y la historia geológica de la roca también afectan el valor del parámetro.

2.8.1 Clasificación de la compresibilidad de la roca. Según Geertsma⁸³ se distinguen tres tipos de compresibilidad en la roca:

- **Compresibilidad de la roca matriz.** Se define como el cambio fraccional en volumen del material sólido de la roca por cambio en la unidad de presión. Matemáticamente esta expresada por la ecuación 13.

Ecuación 13.
Determinación de la compresibilidad de la roca matriz.

$$C_r = -\frac{1}{V_r} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de la roca. En: Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A., 2009, p. 295.

⁸³ Geertsma, J. (1973). Land Subsidence Above Compacting Reservoirs. JPT, P.734-744

Donde C_r es la compresibilidad de la roca matriz, lpc^{-1} ; y V_r , el volumen de sólidos. El subíndice T indica que la derivada se toma a temperatura constante.

- **Compresibilidad del volumen total de la roca.** Es el cambio fraccional del volumen bruto de la roca ocasionado por cambio en la unidad de presión. Está expresado por la ecuación 14.

Ecuación 14.
Determinación de la compresibilidad del volumen total de la roca.

$$C_B = -\frac{1}{V_B} \left(\frac{\partial V_B}{\partial p} \right)_T$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de la roca. En: Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A., 2009, p. 295.

Donde C_B , es el coeficiente de compresibilidad de la roca, lpc^{-1} ; y V_B , el volumen bruto.

- **Compresibilidad de los poros.** Es el cambio fraccional en el volumen poroso de la roca debido al cambio en la unidad de presión. Matemáticamente se expresa por la ecuación 15.

Ecuación 15. Determinación de la compresibilidad de los poros.

$$C_p = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_T$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de la roca. En: Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A., 2009, p. 296.

Donde d_p , es la presión en los poros, en lpc y C_p , el coeficiente de compresibilidad de los poros, lpc^{-1} ; y V_p el volumen bruto.

2.9 HETEROGENEIDAD DEL YACIMIENTO

En un yacimiento, las propiedades o cualidades, pueden cambiar en función de la posición, por lo que se pueden observar variaciones de los parámetros de

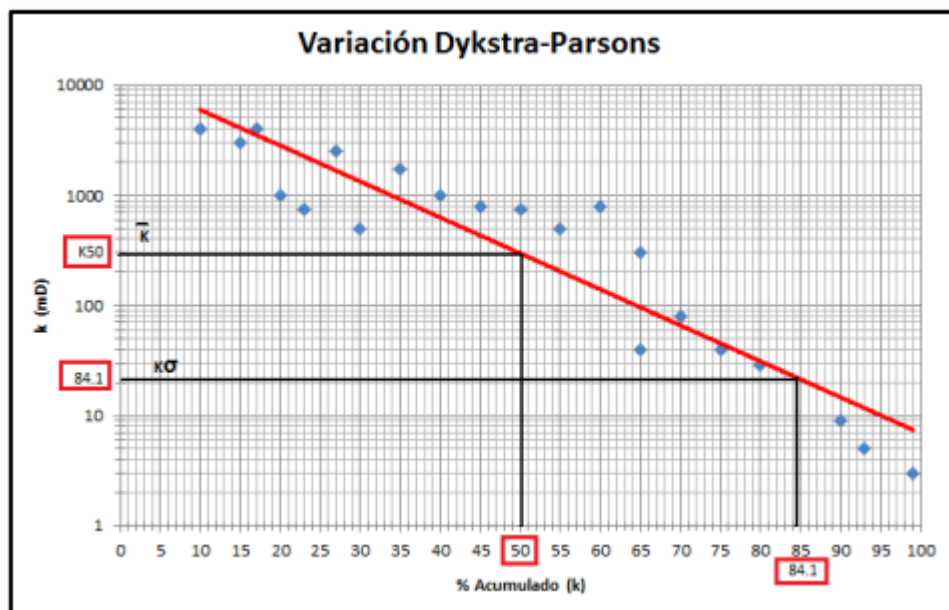
permeabilidad, porosidad, espesor, saturación, fallas, fracturas, facies de rocas, entre otras en un mismo yacimiento.

En la heterogeneidad se distinguen dos tipos; una areal y vertical, las cuales se estudian de forma perpendicular y paralela, respectivamente.

2.9.1 Métodos de cuantificación de la heterogeneidad

2.9.1.1 Coeficiente de Dykstra-Parsons (V). Dykstra y Parsons, en un trabajo que describe el uso de los análisis de los núcleos para determinar el efecto de la estratificación de la permeabilidad en predicciones de inyección de agua, definen un coeficiente de variación de permeabilidad, V o V_{DP} , que permite medir la heterogeneidad del yacimiento. Para el cálculo del valor de V , las permeabilidades se ordenan en forma decreciente y el porcentaje del número de valores de permeabilidad que exceden cada valor tabulado se calcula dividiendo en $n+1$, donde n es el número de muestras⁸⁴. Estos porcentajes se representan en un papel log-probabilístico como se puede observar en la figura 8 y por medio de una línea recta que se traza a través de los puntos que permite que los valores que más se tomen en cuenta sean los que se encuentran entre el 20% y 80%.

Figura 8. Representación del método Dykstra-Parsons.



Fuente: MARTINEZ C., Manuel O. Elaboración de un algoritmo para generar mapas de heterogeneidad a partir de datos petrofísicos de un yacimiento. Trabajo de grado Ingeniero Geofísico. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela, 2013. p. 15.

⁸⁴ MARTINEZ C., Manuel O. Elaboración de un algoritmo para generar mapas de heterogeneidad a partir de datos petrofísicos de un yacimiento. Trabajo de grado Ingeniero Geofísico. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela, 2013. p. 14-15.

La variación de la permeabilidad se calcula mediante la ecuación 16.

Ecuación 16. Coeficiente Dykstra-Parsons.

$$V = \frac{K_{50\%} - K_{84,1\%}}{K_{50\%}}$$

Fuente: MARTINEZ C., Manuel O. Elaboración de un algoritmo para generar mapas de heterogeneidad a partir de datos petrofísicos de un yacimiento. Trabajo de grado Ingeniero Geofísico. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela, 2013. p. 16.

Dónde:

V: coeficiente de Dykstra Parsons.

$K_{50\%}$: permeabilidad correspondiente a la mediana del conjunto logarítmico. Es decir, con la probabilidad logarítmica igual a 0,5

$K_{84,1\%}$: es la permeabilidad correspondiente a la desviación estándar (84,1%) del conjunto logarítmico.

Según el valor de la variación de la permeabilidad Tiab (2004)⁸⁵, elaboró una clasificación detallada para el yacimiento:

- $V = 0$, yacimiento totalmente homogéneo (valor ideal).
- $0 < V < 0,25$, yacimiento ligeramente heterogéneo.
- $0,25 < V < 0,50$, yacimiento heterogéneo.
- $0,50 < V < 0,75$, yacimiento muy heterogéneo.
- $0,75 < V < 1$, yacimiento extremadamente heterogéneo.
- $V = 1$, yacimiento totalmente heterogéneo.

A continuación, se presentan los pasos que se deben aplicar para la determinación del coeficiente de variación Dykstra-Parsons.

1. Dividir el yacimiento en capas o estratos de igual espesor y diferente permeabilidad. Esta información se obtiene de análisis de núcleos o de un estudio petrofísico en detalle.
2. Ordenar los estratos en orden decreciente de permeabilidad.
3. Calcular el porcentaje de permeabilidad que es mayor que cada una de las permeabilidades ($\% > q'$).
4. Graficar en un papel de probabilidades log (K) vs $\% > q'$.
5. Interpolarse una línea recta a través de los puntos y leer los valores de permeabilidad correspondientes a 84,1% y 50%.

⁸⁵ *Ibíd.*, p.16-17.

6. Calcular el coeficiente de Variación de la permeabilidad V mediante la ecuación 16.

2.9.1.2 Coeficiente de Lorenz. El coeficiente de Lorenz fue introducido en 1950 por Schmalz y Rahme. Este describe el grado de heterogeneidad dentro de una sección de arena neta petrolífera, el cual se obtiene a través del cálculo aplicado al gráfico de distribución de capacidad de flujo. Su valor, al igual que el coeficiente de Dykstra-Parsons, varía entre cero para permeabilidad homogénea y uno para sistemas con permeabilidad altamente heterogénea⁸⁶.

Para el cálculo del coeficiente de Lorenz se deben seguir la siguiente metodología⁸⁷:

1. Ordenar los valores de permeabilidad de forma decreciente.
2. Calcular la capacidad de permeabilidad acumulada, como la sumatoria entre el producto del espesor y la permeabilidad (Σkh); y la capacidad de volumen acumulado ($\Sigma \phi h$).
3. Normalizar las capacidades acumuladas para lograr que tengan valores entre 0 y 1.
4. Graficar capacidad de permeabilidad acumulada vs capacidad de volumen acumulado, ambas normalizadas, en una escala cartesiana.
5. Determinar el área bajo la curva de los datos y la diagonal del gráfico capacidad acumulativa de almacenamiento vs capacidad acumulativa de flujo A, y determinar el área debajo de la diagonal B, el valor del coeficiente Lorenz viene dado por la ecuación 17.

Ecuación 17. Determinación del coeficiente de Lorenz.

$$L_c = \frac{A}{B}$$

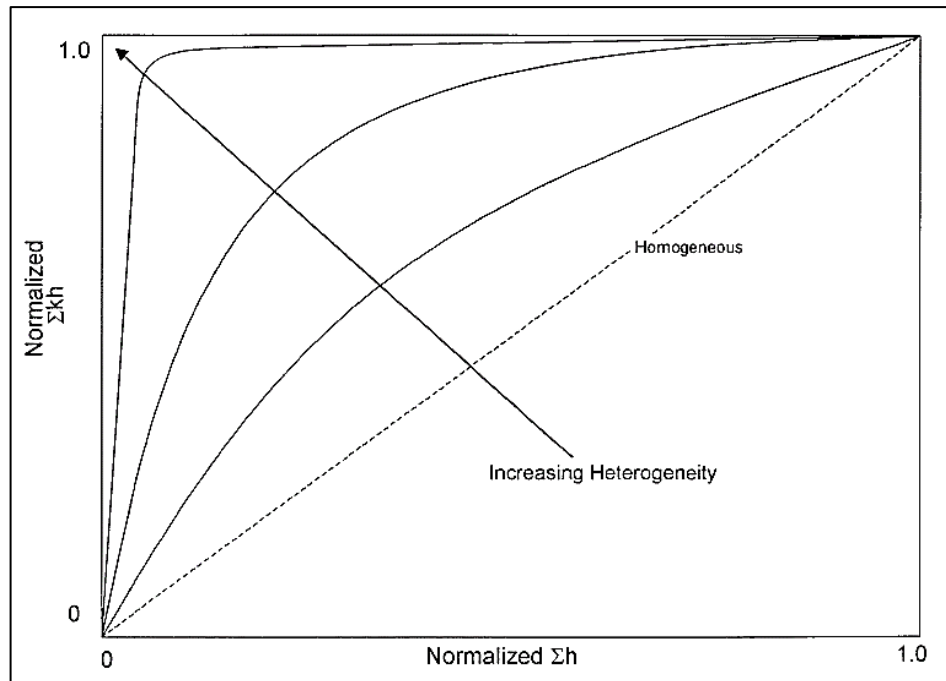
Fuente: MARTINEZ C., Manuel O. Elaboración de un algoritmo para generar mapas de heterogeneidad a partir de datos petrofísicos de un yacimiento. Trabajo de grado Ingeniero Geofísico. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela, 2013. p. 17.

La figura 9. es un ejemplo del gráfico que se obtiene al comparar la permeabilidad acumulada vs la capacidad de volumen acumulado.

⁸⁶ Ibíd., p.17.

⁸⁷ Ibíd., p.18.

Figura 9. Distribución de la capacidad de flujo.



Fuente: AHMED, Tarek. Fundamentals of rock properties. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 263.

Como se puede observar en la figura, si el yacimiento es homogéneo este tenderá a tener el comportamiento de una línea recta con pendiente de 1. Entre más alejado esté el comportamiento de esta referencia, más heterogéneo es el sistema, reflejado gráficamente como un aumento en la concavidad de la curva.

En 1961 Warren y Price propusieron una relación de la variación de la permeabilidad V y el coeficiente Lorenz L_c ⁸⁸; esta relación puede ser expresada matemáticamente a través de las ecuaciones 18 y 19.

Ecuación 18. Coeficiente de Lorenz en términos de la variación de permeabilidad.

$$L_c = 0.0116356 + 0.339794 * V + 1.0664505 * V^2 - 0.3852407 * V^3$$

Fuente: AHMED, Tarek. Fundamentals of rock properties. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 269.

⁸⁸ AHMED, Tarek. Reservoir engineering handbook. 3ra ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 263.

Ecuación 19. Variación de permeabilidad en términos del Coeficiente de Lorenz.

$$V = -5.05971 * 10^{-4} + 1.747525 * L_c - 1.46885 * L_c^2 + 0.701023 * L_c^3$$

Fuente: AHMED, Tarek. Fundamentals of rock properties. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 269.

Dónde,

V= Coeficiente de heterogeneidad de Dykstra Parsons.

Lc= Coeficiente de Lorenz.

3. TÉCNICAS DE RECOBRO QUÍMICO

3.1 INTRODUCCIÓN A LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

La inyección de polímeros, generalmente se utiliza justo después de la inyección de agua, es por esto que la saturación inicial de petróleo en el proceso de polímero, es igual a la saturación residual de petróleo luego de la inyección de agua. Este proceso consiste en agregar polímeros solubles en agua, a la salmuera o agua dulce que será inyectada en el yacimiento y así aumentar la viscosidad del fluido inyectado. El aumento en la viscosidad de la mezcla genera una reducción en la movilidad de agua y en la permeabilidad del agua. Esto conlleva a que incremente la eficiencia de barrido volumétrico, y, por lo tanto, el porcentaje de recuperación de petróleo.

Indudablemente, los polímeros más utilizados para este tipo de procesos de recobro actualmente son la poliacrilamida en su forma parcialmente hidrolizada (HPAM) y el biopolímero Xanthan o Xantano. Históricamente se ha preferido el uso de estos polímeros no solo por sus buenas propiedades para el proceso de recobro, sino que adicionalmente estos son fácilmente adquiribles a nivel industrial debido a que poseen otras aplicaciones en otras industrias. La poliacrilamida es comúnmente utilizada en el proceso de fabricación de papel o como reductor de floculación en otros procesos. Por su parte, el biopolímero Xanthan es empleado en la industria alimenticia como un espesante⁸⁹.

El origen de estos dos polímeros es completamente diferente debido a que el HPAM corresponde a la clase de los polímeros sintéticos, mientras el Xanthan como se mencionó anteriormente, es de origen biológico (biopolímero). Debido a esta diferencia, cada uno de estos posee propiedades físicas y químicas diferentes. Un ejemplo de esto es la estructura molecular de los mismos, ya que la HPAM se caracteriza por tener una estructura flexible similar a la forma de una bobina mientras que el Xanthan es una estructura rígida⁹⁰. Estas diferencias van a influir en el poder viscosificante de cada uno de los compuestos y, por ende, en su eficacia como método de recobro. El presente capítulo se enfocará en la descripción de la estructura molecular y química de los polímeros más comúnmente utilizados en la industria, así como generalidades de sus propiedades físicas y químicas más importantes y cómo actúan estas cuando están en solución con el agua o salmuera a inyectar.

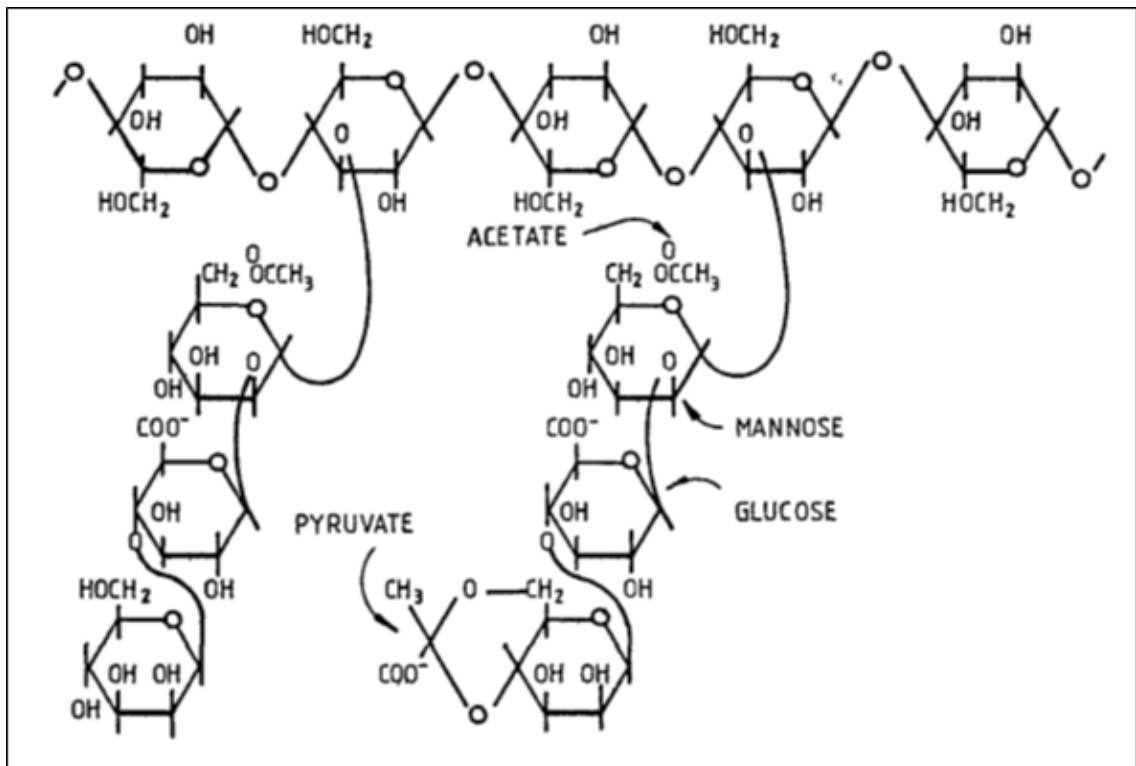
⁸⁹ SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 4.

⁹⁰ *Ibíd.*, p.7.

3.2 ESTRUCTURA DE LOS PRINCIPALES POLÍMEROS UTILIZADOS EN RECOBRO MEJORADO

3.2.1 Estructura del biopolímero Xanthan. Este biopolímero es producido por el microorganismo *Xanthomonas campestris*, organismo que posee gran variedad de razas, las cuales producen un tipo de Xanthan diferente cada una. Esto genera que haya diferencias entre las propiedades de cada uno y que la estructura molecular de los mismos se vea alterada⁹¹. La figura 10 muestra la estructura primaria de la molécula de Xanthan, la cual consiste en esencia en una cadena tipo celulosa de monómeros de glucosa con uniones de glicosídicas. Las cadenas secundarias se unen a cada segunda unidad de glucosa de la cadena principal. Estas cadenas secundarias cumplen un papel muy importante en la estructura del Xanthan. Estas cadenas están constituidas de la secuencia de trisacáridos manosa glucurónica y manosa ácida. En algunos casos se puede encontrar un grupo O-acetil o piruvato en las cadenas de manosa⁹².

Figura 10. Estructura de la molécula de Xanthan.



Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 8.

Los modelos más sencillos establecen que el polímero Xanthan posee una estructura de rama rígida, la cual describe su comportamiento y flujo observado en

⁹¹ Ibíd., p.7.

⁹² Ibíd., p.7.

el medio poroso⁹³. Los estudios de difracción de rayos X realizados por Moorhouse et al (1977) sugieren que el Xanthan tiene una estructura de hélice cuyas ramas se doblan a lo largo de la hélice principal, formando una micromolécula rígida similar a una rama⁹⁴. Esta estructura rígida es la responsable de que esta molécula sea bastante insensible a los cambios de temperatura, pH y salinidad con respecto a otros polímeros. La longitud de la molécula estimada por diferentes investigadores está en el rango de 0,6 a 1,5 μm , sin embargo, estudios posteriores realizados por Whitcombe and Macosko (1978) sugieren que esta longitud es, de hecho, la longitud del Xanthan en solución y no la longitud molecular, la cual se estimó entre 2 y 10 μm según los autores.

Ha existido cierta controversia entre múltiples autores sobre si la cadena principal de la molécula de Xanthan es un solo filamento o es una estructura de doble filamento. No se tiene aún la certeza de cómo está conformada esta molécula debido a que puede ser que esta sea un solo filamento asociado a una estructura secundaria en forma de hélice que le otorga rigidez o si son dos filamentos que se unen a manera de una hélice. El consenso asumido es que la molécula de Xanthan puede estar tanto como un solo filamento como en dos. Los estudios llevados a cabo por Milas y Rinaudo (1984) describen las condiciones en las que la molécula es un solo filamento o dos en función de la salinidad. Sus estudios mostraron que a salinidades de 10^{-4} M NaCl la estructura del Xanthan es de doble hélice; a salinidades bajas (10^{-5} M NaCl) esta estructura doble se disocia en una estructura unitaria⁹⁵.

En cuanto a la temperatura, se asume que el polímero siempre tendrá una estructura de doble hélice y retendrá la misma durante la inyección al yacimiento siempre y cuando la temperatura a la que este el Xanthan sea menor a 85°C (Temperatura estable)⁹⁶.

3.2.1.1 Peso molecular y distribución del peso molecular del Xanthan. Se han reportado un gran rango de pesos moleculares (M_w) para el biopolímero Xanthan, variando entre 2 a 50×10^6 . La mayoría de los Xanthan comercialmente utilizados en procesos de recuperación mejorada de petróleo se encuentran en la parte baja de este rango, oscilando generalmente entre valores de 1 a 3×10^6 . Utilizar polímeros con un peso molecular superior no conlleva ninguna ventaja adicional; de hecho, pesos moleculares muy grandes pueden conllevar una mayor agregación de las moléculas y por ende generar problemas de retención del polímero en la formación y taponamientos⁹⁷.

⁹³ Ibíd., p.9.

⁹⁴ Ibíd., p.9.

⁹⁵ Ibíd., p.14.

⁹⁶ Ibíd., p.14.

⁹⁷ Ibíd., p.14.

A continuación, se muestra un breve resumen de los resultados de las investigaciones realizadas por varios autores acerca del peso molecular del Xanthan⁹⁸:

- Dintzis et al (1970) encontró que dos muestras de Xanthan poseían pesos moleculares de 11 y 50 x 10⁶ M.
- Holzwarth y Prestridge (1977) estimaron el peso molecular de una molécula de Xanthan nativo mediante microscopía electrónica con un valor de 20 x 10⁶ M.
- Whitcome y Macosko (1978) estimaron el peso de la molécula de Xanthan con un valor promedio de 7,6 x 10⁶ M. El método utilizado para la determinación de este valor correspondió fue mediante sedimentación y uso de un trazador fluorescente.
- Holzwarth (1985) utilizó la técnica de banda de sedimentación en diferentes Xanthanos y encontró que el peso molecular de estos oscila entre 4 a 12 x 10⁶ M.
- Lange (1988) utilizó la técnica de dispersión de luz láser de bajo ángulo en una serie de Xanthanos diferentes, encontrado que los pesos moleculares de estos variaron entre 4,1 a 12,2 x 10⁶ M.

En cuanto a la distribución de peso molecular o MWD por sus siglas en inglés, la mayoría de los valores reportados oscilan entre 1,4 y 2,8⁹⁹. El índice que indica la distribución de peso molecular es llamado índice de polidispersión y corresponde al cociente entre el peso molecular promedio por peso sobre el peso molecular promedio por número, tal como muestra la ecuación 20.

Ecuación 20. Índice de polidispersión.

$$\text{Índice de Polidispersión} = \frac{M_w(M)}{M_n(M)}$$

Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 14.

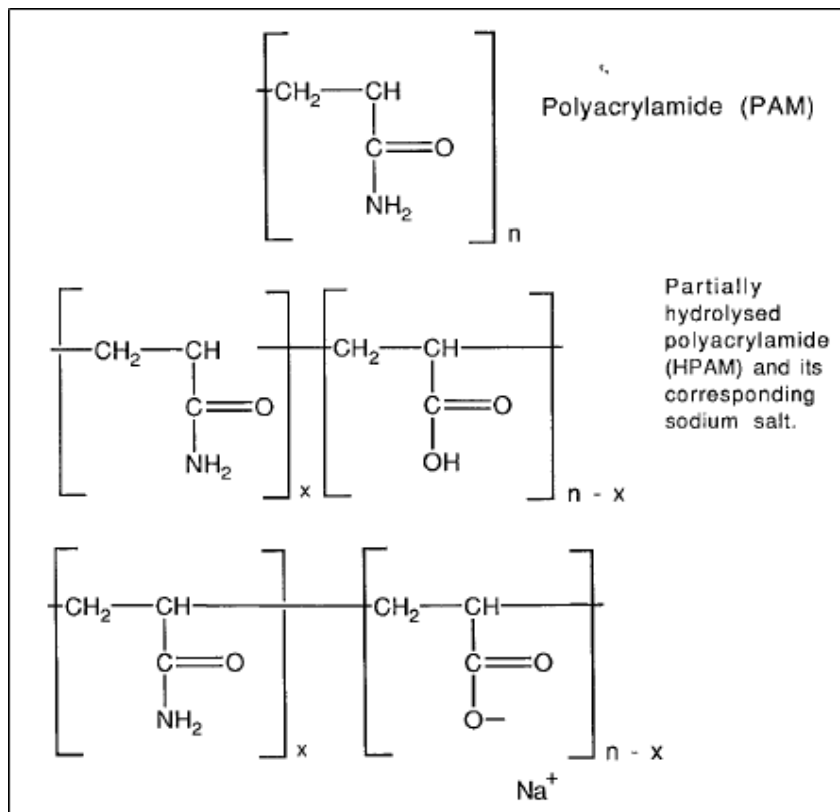
⁹⁸Ibíd., p.14.

⁹⁹ Ibíd., p.14.

3.2.2 Estructura de la Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (HPAM). La poliacrilamida en su forma parcialmente hidrolizada o HPAM ha sido empleada en los procesos de recobro de petróleo en mayor medida que el biopolímero Xanthan. Los estudios pioneros sobre el uso de este polímero como agente de control de movilidad en las operaciones de inyección de agua fueron llevados a cabo por Pye (1964), Sandiford (1964), Mungan (1966) y Gogarty (1967)¹⁰⁰.

La HPAM es un polímero sintético con estructura de cadena recta conformada por monómeros de acrilamida, algunos de los cuales han sido hidrolizados, tal como se observa en la figura 11. El grado de hidrólisis es de vital importancia para algunas propiedades físicas del polímero tales como la adsorción, la estabilidad a los esfuerzos de corte y estabilidad térmica. A pesar de que comercialmente se indica el grado de hidrólisis del polímero, se sabe que a temperaturas elevadas la hidrólisis de la amida va a continuar¹⁰¹.

Figura 11. Estructura molecular de la poliacrilamida (PAM) y la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM).



Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 20.

¹⁰⁰ *Ibíd.*, p.19.

¹⁰¹ *Ibíd.*, p.19.

La molécula de HPAM es una estructura flexible con forma de cadena o también llamada bobina aleatoria en la química de los polímeros¹⁰². La estructura principal de la HPAM no posee estructuras secundarias permanentes como en el Xanthan, razón por la cual es menos rígida que esta. Ambos polímeros mencionados son polielectrolitos, por lo que interactúan con bastante fuerza con los iones cuando están en solución. Sin embargo, debido al comportamiento menos rígido de la HPAM, esta es más susceptible a la fuerza iónica del solvente acuoso y sus propiedades son más sensibles a la salinidad/dureza del solvente comparado con el Xanthan¹⁰³.

3.2.2.1 Peso molecular y distribución del peso molecular de la Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada. Con las técnicas de manufactura actuales para la poliacrilamida, se pueden obtener especies de esta de muy altos pesos moleculares, así como otras de bajo peso. Este polímero tiende a tener un rango más amplio de pesos y de polidispersión que el Xanthan. Hay menos estudios en cuanto a la distribución del peso molecular de la poliacrilamida comparado con el Xanthan¹⁰⁴. Algunos de los estudios realizados se resumen a continuación:

- Langhorst et al (1986) utilizó una combinación de cromatografía dinámica y difracción de luz láser de bajo ángulo (LALLS) a fin de medir la distribución de peso molecular de las PAM y HPAM. Los resultados obtenidos mostraron que las poliacrilamidas generalmente utilizadas en los procesos de recobro poseen pesos moleculares de 9×10^6 y valores de pesos tan grandes como $50-60 \times 10^6$ M.
- Holzwarth et al (1988) utilizó una combinación de sedimentación de banda y difracción de luz láser de bajo ángulo (LALLS) a fin de examinar la distribución de peso molecular. Los resultados mostraron pesos moleculares tan altos como 40×10^6 M e índices de polidispersión entre 1,6 a 2,5.

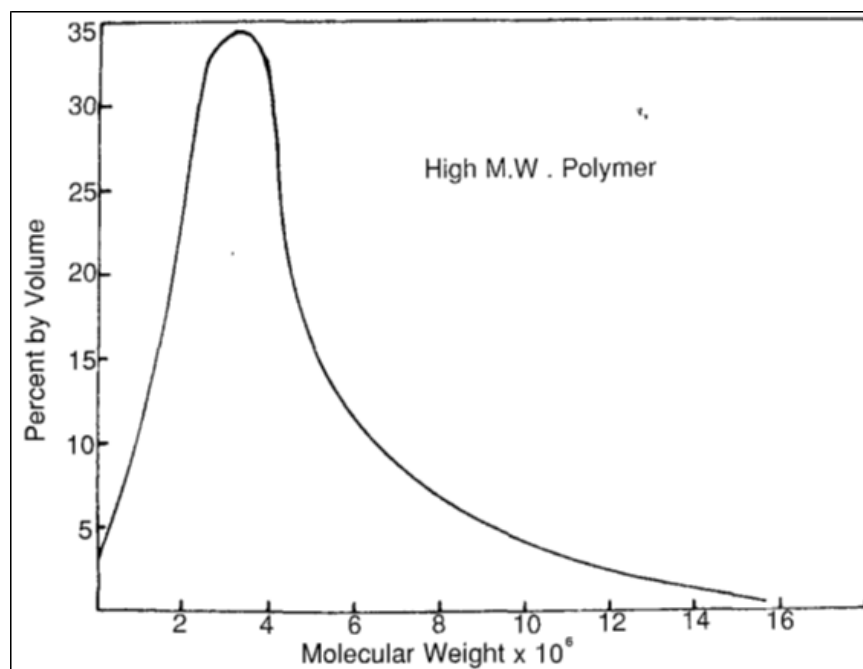
Estos estudios ayudaron a complementar la información que se tenía sobre la poliacrilamida anteriormente. En la década de los sesenta varios investigadores utilizaron microscopía de alta resolución a fin de conocer la configuración molecular, peso y distribución de la PAM. Herr y Routson derivaron la primera distribución molecular para la HPAM que fue utilizada por mucho tiempo en la literatura petrolera, distribución que se puede observar en la figura 12 y que luego fue complementada por los autores previamente nombrados.

¹⁰² *Ibíd.*, p.21.

¹⁰³ *Ibíd.*, p.21.

¹⁰⁴ *Ibíd.*, p.21.

Figura 12. Distribución Molecular del HPAM derivada de la microscopía de electrones por Herr y Routson (1974).



Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 24.

Las poliacrilamidas comercialmente utilizadas para los procesos de recuperación de petróleo poseen un rango de pesos moleculares entre 2 a 20 x 10⁶ M, aunque pueden tener valores mayores. Tanto el peso como el índice de polidispersión de la HPAM son mayores a los que se pueden encontrar en el biopolímero Xanthan, lo cual se puede esperar debido a que el proceso de fermentación llevado a cabo por los microorganismos en la producción del Xanthan es más específico que se pueda llevar a cabo en una reacción sintética de polimerización¹⁰⁵.

3.2.3 Manufactura. Los procesos de fabricación de los dos polímeros más utilizados en los procesos de recuperación de petróleo son bastante diferentes, debido a su origen. Las poliacrilamidas son sintetizadas en reactores industriales mientras que los biopolímeros son producidos en fermentadores industriales.

La presentación comercial de los polímeros utilizados en la industria ha variado ampliamente a lo largo de los últimos 60 años. Desde los inicios del uso de la poliacrilamida en la década de 1960 hasta inicios de los 1970's los polímeros solo estaban disponibles a manera de polvo. A mediados de la década de 1970's, cuando ya se inició el uso del Xanthan en campo, tanto los biopolímeros como los sintéticos estaban disponibles como líquidos concentrados. Los polisacáridos estaban disponibles como caldos y las poliacrilamidas sintéticas como geles y

¹⁰⁵ *Ibíd.*, p.24.

soluciones. Ya para inicios de la década de 1980 se contaba con xanthanos en caldos refinados, los cuales contenían 12% a 17% de material activo y polímeros sintéticos solubles en agua a manera de emulsiones. Las emulsiones y caldos son mucho más convenientes que los polímeros en polvo a la hora de disolverse en las salmueras debido a que el polvo está completamente seco y tarda más en unirse con la salmuera¹⁰⁶. Hasta el día de hoy estas tecnologías continúan siendo las principales, aunque con mejoras considerables, teniendo emulsiones de mejor calidad y caldos con concentraciones de material activo mayores (>20%).

3.2.3.1 Producción del Biopolímero Xanthan. Los biopolímeros son producidos a una escala de 10000 toneladas por año aproximadamente por unos productores en el Reino Unido, Europa y los Estados Unidos. El Xanthan es producido mediante un proceso de fermentación industrial como se mencionó anteriormente utilizando ciertos materiales de alimentación como el almidón de maíz como material de partida del que las *Xanthomonas Campestris* producirán el biopolímero. Incluso en los procesos tempranos de conversión de almidón a Xanthan la eficiencia del proceso era del 68%¹⁰⁷.

El Xanthan se forma como un polisacárido exocelular, es decir, que su formación es fuera de las células. Durante la formación de este, el cultivo dentro del fermentador se vuelve altamente viscoso y se requiere una cantidad considerable de energía a fin de airear y mezclar el cultivo. Esta es una de las principales razones por las que el costo del Xanthan sea relativamente alto. Comercialmente se puede encontrar este biopolímero tanto en caldos como en polvos secados por pulverización. Los polvos son mucho más económicos y fáciles de transportar que los caldos, pero son más difíciles de disolver que los caldos, por lo que en las operaciones de recobro mejorado se ha optado por usar los caldos.

Un problema muy común asociado al xanthan en ambas presentaciones es la existencia de detritos celulares y microgeles no deseados durante el proceso de manufactura que pueden ocasionar taponamientos o poca inyectividad en los procesos de recobro. A fin de mitigar este tipo de problemas, se han creado algunas patentes sobre tratamientos enzimáticos industriales con el objetivo de reducir la generación de estos microgeles. Un ejemplo de esto es el estudio de Kohler et al en 1983, el cual demostró la reducción de la aparición de microgeles tratando varias soluciones de Xanthan con enzimas polisacáridas. Posteriormente en 1985 este mismo autor descubrió que la inyectividad y flujo del xanthan mejoró al adicionarle celulosa y enzimas alcalinas, sobre todo en salmueras fuertes. Se han sugerido otros tratamientos con soda cáustica, por ejemplo, para el mejoramiento de la calidad del xanthan. El uso de las enzimas comerciales para mejorar la calidad del

¹⁰⁶ *Ibíd.*, p.24.

¹⁰⁷ *Ibíd.*, p.28.

xanthan en procesos de recuperación mejorada fueron agrupados en un trabajo realizado por Schroder (1985)¹⁰⁸.

3.2.3.2 Producción de la Poliacrilamida. La poliacrilamida y un gran número de otros polímeros han sido usados en muchas partes de la industria del petróleo en procesos de inhibición de incrustación y en fluidos de perforación.

Existen tres enfoques químicos que se pueden utilizar para sintetizar la HPAM. El primero comprende la polimerización directa de radicales libres para producir poliacrilamida, seguido por la hidrólisis ácido o base de algunos de los grupos amida a través del PAM, para producir así su forma parcialmente hidrolizada (HPAM)¹⁰⁹.

El segundo método consiste en co-polimerizar porciones elegidas de acrilamida y ácido acrílico directamente y la última ruta química comprende la polimerización de ácido acrílico para generar ácido poliacrílico (PAA), seguido por la aminólisis del PAA¹¹⁰. A pesar de que existen tres métodos, el proceso comercial usualmente utiliza los dos primeros.

En adición al procedimiento químico para producir HPAM's, existen diferentes fases en las cuales el proceso de polimerización puede ser llevado a cabo, como la polimerización en solución acuosa, la polimerización en fase dispersa, la polimerización en solución de solvente mezclada, entre otros.

3.2.4 Nuevos Polímeros con posible aplicación en la industria. Las propiedades de los polímeros disponibles actualmente como la poliacrilamida y Xanthanos no funcionan en todas las condiciones de reservorios, por lo tanto, existe una necesidad por la investigación en dos áreas principalmente: Primero en reducir el costo de producción y aumentar la calidad del polímero y el segundo en desarrollar polímeros con propiedades mejoradas.

Las propiedades de polímero en que principalmente se busca la mejora, comprenden la estabilidad térmica y la estabilidad de corte del polímero, tolerancia de la dureza, control de los niveles de adsorción y solubilización y en las propiedades de inyektividad. Actualmente existe la posibilidad de alterar alguna de estas propiedades en Xanthanos y Poliacrilamidas, por ejemplo, se alteran en reservorios de alta salinidad o de alta temperatura, sin embargo, siguen siendo sensibles a la degradación mecánica, a la dureza y a la precipitación de estos en salmueras incluso a temperaturas moderadas.

Un acercamiento a la formulación de un nuevo polímero sintético para el proceso de recuperación de petróleo, fue desarrollo por Stahl en 1988¹¹¹, quien estudió un

¹⁰⁸ *Ibíd.*, p.29.

¹⁰⁹ *Ibíd.*, p.30.

¹¹⁰ *Ibíd.*, p.30-31.

¹¹¹ *Ibíd.*, p.34.

amplio rango de polímeros resistentes a alta temperatura y salinidad, encontrando que los co-polímeros de N-vinil-2-Pirrolidona (NVP) y la acrilamida no precipitan a altas temperaturas.

Otro programa extensivo de investigación fue desarrollado por McCormick, Hester y trabajadores de la universidad del sur de Mississippi, quienes encontraron que el volumen hidrodinámico era la propiedad más importante a analizar para controlar la concentración de polímero/viscosidad, el comportamiento reológico y la penetración en el espacio poroso.

Como se puede observar numerosas investigaciones se han enfocado en el desarrollo de polímeros con propiedades mejoradas, que permitan tener más mayores aplicaciones en el campo de recuperación de petróleo.

3.3 PROPIEDADES DE LAS SOLUCIONES DE POLÍMEROS

La propiedad que es de mayor interés en la inyección de polímeros es la viscosidad de la solución. Los polímeros son adicionados al agua o salmuera a fin de que estos incrementen la viscosidad del fluido y, por ende, mejoren la razón de movilidad. Esto conlleva a una mejora en la eficiencia de barrido areal y vertical. Se debe tener en cuenta que las soluciones poliméricas a diferencia del petróleo o el agua, son catalogados como fluidos no Newtonianos y debido a esto no exhiben una misma viscosidad a diferentes tasas de flujo, ya sea en laboratorio o en el medio poroso. El estudio de este tipo de fluidos no Newtonianos es conocido como *reología*, de la cual se hablará posteriormente. Cabe la pena resaltar que las propiedades reológicas medidas en laboratorio no serán las mismas que se presenten en el yacimiento, sin embargo, estas darán señales que ayudarán a predecir el comportamiento del fluido en el medio poroso.

3.3.1 Viscosidad. La viscosidad del fluido indica su resistencia al flujo, definida como la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. La tensión de cizallamiento (τ) entre dos láminas delgadas de un fluido está dada por la ecuación 21.

Ecuación 21.
Tensión de cizallamiento de un fluido.

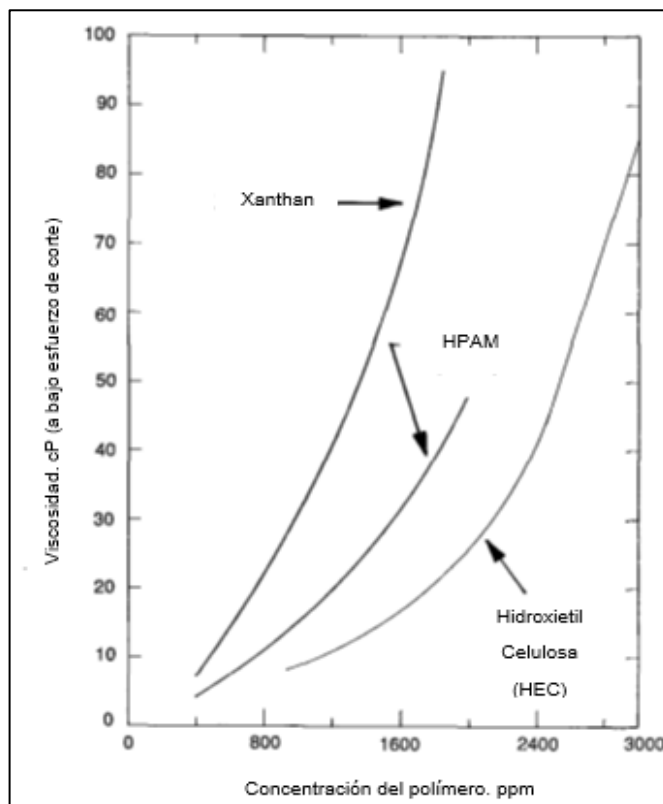
$$\tau = \frac{F}{A}$$

Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 38.

Donde τ corresponde a la tensión de cizallamiento, F, la fuerza y A, el área.

3.3.1.1 Viscosificación de Polímeros. Una interpretación física de cómo es que los polímeros viscosifican al solvente consta de la asunción de que estos generan una disipación de la energía cuando existe una interacción de las moléculas; esto se refiere a que las largas cadenas de polímero interactúan con las moléculas del solvente y ayudan a disipar la energía aplicada sobre el fluido. Esta disipación de energía es el resultado de los efectos de fricción entre las moléculas de la mezcla, por lo que, a mayores concentraciones de polímero, mayor interacción habrá y por ende mayor viscosidad, tal como muestra la figura 13.

Figura 13. Viscosidad vs concentración del polímero.



Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 42. Modificado por los autores.

Se puede notar en la gráfica que incluso a bajas concentraciones del polímero se llega a aumentar en gran medida la viscosidad del fluido. De esto se puede evidenciar que las largas cadenas poliméricas son mucho más efectivas para disipar energía que las pequeñas moléculas del solvente y por ende la presencia de estas genera un incremento en la viscosidad.

3.3.2 Peso molecular de los polímeros en solución. La viscosidad de un polímero en solución está relacionada al tamaño y la extensión de la molécula del polímero en la solución particular, las especies moleculares más grandes generalmente están asociadas a viscosidades de solución más altas¹¹².

El tamaño molecular del polímero influye en todas las propiedades relacionadas con la viscosidad del polímero en solución, por lo que este define la viscosidad relativa, la viscosidad específica, la viscosidad reducida, la viscosidad intrínseca y la viscosidad inherente. En la tabla 5 se definen las relaciones asociadas con la viscosidad de la solución.

Tabla 5. Definición de las relaciones asociadas con la viscosidad de la solución.

Quantity	Symbol/definition	Units		
		Field	cgs	SI
Newtonian fluid viscosity	μ	cP (centipoise)	P (poise)	Pa s (Pascal second) ¹
Polymer solution viscosity	η η_0 at very low shear η_∞ limiting value at high shear	cP	P	Pa s
Solvent viscosity	η_s	cP	P	Pa s
Relative viscosity	$\eta_r = \frac{\eta}{\eta_s}$		Dimensionless	
Specific viscosity	$\eta_{sp} = \eta_r - 1$		Dimensionless	
Reduced viscosity	$\eta_R = \frac{\eta_{sp}}{C}$ $C = \text{polymer concentration}$	cm ³ /g	dm ³ /g	m ³ /kg
Inherent viscosity	$\eta_I = \frac{\ln \eta_r}{C}$	cm ³ /g	dm ³ /g	m ³ /kg
Intrinsic viscosity	$[\eta] = \lim_{c \rightarrow \infty} \eta_R$ or $[\eta] = \lim_{c \rightarrow 0} \eta_I$ $[\eta]_0$ at low shear rate	cm ³ /g	dm ³ /g	m ³ /kg

Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 44.

En la formulación de Huggings en 1942¹¹³, la relación entre la viscosidad específica y la concentración en soluciones de concentración baja puede ser definida por la ecuación 22.

¹¹² *Ibíd.*, p.43.

¹¹³ *Ibíd.*, p.44

Ecuación 22. Relación entre la viscosidad específica y la concentración.

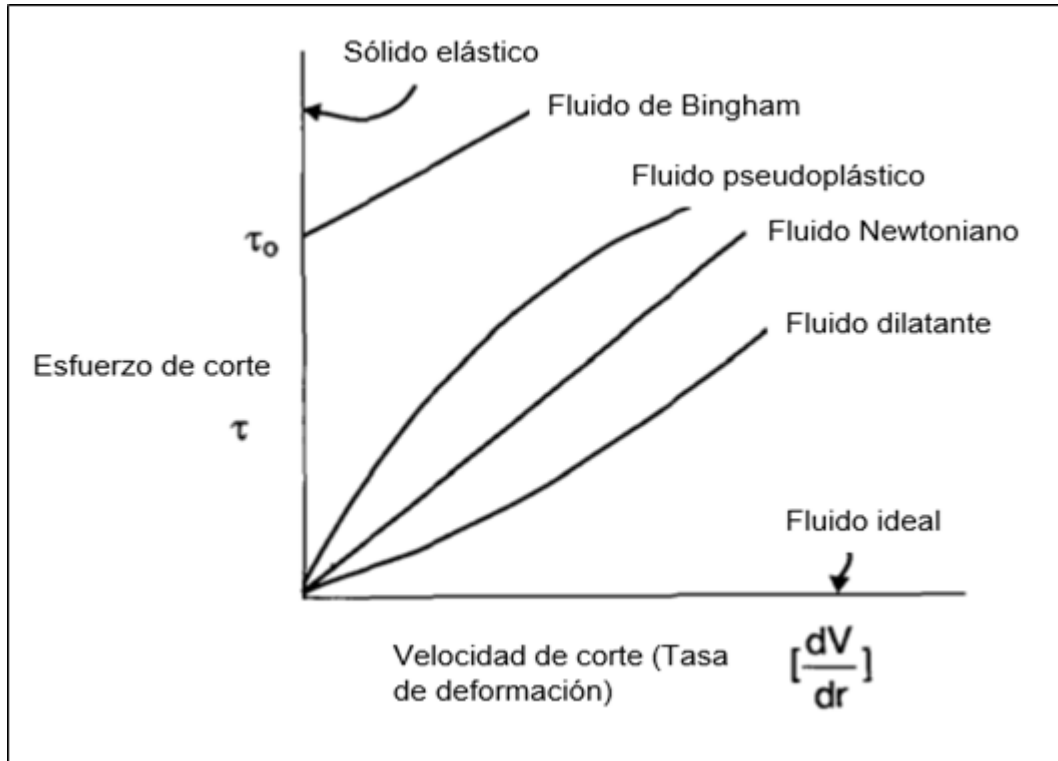
$$\frac{n_{sp}}{c} = [\eta] + K' [\eta]^2 c$$

Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 44.

Donde k' es la constante de Huggins, la cual para muchos polímeros en buenos solventes tiene un valor de 0,4, c , la concentración del polímero, n_{sp} , la viscosidad específica y η la viscosidad del polímero en solución.

3.3.3 Reología de los polímeros comúnmente utilizados. Como se mencionó anteriormente, la viscosidad de un fluido puede ser dependiente o independiente de la velocidad de corte. La figura 14 muestra las diferentes relaciones entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte que se pueden tener.

Figura 14. Diferentes tipos de comportamientos entre esfuerzo de corte y velocidad de corte encontrados en los fluidos poliméricos.



Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 52. Modificado por los autores.

El caso en la figura donde la pendiente es constante corresponde a un fluido Newtoniano, en la cual se observa que entre más empinada es la línea, más viscoso será el fluido. A continuación, se explican los diferentes comportamientos entre esfuerzo de corte y velocidad de corte más comunes:

- Modelo de Flujo Plástico de Bingham: este modelo ha sido usado más frecuentemente para describir las características de flujo de los fluidos de perforación. Éste es uno de los más antiguos modelos reológicos que son usados actualmente. Este describe un fluido en el cual se requiere una fuerza finita para iniciar el flujo (punto cedente) y que luego demuestra una viscosidad constante cuando la velocidad de corte aumenta (viscosidad plástica)¹¹⁴.
- Modelo de fluido pseudoplástico: son aquellos fluidos que disminuyen su viscosidad al aumentar la velocidad de deformación aplicada. La gran mayoría de las soluciones poliméricas son de naturaleza pseudoplástica; esto aplica tanto para el xanthan como para la poliacrilamida¹¹⁵.
- Modelo de fluido dilatante: son aquellos fluidos que aumentan su viscosidad al aumentar la velocidad de deformación aplicada. Este tipo de modelo no es muy común de ver en las mezclas poliméricas homogéneas. se asocia más a los lodos y lechadas de cemento¹¹⁶.

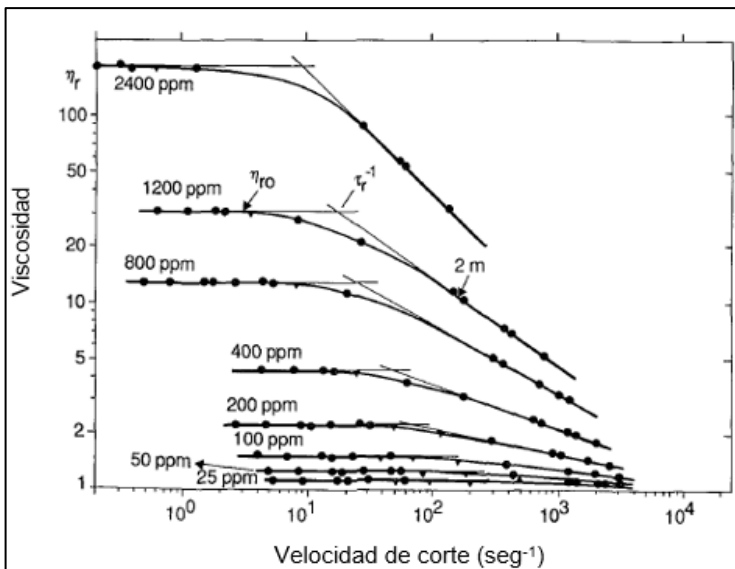
Las soluciones diluidas utilizadas para el recobro mejorado de petróleo son generalmente pseudoplásticas como se mencionó previamente. Una manera de graficar este comportamiento reológico es comparando viscosidad contra velocidad de corte. Las figuras 15 y 16. muestran las gráficas típicas de viscosidad vs velocidad de corte tanto para el Xanthan como para la poliacrilamida.

¹¹⁴ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. Dallas. 2014. p 183.

¹¹⁵ SORBIE, Kenneth. Op., Cit., p. 53.

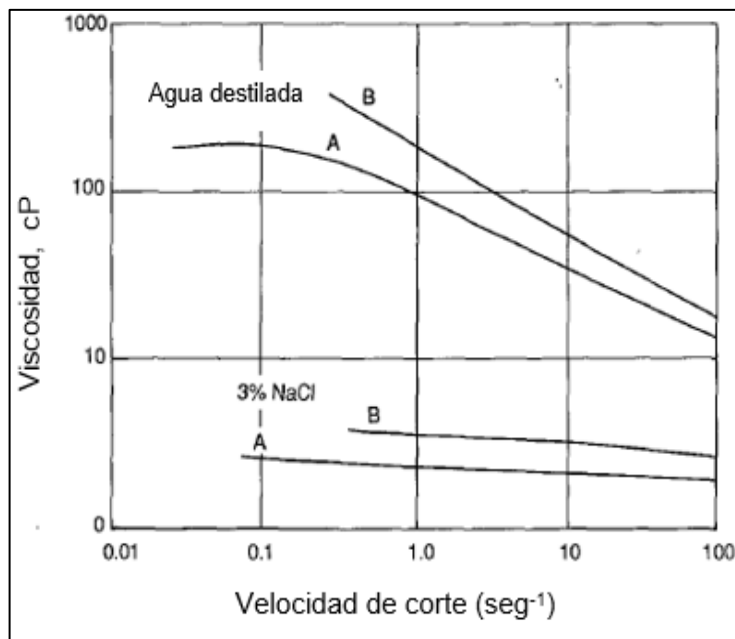
¹¹⁶ *Ibid.*, p. 53.

Figura 15. Comportamiento de la viscosidad de baja velocidad de corte vs velocidad de corte para un rango de concentraciones de Xanthan, salinidad de 5 g/l de NaCl, pH 7 y temperatura de 30°C.



Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 53. Modificado por los autores.

Figura 16. Comportamiento de la viscosidad vs velocidad de corte para una solución de HPAM mostrando los efectos de la salinidad y peso molecular. Peso molecular de A= 3×10^6 y B= 5.5×10^6 .



Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 54. Modificado por los autores.

Las soluciones diluidas de estos polímeros tienden a tener un comportamiento Newtoniano a bajas velocidades de corte, seguidas por una región donde la viscosidad del fluido disminuye, tal como se observa en la figura 15. A mayores velocidades de corte (no observable en la figura), se tiende a tener una segunda meseta, es decir, la viscosidad vuelve a tender a estabilizarse, con un valor levemente superior al del solvente.

3.3.3.1 Modelos para el medio poroso. La descripción del medio poroso se ha caracterizado por tener modelos muy generales como otros mucho más complejos, los cuales tienen en cuenta mayor cantidad de parámetros. Los modelos simples han sido de gran utilidad para describir el flujo en el medio poroso. Un ejemplo de este tipo de modelos ha sido la ley de Darcy para la tasa de flujo/caída de una sola fase de fluido. Este tipo de modelos son denominados Fenomenológicos según Dullien (1979)¹¹⁷. La falencia de este tipo de modelos recae en su imposibilidad para describir el comportamiento del fluido a nivel microscópico, en donde se recomienda ampliamente el uso de microscopía electrónica.

La descripción microscópica para modelar el medio poroso puede abrir camino a la generación de modelos matemáticos que sean ideales para aplicarlos en otros casos similares, por lo cual es muy importante llevarla a cabo. A nivel de laboratorio es muy común utilizar paquetes de gravas o arena que simulan un núcleo de roca a fin de conocer sus propiedades y un posible comportamiento del polímero en el medio poroso. Sorbie sugiere que este análisis es bastante bueno a la hora de conocer el comportamiento general del proceso de recuperación, sin embargo, si se quiere llegar a conocer aspectos más específicos tales como la adsorción de polímero, entre otros, se recomienda usar núcleos de roca del yacimiento y simular las mismas condiciones¹¹⁸.

A continuación, se mencionan los principales modelos para el medio poroso.

- **Flujo darciano en el medio poroso y “viscosidad aparente”.** En este modelo la permeabilidad de la roca indica una medida en bruto del flujo seccional efectivo a través de la roca. Para un fluido no-Newtoniano, esta ley ayuda a definir la viscosidad aparente in situ del fluido, tal como se puede observar en la ecuación 23.

¹¹⁷ *Ibíd.* p.165.

¹¹⁸ *Ibíd.*, p.166.

Ecuación 23. Viscosidad aparente a partir de la ley de Darcy para fluidos no Newtonianos.

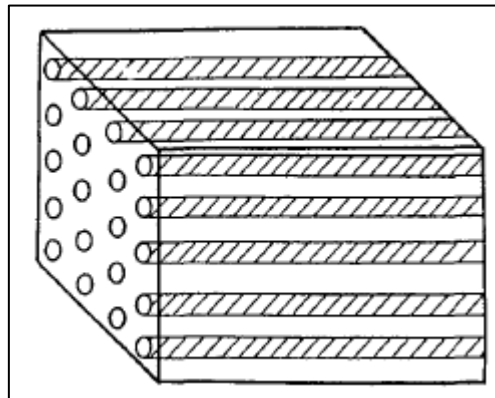
$$\eta_{app} = \frac{kA\Delta P}{QL}$$

Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 168.

En esta ecuación cabe resaltar que ΔP no es una función lineal del Caudal, Q . Adicionalmente se debe tener en cuenta que la retención del polímero en el medio poroso puede llevar a un valor de permeabilidad menor, lo cual afectará directamente el valor de viscosidad aparente.

- **Modelos de paquetes capilares.** Existen varios de estos modelos teóricos, en los cuales se asumen diferentes condiciones a fin de tratar de describir el medio poroso. El modelo más sencillo que se puede asumir es aquel en el que el medio poroso es similar a una serie de paquetes capilares de radios uniformes, tal como se observa en la figura 17.

Figura 17. Modelo capilar recto.



Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 170.

Este modelo presenta una gran desventaja debido a que la permeabilidad está dada en una sola dirección, mientras que muchas rocas y minerales muestran un comportamiento anisotrópico.

Otro aspecto negativo de este modelo radica en que, al ser todos los capilares paralelos, no puede haber flujo ortogonal a los capilares. A partir de esto se modificó este modelo poniendo un tercio de los capilares en cada una de las tres dimensiones espaciales. Debido a esta modificación la permeabilidad se reducirá en un factor de 3, tal como se observa en la ecuación 24.

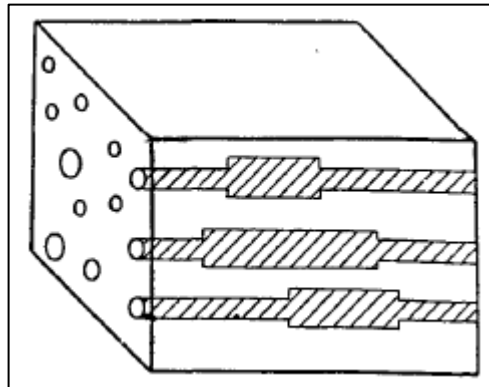
Ecuación 24. Permeabilidad en función de la porosidad y el radio modificado para flujo en tres dimensiones.

$$k = \frac{\phi R^2}{24}$$

Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 170.

Finalmente, también se procede a modificar este modelo para que tenga en cuenta la distribución del tamaño de los poros, ya que como se había dicho anteriormente, la mayoría de rocas presenta gran variación en este aspecto y tenerlo en cuenta ayuda la investigación de eventos más complejos en el medio poroso. La figura 18 es un ejemplo de cómo puede variar el tamaño de los poros a lo largo de los capilares.

Figura 18. Modelo tipo serial.



Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 170.

Todas estas modificaciones conllevan a la ecuación 25. La cual resume todos los cambios realizados al modelo más simple.

Ecuación 25. Ecuación del modelo capilar.

$$k = \frac{\phi R^2}{24C}$$

Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 171.

El término C corresponde a una cantidad adimensional expresada en términos de los parámetros del modelo, que representa los efectos de las desviaciones de los capilares rectos. Esto está relacionado con la tortuosidad, T, que generalmente es

definida como la relación de la longitud real de la ruta a través del medio poroso de punto a punto a la longitud directa en el espacio entre los puntos¹¹⁹.

3.3.4 Termodinámica del fluido. La termodinámica involucrada en esos procesos es bastante extensa por lo cual solo se hará un breve resumen de la interacción entre el polímero y el solvente. Los estudios de Flory (1953) poseen la mayoría de procedimientos matemáticos que describen la termodinámica de los polímeros en soluciones, sin embargo, estas no son del todo aplicables para la industria debido a que están bajo condiciones de mezcla entre polímeros no iónicos y solventes no polares. De acuerdo a Flory la ecuación que describe el potencial químico entre la mezcla de polímero y solvente es la que se muestra en la ecuación 26.

Ecuación 26. Potencial químico de la solución solvente-polímero.

$$\Delta\mu_1 = RT[\ln(1 - \phi_2) + (1 - 1/x_N)\phi_2 + \chi\phi_2^2]$$

Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 75.

Donde

$\Delta\mu_1$: diferencia en el potencial químico de la solución por la presencia de una fracción de volumen de moléculas de polímeros.

ϕ_2 : fracción de volumen de moléculas de polímeros.

x_n : Grado de polimerización (cantidad de monómeros)

χ : parámetro de interacción.

El parámetro termodinámico de mayor importancia es X o parámetro de interacción debido a que da indicios de la estabilidad de la unión entre el polímero y el solvente. Si este está entre 0 y 1/2, la interacción entre el polímero y el solvente será fuerte y la cadena polimérica logrará alcanzar el máximo contacto solvente-polímero y una alta viscosidad. Si $X=1/2$ se dice que está en su estado θ y el polímero tiene las dimensiones teóricas de cuando no está interactuando con un solvente. Si X es mayor a 1/2, los contactos polímero-polímero van a predominar más que los contactos polímero-solvente y esto conlleva a que la solución tendrá una calidad "pobre" de baja viscosidad y posible precipitación del polímero (Esto sucede si X es muy grande) debido a la poca interacción entre el solvente y las cadenas poliméricas¹²⁰.

¹¹⁹ *Ibíd.*, p.171.

¹²⁰ *Ibíd.*, p.76.

3.4 ESTABILIDAD DEL POLÍMERO

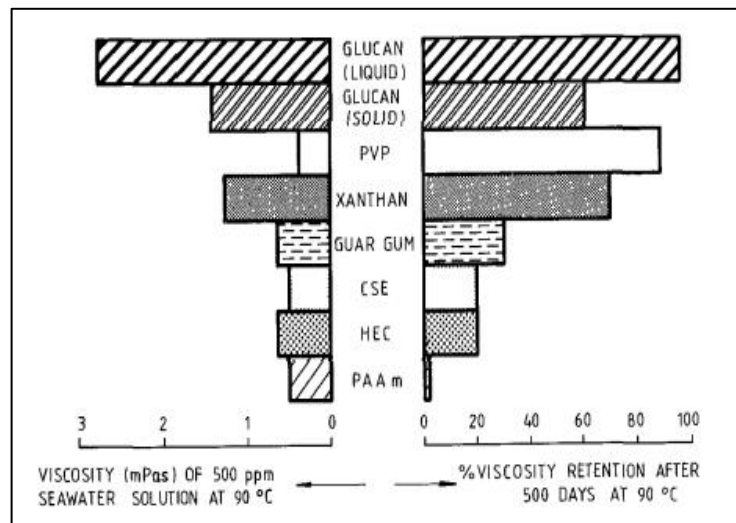
3.4.1 Generalidades. Cuando los polímeros son usados en operaciones de recuperación de petróleo, sus propiedades no se degradan rápidamente. La principal propiedad de interés en este aspecto es la viscosidad y para algunos polímeros la habilidad para reducir la permeabilidad de la formación reservorio. La degradación del polímero se refiere a cualquier proceso que rompe la estructura molecular de la macromolécula y en las aplicaciones en recuperación de petróleo se siguen tres métodos principales para la degradación¹²¹:

- Degradación química: Comprende la ruptura de las moléculas del polímero, ya sea por un ataque corto por contaminantes, aditivos u otros componentes presentes en los fluidos inyectados, como oxígeno, hierro, etc. o por ataques largos por hidrólisis la cual tiene una gran importancia en poliacrilamidas y Xantanos.
- Degradación mecánica: Describe el rompimiento de una molécula como resultado de un alto estrés mecánico. Por medio de esta degradación se rompen largas moléculas en fragmentos más pequeños y además se cambia la distribución del peso molecular del polímero.
- Degradación Biológica: Se refiere a una ruptura microbiana de las macromoléculas (Biopolímeros y sintéticos) por bacterias durante el almacenamiento antes de la inyección o en las zonas más frías del reservorio.

3.4.2 Estabilidad química para los polímeros en el recobro. En el estudio de la estabilidad química de los polímeros, existe una extensa literatura y múltiples investigaciones llevadas a cabo por diferentes autores. El estudio realizado por Davison y Mentzer en 1980, acerca de la estabilidad del polímero y de su comportamiento en salmueras es uno de los más importantes en la literatura de la industria. Ellos evaluaron más de 140 polímeros para determinar la viscosidad de retención y el flujo a través del medio poroso bajo altas temperaturas, alta salinidad y en algunos casos, condiciones de alta presión. En la figura 19 se puede apreciar los resultados obtenidos en algunos de los tipos de polímeros más importantes utilizados en el estudio.

¹²¹ *Ibíd.*, p.83.

Figura 19. Viscosidad de retención y viscosificantes de agua de mar de algunos tipos de polímero a 90°C.

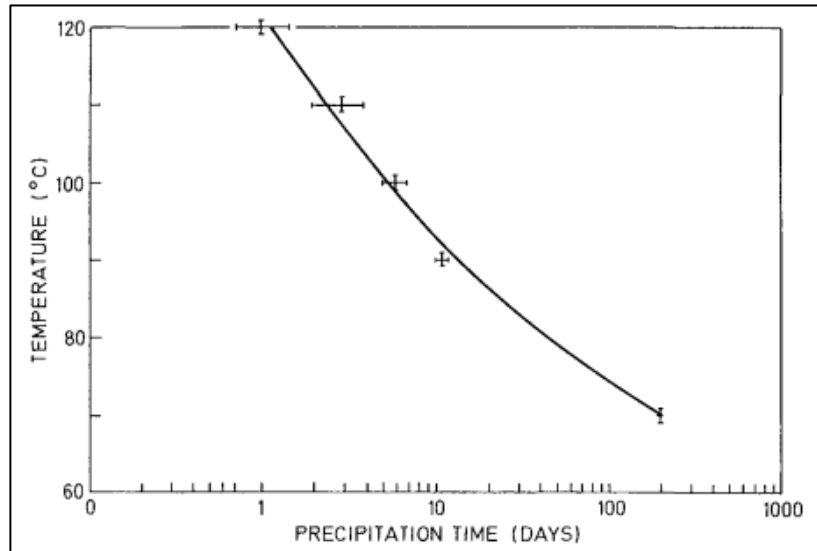


Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 88. Modificado por los autores.

Entre los polímeros estudiados se encuentran las poliacrilamidas (HPAM's) y Xanthan. Respecto al Xanthan, se encontró que tenía una estabilidad intermedia, puesto que su viscosidad era de 3 a 4 veces más grande que la de agua de mar después de 500 días a una temperatura de 90°C bajo condiciones anaeróbicas¹²². Por el contrario, las Poliacrilamidas tuvieron un comportamiento particularmente malo bajo estas condiciones, puesto que precipitan a los 60 días de iniciado el experimento, Davison y Mentzer encontraron que a medida que aumenta la temperatura, el tiempo de precipitación de HPAM decrece como se puede observar en la figura 20.

¹²² *Ibid.*, p.89.

Figura 20. Dependencia del tiempo de precipitación con la temperatura para una poliacrilamida parcialmente hidrolizada en agua de mar.



Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 89.

Otra investigación fue llevada a cabo por Ryles en 1983, en donde encontró que los límites de estabilidad de la poliacrilamida a temperaturas mayores de 70°C son deficientes, el uso de HPAM's no se recomienda a salmueras en las cuales la concentración de los iones de calcio sea menor de 200 ppm, debido a que la precipitación ocurre muy rápido¹²³.

Con respecto al Xanthan, descubrió que su degradación era independiente de los iones metálicos divalentes pero dependiente de la temperatura. Se encontró que el Xanthan era efectivo solo temperaturas mayores a 70°C y era totalmente degradado por encima de 50°C en un medio alcalino.

¹²³ *Ibid.*, p.90.

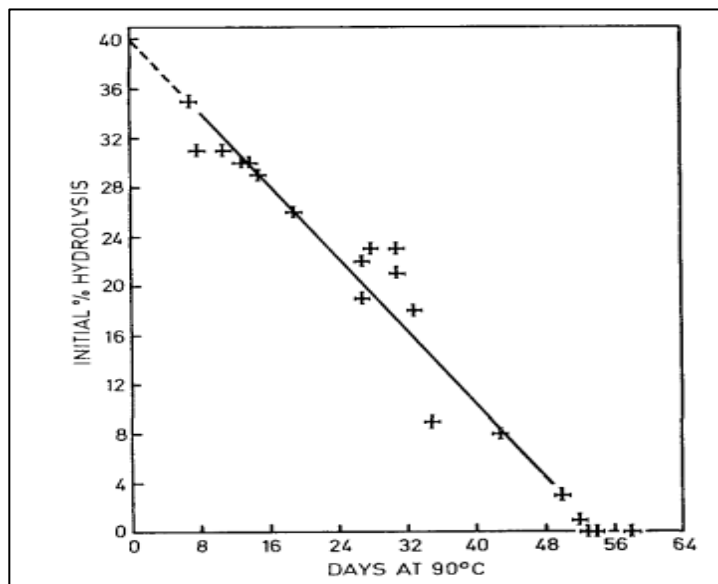
3.4.3 Mecanismos de degradación química de los polímeros. El estudio de mecanismos de degradación brinda indicadores útiles hacia las modificaciones moleculares que pueden mejorar la estabilidad de nuevos polímeros para aplicaciones de recuperación de petróleo. En esta sección se profundizará en los mecanismos de degradación para el Xanthan y la poliacrilamida parcialmente hidrolizada.

3.4.3.1 Mecanismos de degradación química para el Xanthan. En la literatura existen tres artículos importantes acerca de los mecanismos de degradación del Xanthan. Estos corresponden al realizado por Wellington en 1980, Ash (1983) y Seright y Henrici (1986). La investigación llevada a cabo por Wellington se enfoca principalmente en las reacciones óxido-reducción la cuales degradan los polímeros. Ambos polímeros, tanto como Xanthan y HPAM, son susceptibles al ataque de radicales libres, el cual conduce a la degradación de la macromolécula¹²⁴.

3.4.3.2 Mecanismos de degradación química para el HPAM. Según Davison y Mentzer, el HPAM se precipita cuando usan soluciones de agua de mar a en una temperatura de 90°C en un periodo de 14 días, sin embargo, las soluciones HPAM pueden ser estables en salmueras frescas bajo condiciones anaerobias por largos periodos de tiempo. Conforme a los resultados obtenidos en la investigación, los autores encontraron que el tiempo de precipitación del HPAM en agua de mar a 90°C depende del grado inicial hidrolizado del polímero, entre mayor sea este, menor va a ser el tiempo necesario para la precipitación, esto puede ser observado en la figura 21.

¹²⁴ *Ibid.*, p.107.

Figura 21. Dependencia del tiempo de precipitación con la temperatura para una poliacrilamida parcialmente hidrolizada en agua de mar.



Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 103.

En el estudio de la estabilidad de las poliacrilamidas en salmueras a altas temperaturas, se encuentran dos investigaciones importantes en la literatura, que corresponden a las llevadas a cabo por Moradi-Araghi y Doe en 1984, y por Zaitoun y Poitie en 1983.

Según Zaitoun y Poitie, quienes examinaron la precipitación de un gran número de poliacrilamidas en soluciones que contenían cloruro de calcio y cloruro de sodio, para concentraciones de cloruro de sodio por debajo de 35 g/l, la adición de cloruro de calcio causa la precipitación del polímero. A su vez, descubrieron que la precipitación es fuertemente afectada por el grado de hidrólisis del polímero¹²⁵, y por la temperatura a la que se encuentre el polímero.

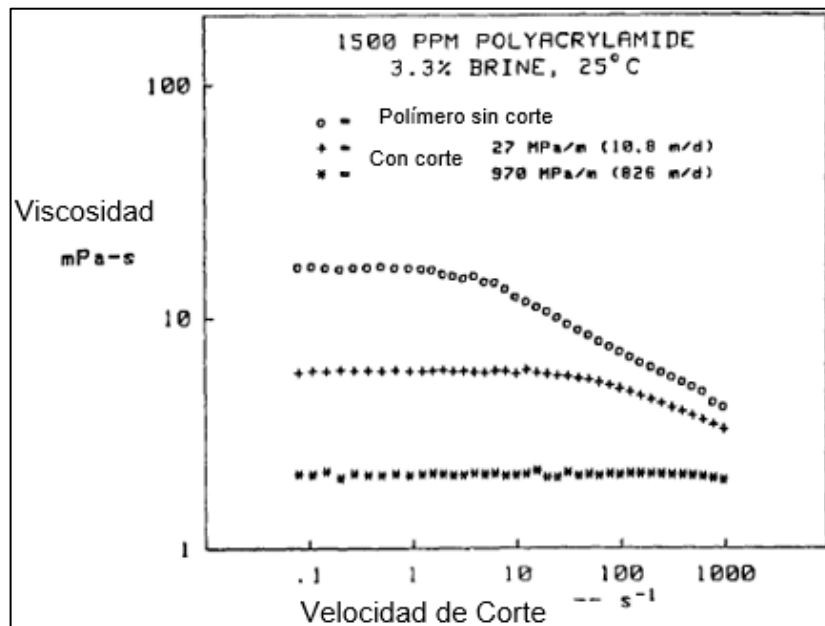
El trabajo de Moradi-Araghi, describe de una mejor forma el proceso experimentado por la poliacrilamida, cuando esta es inyectada en un reservorio de salmuera a elevadas temperaturas. El estudio demostró que la hidrólisis de las poliacrilamidas comerciales en un grado de equilibrio depende de la temperatura, pero era independiente de la composición de la salmuera¹²⁶.

¹²⁵ *Ibíd.*, p.104.

¹²⁶ *Ibíd.*, p.107.

3.4.4 Estabilidad mecánica. La estabilidad mecánica de los polímeros utilizados para los procesos de recobro se evalúa experimentalmente haciendo fluir las mezclas a través de materiales porosos consolidados o no consolidados a altas tasas de flujo, similares a las que se pueden encontrar cerca a los pozos de inyección. La geometría más apropiada para considerar degradación mecánica es la geometría radial de flujo, debido a que esta es más común cerca a los pozos inyectoros¹²⁷. También se han llevado a cabo estudios en donde el polímero es degradado mecánicamente mediante el uso de licuadoras, homogeneizadores, ultrasonificación, viscosímetros cilíndricos concéntricos, etc. A partir de esas pruebas experimentales se observó que la degradación mecánica solo aplica para la HPAM, mientras que el Xanthan demostró ser bastante estable al corte, tal como se observa en las figuras 22 y 23.

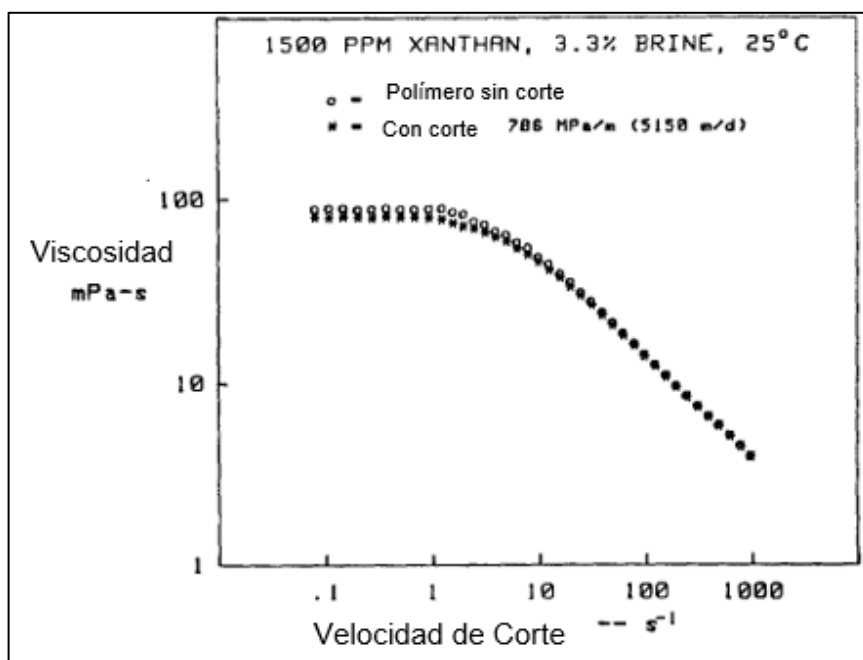
Figura 22. Efecto en la viscosidad por la degradación mecánica en la HPAM.



Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 115. Modificado por los autores.

¹²⁷ *Ibid.*, p.118.

Figura 23. Efecto en la viscosidad por la degradación mecánica en la Xanthan.



Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 115. Modificado por los autores.

Las figuras anteriores muestran cómo se reduce el poder viscosificante del HPAM cuando este se degrada mecánicamente, mientras que el Xanthan permanece prácticamente constante. Debido a esto, la mayoría de estudios se enfocan en los polímeros sintéticos, tales como la HPAM.

La susceptibilidad de la HPAM frente a la degradación mecánica se debe a sus cadenas de moléculas flexibles (a diferencia de la rigidez del Xanthan), lo cual como se mencionó anteriormente va a modificar su viscosidad y de manera más evidente, el factor de selección (*screen factor*) o SF. El principal estudio llevado a cabo en el tema es el trabajo de Maerker (1975), del cual derivaron los estudios posteriores. En este trabajo se evaluó la degradación mecánica para soluciones de salmueras con HPAM de concentración salina variable a través de niveles de areniscas. Las conclusiones de este estudio fueron las siguientes¹²⁸:

- El factor MF se ve más afectado que la viscosidad de la solución, sugiriendo que la degradación mecánica es en resumen el resultado de esfuerzos elongaciones.
- La degradación mecánica es mayor a altas tasas de flujo, mayores distancias de flujo y bajas porosidades.
- Hay mayor degradación en salmueras de altas concentraciones salinas.

¹²⁸ *Ibid.*, p.117.

- La presencia de iones de Calcio (Ca^{2+}) generan efectos negativos sobre la solución que puede aumentar el grado de degradación mecánica.

Posteriormente en 1978, Morris y Jackson, basados en el estudio previo de Maerker, dedujeron que el peso molecular y la concentración de polímero también cumplen un papel durante el proceso de degradación. Se observó que la distribución de peso molecular antes y después de los esfuerzos de corte varían, siendo menor posterior al corte. Por otro lado, la concentración del polímero también afecta el grado de degradación sufrido; a mayores concentraciones hay menor degradación mecánica. Los resultados obtenidos en este estudio y más llevados a cabo por otros autores acerca de la variación de la distribución de peso molecular se resumen a continuación¹²⁹:

- Las especies con mayor peso molecular se rompen en fragmentos de menor peso molecular, lo cual genera una redistribución del peso molecular (MWD).
- La tasa de ruptura de las cadenas de polímero depende el peso molecular, la velocidad de corte y la viscosidad del fluido.
- Las moléculas de gran tamaño van a ofrecer mayor resistencia al flujo y por ende mayor cantidad de esfuerzos de corte, lo cual hará que se rompan.
- Todas las soluciones poliméricas evaluadas tienen un peso molecular “crítico” M_c , debajo del cual no habrá más degradación mecánica.

3.4.5 Degradación biológica. Existen múltiples aplicaciones en las cuales la degradación biológica del polímero constituye un problema. Generalmente para prevenir el daño el tratamiento más común es la adición de un biocida (Formaldehído) diluido en una solución acuosa en una concentración entre 500 y 5000 ppm¹³⁰.

El ataque biológico puede ocurrir tanto en polímeros sintéticos como en biopolímeros, sin embargo, el problema es más prevalente en el caso de los biopolímeros. La degradación del polímero puede tomar lugar en la superficie antes de la inyección, por agentes aerobios o dentro del mismo reservorio por agentes anaerobios.

En la degradación dentro del reservorio, existen bacterias u organismos, que se encuentran flotando libremente o adheridos a la superficie del poro de la roca. Estos microorganismos tienen diferentes resistencias hacia los biocidas, por tal motivo es necesario en el tratamiento antibacterial in situ utilizar biocidas que sean efectivos frente a todas las clases de bacterias. El formaldehído según los estudios llevados

¹²⁹ *Ibíd.*, p.117.

¹³⁰ *Ibíd.*, p.124.

a cabo por O'Leary en 1985 es totalmente efectivo para el uso en inyección de polímeros.

A pesar de que el uso de biocidas es muy común en la industria como solución, también puede generar ciertos inconvenientes. Por ejemplo los biocidas pueden interferir con otros aditivos en el proceso, por lo que es de suma importancia encontrar un biocida compatible con los otros aditivos.

3.5 RETENCIÓN DEL POLÍMERO EN EL MEDIO POROSO

3.5.1 Generalidades. Existen múltiples interacciones entre las moléculas del polímero y el medio poroso, que ocasionan que el polímero sea retenido en el medio poroso y que llevará a la formación de un banco de fluido de inyección total o parcialmente libre de polímero¹³¹.

La retención del polímero en el medio poroso ocasiona una reducción en la permeabilidad de la roca, lo cual puede afectar los mecanismos de recuperación del petróleo, por lo tanto, el nivel de retención del polímero es uno de los factores clave en determinar la viabilidad económica de la inyección.

Dentro de los mecanismos de retención del polímero, se diferenciará entre la adsorción del polímero, el entrapamiento mecánico y la retención hidrodinámica. A pesar de que en el entrapamiento mecánico las especies más grandes de polímeros son forzadas dentro de los poros más pequeños, y la retención hidrodinámica brinda una pequeña contribución al material total retenido, la adsorción del polímero es el mecanismo clave en la correcta dispersión de las soluciones de polímeros. Por tal motivo para aplicaciones en campo, es necesario establecer una solución de polímero que muestre solo un pequeño grado de entrapamiento y que sus niveles de retención sean principalmente resultado de la adsorción¹³².

¹³¹ *Ibíd.*, p.126.

¹³² *Ibíd.*, p.127.

3.5.2 Niveles de retención de polímero. Uno de los principales aspectos a tener en cuenta en las aplicaciones de polímeros, es encontrar cual es la cantidad de polímero retenido. Para conocer esto, existen múltiples métodos, los cuales dependen del mecanismo de retención. La forma más sencilla de estas aplica correctamente tanto para la adsorción estática como para la retención en un flujo dinámico. El nivel de retención (Γ), se expresa en masa del polímero por unidad de masa del sólido en unidades de campo lb/acre-ft, sin embargo, para el flujo a través de medios porosos, a retención se expresa en masa de polímero por unidad de volumen de roca o de paquete de arena (Γ_m). Para convertir Γ a Γ_m , se debe conocer la densidad de la formación (ρ_R). La conversión es expresada en la ecuación 27.

Ecuación 27. Conversión de Γ a Γ_m .

$$\Gamma_m = \Gamma \times 2,7194 \times \rho_R$$

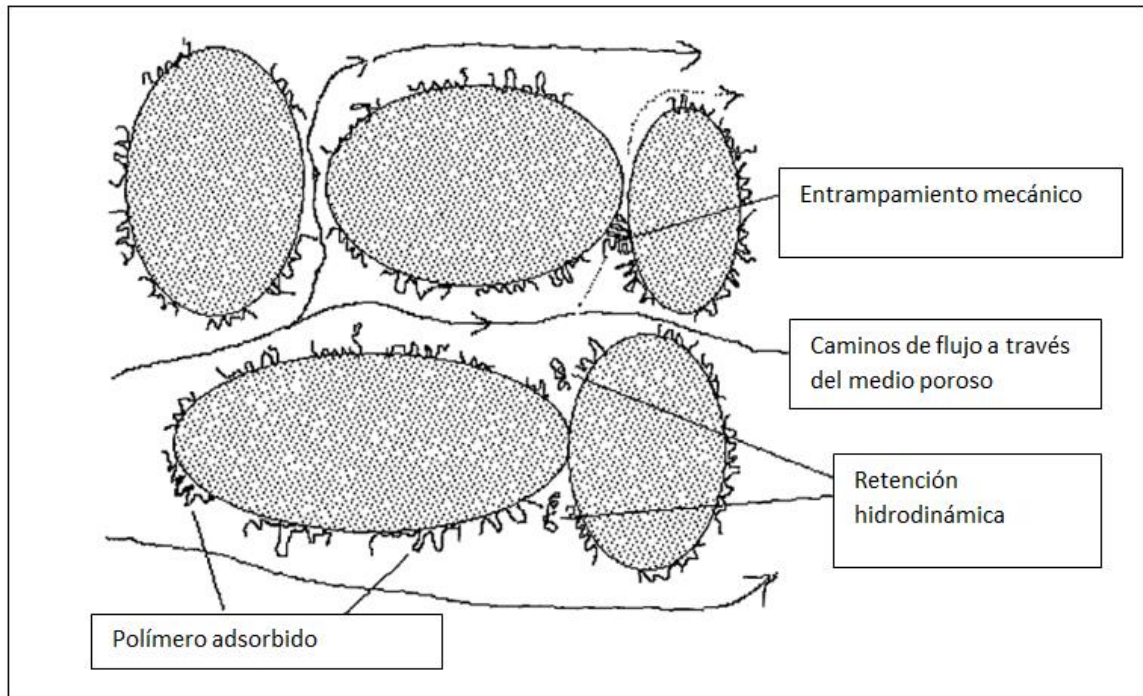
Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 128.

3.5.3 Mecanismos de retención de polímero. Existen tres mecanismos principales, los cuales actúan cuando soluciones de polímero fluyen a través del medio poroso. Estos corresponden a:

- Adsorción del polímero.
- Entrampamiento mecánico.
- Retención hidrodinámica.

Estos mecanismos fueron revisados por Willhite y Domínguez en 1977, y los ilustran en la figura 24.

Figura 24. Diagrama de los mecanismos de retención en el medio poroso.



Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 129. Modificado por los autores.

3.5.3.1 Adsorción. La adsorción se refiere a la interacción entre las moléculas del polímero y de la superficie sólida. Esta interacción causa que las moléculas del polímero se ligan a la superficie del sólido principalmente por la adsorción física (Fuerzas de Van der Waals y puentes de hidrógeno). Esencialmente el polímero ocupa los sitios de adsorción de la superficie, y a medida que esta área disponible sea más grande, más altos serán los niveles de adsorción¹³³.

La adsorción es el único mecanismo que remueve el polímero de la solución si un polvo sólido libre, como arena de sílice, es introducido dentro del volumen de solución y es sacudido hasta alcanzar el equilibrio.

¹³³ *Ibid.*, p.129.

3.5.3.2 Entrampamiento mecánico. Tanto el entrampamiento mecánico como la retención hidrodinámica solo ocurren en el flujo a través del medio poroso, y no toman lugar en soluciones con polvo sólido libre. La retención por el entrampamiento mecánico se observa cuando grandes moléculas de polímero quedan alojadas en canales de flujo estrechos. Esto ha sido estudiado por numerosos investigadores, entre ellos se encuentra Gogarty (1967) y Smith (1970), quienes examinaron el tamaño efectivo de las moléculas en la HPAM, para conocer cuál era el tamaño de poro que era inaccesible para el polímero. Para entender esto, se debe imaginar una red interconectada con un gran número de rutas posibles que conectan la entrada con la salida a medida que la solución de polímero fluye por la red, las moléculas toman diferentes rutas y algunas de estas son atrapadas en poros estrechos, reduciendo de esta forma el flujo y produciendo un bloqueo¹³⁴.

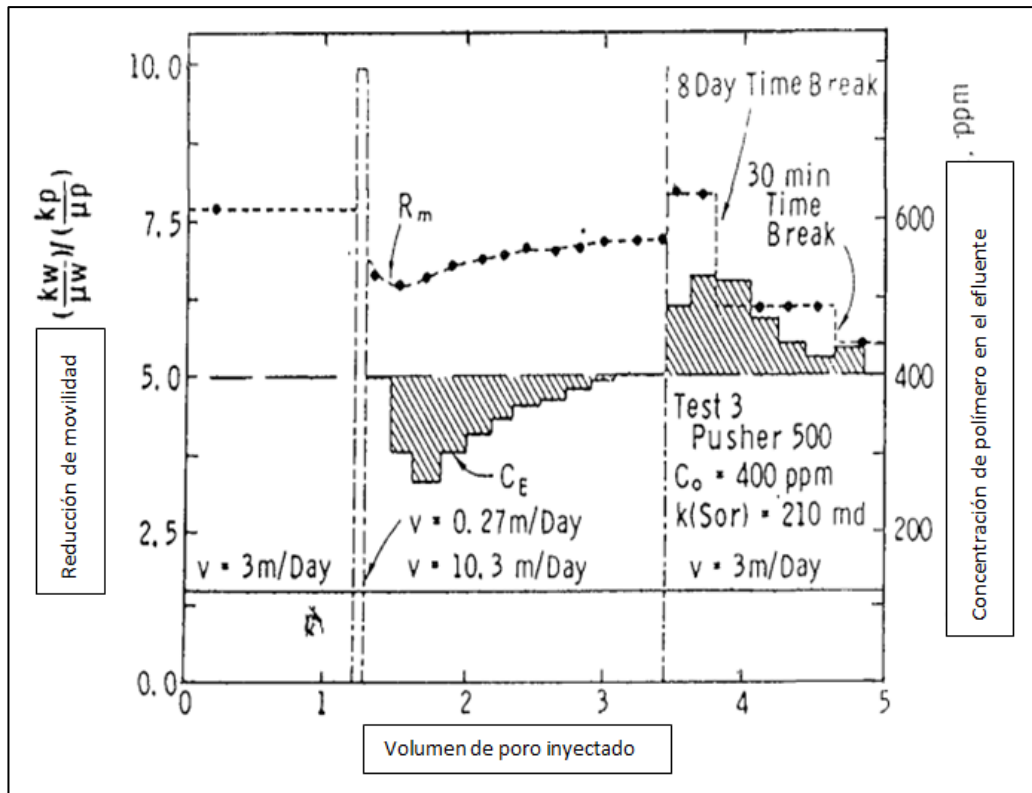
El entrampamiento mecánico tiene numerosas consecuencias, en primera medida se encontrará que la concentración del efluente en el núcleo podría fallar en alcanzar la concentración total de entrada o lo haría solo después de muchos volúmenes de poro. La siguiente situación que se presenta ocurre cuando un pequeño número de sitios de entrampamiento han sido bloqueados completamente, ocasionando así que el flujo posterior fluya por canales más grandes en donde no ha ocurrido un entrampamiento. El segundo efecto importante que el entrampamiento mecánico conlleva, consiste en que la distribución del polímero a través del núcleo es mayor en cercanía a la entrada y decrece exponencialmente a través del núcleo. Como tercera consecuencia se encuentra el caso de que se encuentren por encima del número crítico de sitios de entrampamiento en la red, lo cual conducirá a que el núcleo se bloquee completamente y la permeabilidad caiga a cero.

3.5.3.3 Retención hidrodinámica. La retención hidrodinámica del polímero es el mecanismo de retención menos entendido. Su definición surge de las observaciones en experimentos de retención de polímeros en núcleos, en donde después de que un estado estable era alcanzado, el nivel total de retención cambiaba cuando la tasa de flujo del fluido era ajustada a un nuevo valor¹³⁵. Un ejemplo de esto se muestra en el trabajo llevado a cabo por Chauveteau y Kohler en 1974, en donde se estudió el flujo por un núcleo usando HPAM. Como se puede observar en la figura 25, a medida que la tasa de flujo incrementa de 3 m/día a 10,3 m/día, una mayor cantidad de polímero es retenida de la fase móvil acuosa. Cuando la tasa de flujo está por debajo de 3 m/día, la concentración del polímero se incrementa a valores mayores del de entrada (400 ppm), mostrando una caída en el nivel retenido.

¹³⁴ *Ibíd.*, p.130.

¹³⁵ *Ibíd.*, p.133

Figura 25. Efecto de la tasa de flujo en la retención hidrodinámica del HPAM.



Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 133. Modificado por los autores.

Maerker, otro investigador, examinó en 1973 la dependencia tasa de Flujo del Xanthan en 2% NaCl en un núcleo de 121 mD. Maerker concluyó que ambas soluciones, tanto para Xanthan como para poliacrilamida perdían más moléculas a través de su interacción con el medio poroso cuando las tasas de flujo eran altas y estas interacciones eran parcialmente reversibles¹³⁶.

En 1989, Sorbie estudió el flujo de la HPAM en núcleos de arena consolidada de permeabilidades altas y bajas. En sus resultados encontró que los mecanismos de retención fueron diferentes en el núcleo de baja permeabilidad debido a que la concentración del efluente no alcanzó el valor de entrada y observó una dependencia en la tasa de flujo en los niveles de retención; cuando el flujo fue bajo o se detuvo, la retención del HPAM se redujo y un pico en la concentración del polímero fue observada en el efluente. Una de las mayores observaciones fue que en bajas permeabilidades la retención es reversible mientras que en núcleos con altas permeabilidades, estas retenciones son irreversibles y son resultado principalmente de los mecanismos de adsorción.

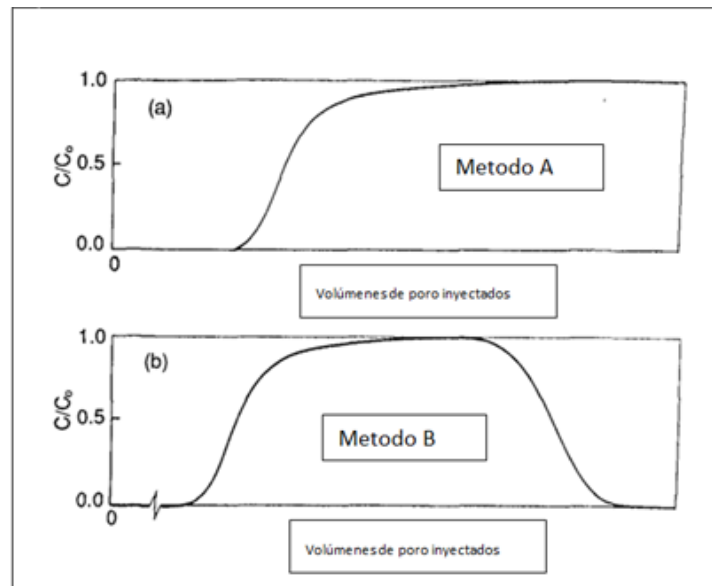
¹³⁶ *Ibid.*, p.134.

3.5.4 Medición experimental de la retención de polímeros en el medio poroso

3.5.4.1 Retención de polímero por análisis efluente. La medida de la retención del polímero en un experimento de flujo por un núcleo, involucra la medida de la concentración del perfil del polímero efluente y la realización de un balance de materiales. Willhite y Domínguez, en 1977, sugirieron dos formas de abarcar este problema. En la figura 26 se pueden observar estos dos métodos. En el método A solo tiene en cuenta la ruptura frontal del polímero, para este la cantidad del polímero en el núcleo es estimada en el punto donde la concentración del efluente normalizada alcanza la unidad; esta debería ser mayor que un volumen poroso de solución inyectada, siendo el exceso la cantidad retenida. Sin embargo, este método puede ser complicado por el hecho de que pueden existir muchos poros inaccesibles, por lo que se deben conocer en orden para interpretar los resultados correctamente¹³⁷.

EL método B, involucra balance de materiales, este es un simple caso donde se resta la masa del polímero producido a la cantidad de entrada. De la masa seca del núcleo, el nivel de retención, Γ , puede ser calculado. Comparando el método A y el método B, se puede apreciar, que el método B, brinda un valor total irreversible del polímero retenido, el cual es uno de los aspectos más importantes a tener en cuenta.

Figura 26. Método A y B para evaluar la adsorción del polímero en un medio poroso.



Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 140. Modificado por los autores.

¹³⁷ *Ibid.*, p.139

3.6 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

El proceso de inyección de polímeros en el yacimiento es una gran alternativa a la inyección de agua convencional, más cuando esta prueba ser ineficiente y se tiene una producción muy temprana de agua en los pozos productores. El término principal que es abordado en un proceso de inyección de polímeros corresponde a la razón de movilidad M . Cuando se presentan razones de movilidad muy altas o desfavorables para el flujo de petróleo o alta heterogeneidad del reservorio como por ejemplo la existencia de canales de alta permeabilidad, se puede llegar a tener una eficiencia de desplazamiento muy pobre mediante métodos de recobro secundarios como inyección de agua o gas. La adición de polímeros al agua puede aumentar la eficiencia de barrido areal y vertical mediante el aumento de la viscosidad de la solución y en algunos casos (generalmente en los polímeros sintéticos) reducir la permeabilidad relativa de la fase acuosa o la solución de agua y polímero. La razón de movilidad está definida como muestra la ecuación 28.

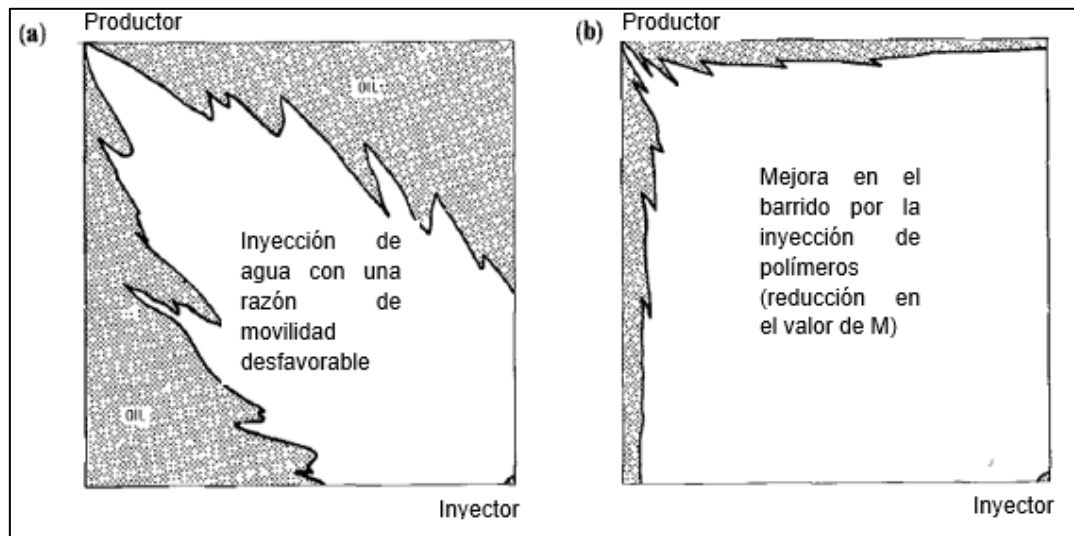
Ecuación 28. Razón de movilidad.

$$M = \frac{\lambda_o}{\lambda_w} = \frac{\mu_o(cP)k_w(mD)}{\mu_w(cP)k_o(mD)}$$

Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 247.

Como se puede observar en la ecuación 28, al aumentar la viscosidad del agua y/o reducir la permeabilidad de la fase acuosa se consigue tener una razón de movilidad más baja, fomentando así el flujo de la fase petróleo. La figura 27 Muestra un ejemplo de cómo mejora el barrido de petróleo hacia el pozo productor mediante una disminución de la razón de movilidad por la adición de polímeros al agua inyectada. En la figura 27a se ve cómo se presenta una digitación viscosa (*viscous fingering*) en el agua sin aditivos debido a las características del reservorio. En la figura 27b se observa cómo es mejorado el flujo de agua al aumentar su viscosidad y por ende reducir M .

Figura 27. Esquema de la mejora en el barrido de petróleo para un patrón de cinco puntos.

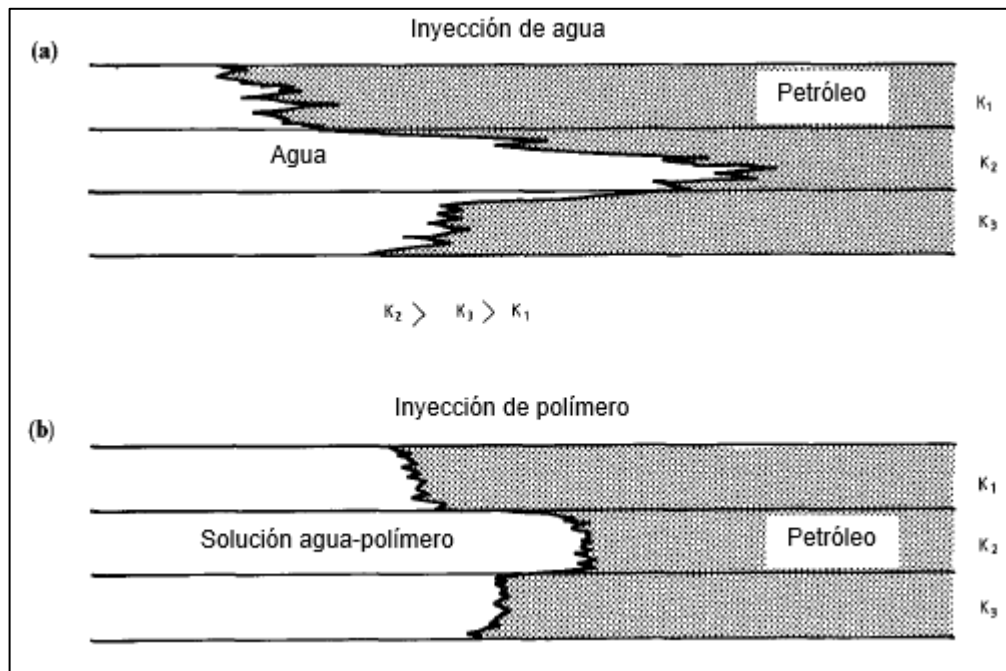


Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 248. Modificado por los autores.

En algunos casos se puede presentar que se tengan razones de movilidad cercanas a 1 pero que por materia de la heterogeneidad vertical del reservorio se presente una ruptura temprana del agua (ver figura 28a). La existencia de estas capas de alta permeabilidad o zonas ladronas causa que el fluido inyectado se vaya por estos canales y por ende la eficiencia vertical se reduzca. La adición de polímeros al agua, en especial los reductores de permeabilidad como son los polímeros sintéticos, puede ayudar a mitigar este efecto, si bien cabe la pena resaltar que en este caso el proceso de interacción es más complejo que para la eficiencia areal. La figura 28b muestra cómo se puede mejorar la eficiencia vertical al adicionar polímeros a la solución. Vale la pena resaltar que la inyección de polímeros no cambia los valores de saturación residual de petróleo por lo que este se limita solo a barrer todo el petróleo móvil disponible¹³⁸.

¹³⁸ *Ibid.*, p.250.

Figura 28. Representación esquemática de la mejora en el barrido vertical por la adición de polímeros.



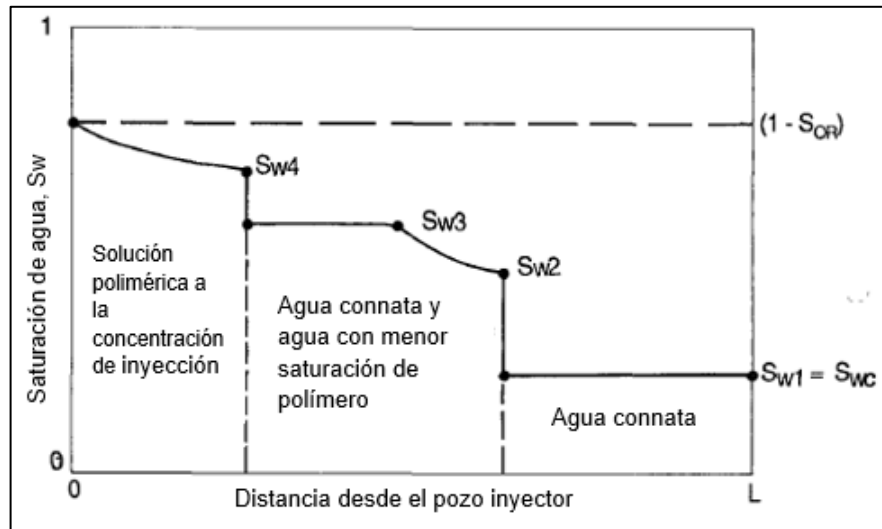
Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 249. Modificado por los autores.

Al inyectar una solución polimérica al yacimiento se observa que este genera varios frentes de choque, producto de la interacción de la solución con el agua connata en la roca. Según el trabajo realizado por Pope (1980), se inyecta inicialmente un banco de polímero con una concentración constante en un extremo de un yacimiento supuesto como de desplazamiento lineal (1D). En su trabajo no se considera que haya procesos de degradación química o dispersión del mismo, pero sí absorción parcial del polímero en la roca que es contactada por la solución. Como resultado de esto, el trabajo del autor concluye que se tienden a formar dos frentes de saturación en vez de solo uno (como ocurre en el caso de la teoría Buckley-Leverett para inyección de agua).¹³⁹ La figura 29 muestra cada una de las regiones que se forman durante un proceso de inyección de polímeros.

La evolución de la inyección de polímeros es explicada por Pope mediante el uso de la curva de flujo fraccional f_w / Saturación S_w de tanto el agua como de la solución. De estas curvas (ver figura 30.) se puede observar de donde salen los valores de saturaciones de los frentes de choque ilustrados en la figura 29.

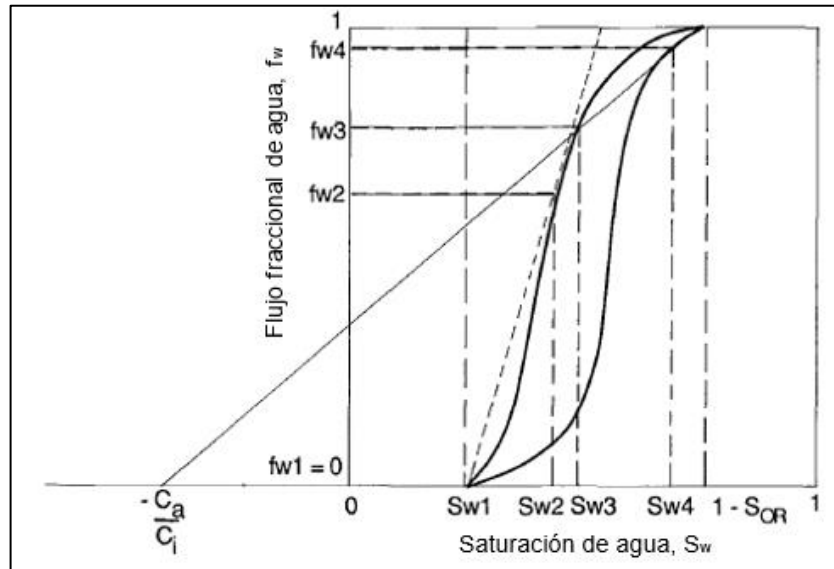
¹³⁹ *Ibid.*, p.252.

Figura 29. Frentes de saturación de agua en una inyección lineal de polímeros.



Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 253. Modificado por los autores.

Figura 30. Curva de flujo fraccional para el agua y el polímero mostrando los puntos de saturación principales que se forman en cada región de la inyección.



Fuente: SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 253. Modificado por los autores.

Nota: C_i corresponde a la concentración de polímero inyectado y C_a hace referencia a la concentración absorbida.

3.6.1 Criterios de selección para una inyección de polímeros. En cuanto a los criterios de selección para llevar a cabo una inyección de polímeros, se encontró diferentes recomendaciones realizadas por múltiples autores, los cuales no llegan a un consenso de un valor exacto; sin embargo, si se pudo observar que estos manejan unos rangos muy similares. La tabla 6. Muestra un resumen de las características del fluido y del yacimiento que debe tener un candidato a una inyección de polímeros a fin de obtener los mejores resultados.

Tabla 6. Resumen de los criterios para la inyección de polímeros.

Propiedades del crudo	
°API	>15
Viscosidad (cP)	>10
Composición	No crítico
Propiedades del yacimiento	
Saturación de petróleo	>50%
Tipo de formación	Areniscas (evitar calizas muy fracturadas)
Espesor neto(ft)	No crítico
Permeabilidad promedio (mD)	>10
Profundidad (ft)	<9000
Temperatura (°F)	Máx 140-200
Salinidad del agua	Preferiblemente baja

Fuente: TABER JJ. MARTIN, F.D and SERIGHT, R.S.EOR criteria revisited Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects. SPE Reservoir Engineering. 1997. p 191. Modificado por los autores.

Si bien estos son los rangos recomendables sugeridos, se tiene conocimiento de que esta técnica ha sido utilizada en una gran cantidad de casos donde se tienen condiciones muy lejanas a las recomendadas. Las temperaturas han variado desde 46 a 235°F, permeabilidades de 0.6 a 15000 mD, viscosidades de petróleo de 0.01 a 1494 cP, espesores netos de 4 a 432 ft y concentraciones de sal de 0.3 a 21.3% de los sólidos totales disueltos (TDS). La inyección de polímeros ha probado ser un método bastante flexible en materia del comportamiento del reservorio y está limitado principalmente por la temperatura¹⁴⁰.

¹⁴⁰ TABER JJ. MARTIN, F.D and SERIGHT, R.S.EOR criteria revisited Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects. SPE Reservoir engineering. 1997. p 194.

3.6.2 Elementos en el diseño de una inyección de polímeros. El diseño de una inyección de polímeros es bastante complejo debido más que todo a los aspectos específicos de cada yacimiento. El procedimiento de diseño se divide en seis pasos¹⁴¹:

1. Evaluar los yacimientos que son posibles candidatos: analizar tanto la viabilidad económica como técnica de la implementación de una inyección de polímeros. La viabilidad técnica hace referencia a si un reservorio es apto para este proceso independientemente de los fondos que se tengan. Esta viabilidad se puede conocer, por ejemplo, mediante el uso de la tabla 5. La viabilidad económica hace referencia a si el proyecto va a dejar un margen de ganancias.
2. Decidir el modo correcto de implementación: en este caso las opciones son:
 - Control de movilidad: implica el uso del polímero para reducir la razón de movilidad.
 - Control del perfil: mejorar el perfil de permeabilidad en el pozo inyector y/o productor.
 - Mixto o combinación de ambos.
3. Seleccionar el tipo de polímero: un buen polímero para un proceso de recobro mejorado debe cumplir la mayoría de los siguientes requisitos:
 - Buen espesamiento. Esto se traduce en una buena reducción de la movilidad por unidad de costo.
 - Alta solubilidad con el agua bajo un amplio rango de temperaturas y salinidades.
 - Baja retención (menor a 20 µg/g de roca).
 - Estabilidad a los esfuerzos de corte. El polímero debe ser resistente a los esfuerzos que sufre cuando se mueve a través del medio poroso.
 - Estabilidad química. Uso de antioxidantes para mitigar las reacciones químicas.
 - Estabilidad biológica. Uso de biocidas para mitigar este efecto, el cual ocurre tanto en polímeros sintéticos como biopolímeros.
 - Alto transporte en el medio poroso. Buena propagación del polímero en el medio poroso sin generar caídas de presión o taponamientos excesivos.

¹⁴¹ LAKE, Larry W. Fundamentals of enhanced oil recovery. Texas. Prentice Hall Inc. 1989. p 338.

4. Estimar las cantidades de polímero requeridas: la cantidad total en kilogramos a ser inyectados corresponde al producto del tamaño del tapón o bache, el volumen poroso y la concentración promedio del polímero. Durante esta etapa se debe estimar inicialmente la concentración de la porción inicial de polímero a inyectar (conocida como *Spike*) y posteriormente el volumen del tapón de polímero.
 - (a) Determinación del *spike*: a grandes rasgos, consiste en escoger un valor de concentración de polímero que dé como resultado el valor de razón de movilidad que se desea. Este es un procesado iterativo.
 - (b) Estimar el volumen del bache de polímero: La estimación de este volumen se vale de gráficas y fórmulas, sin embargo, una manera sencilla de saber un valor aproximado es asumiendo que este valor debe ser mayor que la retención del polímero, aunque este no sea el factor dominante en el cálculo real. Las fórmulas utilizadas se basan más en la digitación viscosa entre el agua perseguidora y el *spike*.
5. Diseñar las facilidades de inyección: las instalaciones a instalar dependen del tipo de polímero que se va a emplear. Las instalaciones más importantes a tener en cuenta a la hora del diseño son las facilidades de mezclado, equipo de filtración y equipo de inyección.
 - Equipos de mezclado: depende si es para mezclado de polímeros sólidos o a manera de emulsiones o concentrados.
 - Equipos de filtrado e inyección: son muy similares o incluso los mismos empleados para una inyección de agua convencional.
6. Considerar las características del yacimiento: patrones de inyección apropiados, espaciamiento entre pozos, completamiento óptimo, tasas de inyección apropiadas, entre otras.

4. DESCRIPCIÓN DE MODELOS PREDICTIVOS EXISTENTES PARA LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

4.1 MODELO PREDICTIVO PARA INYECCIÓN DE SURFACTANTES-POLÍMEROS, CFPM

El modelo predictivo de inyección de surfactantes-polímeros o CFPM por sus siglas en inglés (*Chemical Flood Predictive Model*) fue desarrollado para el Departamento de Energía de Estados Unidos por Intercomp Desarrollo e Ingeniería. El modelo fue desarrollado con el fin de estimar las cantidades de petróleo económicamente recuperables del yacimiento mediante procesos de inyección química de surfactantes y polímeros con datos públicamente disponibles. Debido a que esta data se reduce generalmente a propiedades promedio de la roca y fluidos, el modelo hace uso de varios supuestos en sus algoritmos predictivos y económicos. El modelo fue utilizado por el Consejo Nacional del Petróleo (NPC) desde 1982 a 1984 y posteriormente fue modificado por estos para que el modelo se ajustara más a las condiciones reales de los yacimientos y al ámbito económico¹⁴².

El modelo predictivo modela la inyección micelar (surfactante) - polímero en yacimientos en los cuales ya ha ocurrido un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua hasta llegar a una saturación de petróleo residual. Por lo tanto, solo se considerará una inyección terciaria. El modelo tiene la opción de hacer un estimado sencillo de recuperación de petróleo por procesos con álcali o álcali-polímero. Esta opción fue agregada por el NPC posterior a su revisión del método y se computa simplemente como un 15% (álcali) o 40% (álcali-polímero) del proceso de recuperación surfactante-polímero¹⁴³.

Del modelo, se obtiene una función Tasa de petróleo vs. Tiempo para un patrón simple, y los resultados pasan a evaluación económica; cuando se quiere estimar el comportamiento de un patrón múltiple, se debe especificar la programación de desarrollo del patrón¹⁴⁴. En el modelo CPFM, se usa teoría y resultados de simulación numérica para pronosticar recobro de petróleo en patrones normales de cinco puntos. La teoría de flujo fraccional permite que se determine el banco de petróleo, la ruptura de surfactante y la vida del proyecto. Un factor tipo Koval, que se basa en el coeficiente de Dykstra-Parsons, se usa para considerar los efectos de la heterogeneidad del yacimiento, en las velocidades del banco de surfactante y de petróleo¹⁴⁵.

La eficiencia de recobro total es el producto de las eficiencias de desplazamiento en una dimensión 1D, la eficiencia de barrido vertical del surfactante y el barrido del

¹⁴² DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. *Chemical Flood Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery*, Fossil Energy Report III-5. 1986. p 1.

¹⁴³ *Ibíd.* p 2.

¹⁴⁴ *Ibíd.* p 2.

¹⁴⁵ *Ibíd.* p 2.

polímero. La eficiencia de desplazamiento es determinada mediante el número capilar, el cual está en función de la permeabilidad, profundidad y espaciamiento entre los pozos. El método utiliza correlaciones derivadas de simulaciones numéricas para expresar la eficiencia de barrido vertical como una función del tamaño del tapón de surfactante, adsorción del mismo y heterogeneidad del yacimiento. Para el caso de la eficiencia de barrido del polímero se emplea un factor empírico desarrollado por simulación numérica el cual es función del tamaño del tapón de polímero y de la eficiencia de barrido vertical. La eficiencia de recobro total es corregida por los efectos de flujo cruzado, los cuales también son calculados mediante una fórmula obtenida con simulaciones numéricas y que depende de la proporción de permeabilidad vertical contra permeabilidad horizontal¹⁴⁶.

Las asunciones y limitaciones del método son las siguientes¹⁴⁷:

- El petróleo objetivo es el petróleo remanente en la zona barrida de la inyección de agua, es decir, el modelo se limita a la recuperación terciaria.
- El modelo CPFM no se reduce a un modelo de inyección de agua en la ausencia de surfactante o polímero. Aunque se considera la adsorción de surfactante, la adsorción de polímero en el modelo no se tiene en cuenta.
- La eficiencia de desplazamiento del proceso de inyección de surfactantes-polímeros, es una función del número capilar, que se calcula con la permeabilidad, profundidad y espaciamiento (área de drenaje dividida en dos). Este cálculo, asume constante la tensión de la interfase surfactante-petróleo (10^{-3} dinas/cm), y aplica solamente para patrones de cinco puntos, las razones se dan más adelante.
- La tasa de inyección-producción se considera constante a lo largo del proceso de recobro mejorado. En los cálculos de inyectividad, la viscosidad del tapón de surfactante es igual a la viscosidad del petróleo.
- El perfil de la curva de producción para yacimientos heterogéneos es triangular, y la ruptura del petróleo y del surfactante se determina con la teoría de flujo fraccional; en los cálculos se considera que la velocidad del surfactante, no cambia cuando el frente de polímero supera el frente de surfactante; como pasa generalmente en las capas de baja permeabilidad, el error al hallar el recobro promedio de petróleo es pequeño. Se supone que la tasa máxima de petróleo se presenta con la ruptura del surfactante.
- Para hallar la eficiencia de barrido vertical se asume que:
 1. La saturación de petróleo móvil y el retraso en el frente del surfactante debido a la adsorción, son uniformes.

¹⁴⁶ *Ibíd.* p 3.

¹⁴⁷ *Ibíd.* p 3-4.

2. La dispersión del tapón de surfactante es despreciable.
3. La razón de movilidad de todos los frentes es uno.
4. La saturación de petróleo se reduce a un valor constante, que se determina por medio de la curva de desaturación, en todo el espacio poroso en el que hay presencia de surfactante.

El NPC consideró que los valores máximos de temperatura y salinidad aptos para el uso de este modelo son 230°F de temperatura y 80000 ppm de sólidos totales disueltos TDS.

4.1.1 Descripción del modelo predictivo. Para el desarrollo del modelo se procede a estimar el petróleo objetivo (TO o Target oil) de la inyección química, o la porción de petróleo in situ que permanece después de la inyección de agua. La fracción de TO producido durante la inyección química, se define como la eficiencia de recobro general (ER). La ER es determinada como una función del número capilar en campo, y de las eficiencias de barrido para heterogeneidad vertical y el bache de polímero. Una curva de Tasa de petróleo vs. Tiempo, o función de producción, es estimada mediante la utilización de la ecuación de flujo fraccional, teniendo en cuenta la adsorción adimensional del surfactante. El área bajo la curva de producción, la cual es por definición el petróleo recuperable, es usada para estimar la tasa máxima de petróleo¹⁴⁸.

- **Cálculo del petróleo objetivo (TO).** El petróleo objetivo es el petróleo que queda en la porción barrida por el agua del yacimiento, y se reduce a la fracción del yacimiento sobre el agua de fondo (f_{bw}) y bajo la capa de gas (f_{gc}). Se asume resaturación completa de la porción del yacimiento que no ha sido barrida, y barrido areal de la inyección química igual al de la inyección de agua realizada anteriormente¹⁴⁹. La ecuación 29 muestra cómo se calcula el TO en este método.

Ecuación 29. Petróleo objetivo luego de la inyección de agua convencional.

$$TO = \left[\frac{S_{orw}}{S_{oi} - S_{orw}} \right] \left[N_p - OOIP \left(1 - \frac{B_{oi}}{B_{of}} \right) \right] (1 - f_{bw})(1 - f_{gc})$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 2.

Donde:

TO = Petróleo objetivo.

¹⁴⁸ PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 1.

¹⁴⁹ *Ibíd.* p 1.

S_{orw} = Saturación de petróleo residual al agua (%).

S_{oi} = Saturación de petróleo inicial (en el descubrimiento) (%).

N_p = Petróleo acumulado producido al final de la inyección de agua (Bbl).

OOIP = Petróleo original in situ (Bls).

B_{oi} = Factor volumétrico de formación del petróleo inicial (en el descubrimiento) (BN/BY).

B_{of} = Factor volumétrico de formación del petróleo final (BN/BY).

f_{bw} = Fracción del yacimiento por encima del agua de fondo.

f_{gc} = Fracción del yacimiento por debajo de la capa de gas.

En caso de que no se tengan disponibles los valores del petróleo original in situ, petróleo acumulado producido al final de la inyección de agua y factores volumétricos de formación del petróleo¹⁵⁰; el petróleo objetivo se puede determinar a partir de despejar TO de la ecuación 30.

Ecuación 30. Volumen poroso inundable.

$$V_p = TO \frac{B_{of}}{S_{orw}}$$

Fuente: PAUL, George W., *et al.* A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 3.

Donde

$V_p = A \phi h$ (volumen poroso inundable).

h = Espesor de la capa.

- **Tasa y número capilar.** Se utiliza la ecuación de flujo de estado estable de Muskat para un patrón cinco puntos para determinar la tasa de producción de estado estable como se observa en la ecuación 31.

¹⁵⁰ *Ibíd.* p 2.

Ecuación 31. Flujo de estado estable para un patrón de cinco puntos.

$$q = \frac{0.003541 C'_p k h D}{\mu_o (5.58 + \frac{1}{2} \ln A_{\text{espaciamiento}})}$$

Fuente: PAUL, George W., *et al.* A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 3.

Dónde:

q= Tasa líquida de producción/inyección para estado estable, Bbl/día.

C'_p= Coeficiente de inyectividad.

A_{espaciamiento}= Área del patrón al pozo inyector (espaciamiento), acres.

k= permeabilidad, mD

h=Espesor de la capa, ft.

D= Profundidad, ft.

μ_o= Viscosidad del petróleo, cP.

Para hallar el coeficiente de inyectividad se procede a utilizar la ecuación 32. mostrada a continuación.

Ecuación 32. Cálculo del coeficiente de inyectividad.

$$\frac{\Delta P}{\mu} = C'_p \frac{D}{\mu_o}$$

Fuente: PAUL, George W., *et al.* A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 3.

Dónde:

ΔP= Caída de presión inyector-productor (psi).

D= Profundidad, ft.

μ = Viscosidad del fluido inyectado, cP.

μ_o = Viscosidad del petróleo, cP.

La ecuación 33 muestra cómo se calcula el número capilar y usando los resultados obtenidos por Parsons para la velocidad media en un patrón de cinco puntos (ver

ecuación 34) se procede a redefinir la ecuación de número capilar y obtener la ecuación 35.

Ecuación 33. Número capilar.

$$N_{cap} = \frac{u\mu}{\sigma}$$

Fuente: PAUL, George W., *et al.* A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 3.

Dónde:

u = Velocidad Darcy, ft/día.

σ = Tensión interfacial.

μ = Viscosidad, cP.

Ecuación 34. Velocidad media en un patrón de cinco puntos según Parsons.

$$u = \frac{0.000055 C'_p kD}{\mu_o \sqrt{A} (5.58 + \frac{1}{2} \ln A)}$$

Fuente: PAUL, George W., *et al.* A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 3.

Asumiendo que $\mu \approx \mu_o$ y $\sigma = 10^{-3}$ dinas/cm se obtiene la nueva ecuación para hallar el número capilar:

Ecuación 35. Número capilar redefinido.

$$N_{cap} = \frac{(1.9 * 10^{-7}) C'_p kD}{\sqrt{A} (5.58 + \frac{1}{2} \ln A)}$$

Fuente: PAUL, George W., *et al.* A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 3.

Teniendo en cuenta información de inyección y producción de 16 campos de prueba con procesos de recobro mejorado surfactantes-polímeros, se define el valor de C'_p mediante la ecuación 30; los valores oscilan entre 0,13 y 3,63 psia/ft con un promedio de 0,3 psia/ft, valor que se utiliza por defecto cuando no hay información disponible (ese valor coincide con el límite de la columna de agua)¹⁵¹.

¹⁵¹ *Ibíd.* p 2.

- **Retención de surfactante en areniscas.** Es conveniente expresar la retención de surfactante en unidades de volumen poroso del tapón de surfactante inyectado requerido para satisfacer toda la adsorción. Es posible calcularla igualando el surfactante total inyectado con el surfactante total adsorbido, tal como muestra la ecuación 36.

Ecuación 36. Retención de surfactante en areniscas.

$$D_s = \left(\frac{1 - \emptyset}{\emptyset} \right) \left(\frac{\rho_r a_s}{\rho_s C_s} \right) \frac{1}{1000}$$

Fuente: PAUL, George W., *et al.* A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 4.

Dónde:

D_s = retención de surfactante en areniscas (volumen poroso/volumen poroso inyectado).

\emptyset = Porosidad (fracción).

ρ_r = Densidad de la roca (g/cc).

a_s = Retención de surfactante, (mg/g roca).

ρ_s = Densidad del surfactante (g/cc).

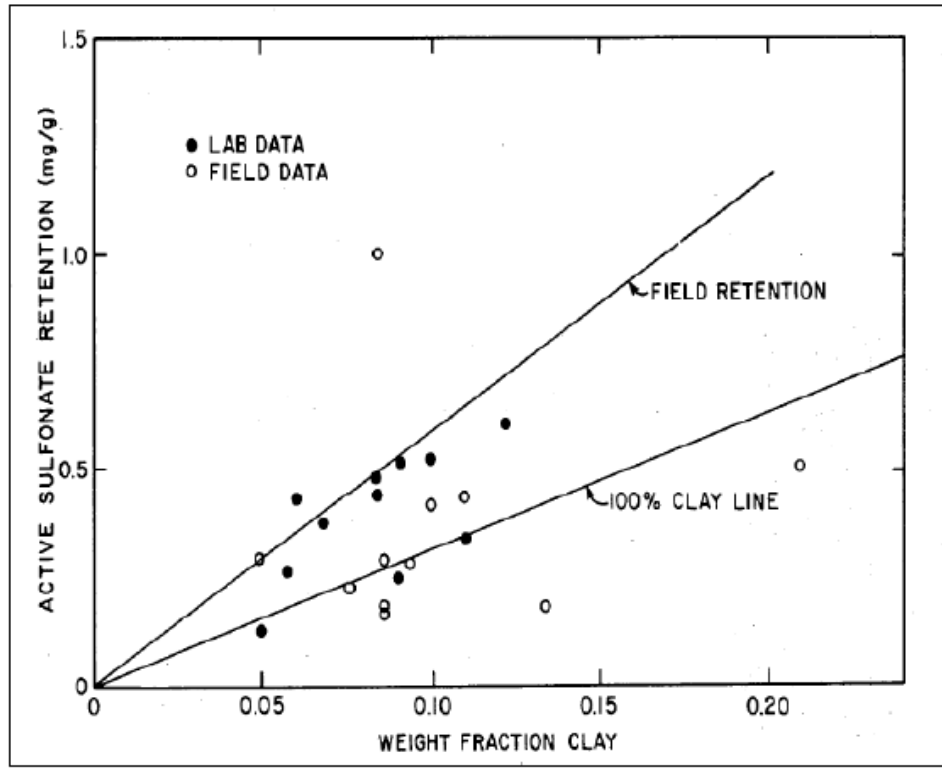
C_s = Concentración de surfactante en el tapón, Fracción volumen.

La cantidad V_{ps}/D_s , en donde V_{ps} son los volúmenes porosos inyectados de los tapones es conocido como el tamaño adimensional del tapón (R_{TS}). Generalmente V_{ps} es mayor a D_s por lo que el rango de esta proporción oscila entre 1,2 y 1,3.

La retención de surfactante, a_s , se puede hallar con una correlación entre la adsorción de surfactante en arenas y la fracción total de arcilla, como se puede ver en la figura 31, en la que solo se muestran algunos de los datos usados para la correlación. La línea más baja de la figura 31, representada por la ecuación 37, es recomendada si no hay información de laboratorio disponible; si la fracción de arcilla tampoco se conoce, se puede usar $a_s=0,4$ mg/g como una estimación del orden de magnitud. La línea superior, es una estimación de la actual retención histórica del campo; los datos de campo son mayores debido a que tal vez reflejan otros mecanismos de retención, adicionales a la retención de arcilla¹⁵².

¹⁵² *Ibíd.* p 2.

Figura 31. Retención de surfactante en arenas con datos de campo y laboratorio.



Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 10.

Ecuación 37. Retención de surfactante.

$$a_s = 3.3 \times \text{fracción peso de arcilla}$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 2.

- **Algoritmo para la recuperación de petróleo.** La eficiencia del recobro terciario en la ausencia de flujo cruzado se puede definir como el producto de la eficiencia de desplazamiento microscópico por la eficiencia de barrido vertical por la eficiencia de movilidad del bache o tapón de polímero¹⁵³, tal como muestra la ecuación 38.

¹⁵³ANGARITA BUITRAGO, Natalia. BUITRAGO PEÑA, Solangie. Desarrollo de un Modelo Predictivo para Inyección de Químicos Surfactantes-Polímeros Convencional. Bogotá D.C. 2016. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos. p. 105.

Ecuación 38. Eficiencia de recobro terciario de petróleo cuando en ausencia de flujo cruzado.

$$E_R = E_D E_V E_{MB}$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 2.

Dónde:

E_R = Eficiencia de recobro de petróleo (fracción).

E_D = Eficiencia de desplazamiento microscópica (fracción).

E_V = Eficiencia de barrido vertical (fracción).

E_{MB} = Eficiencia de movilidad del bache de polímero (fracción).

La estimación de la eficiencia de recobro E_R para procesos de inyección de surfactante polímeros permitirá determinar el volumen de petróleo recuperable, como muestra la ecuación 39.

Ecuación 39. Petróleo recuperable del proceso.

$$N_{oil\ recuperable} = E_R * T O$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Chemical Flood Predictive Model, p. 16.

A continuación, se explicará cómo obtener cada una de las eficiencias mencionadas en la ecuación 37.

- **Eficiencia de desplazamiento:** Se caracteriza por ser una eficiencia microscópica, por lo que es independiente del barrido y es función del número capilar por medio de la curva de desaturación capilar CD. La eficiencia de desplazamiento microscópica, se alcanza cuando la relación adimensional del tamaño del tapón de surfactante es lo suficientemente grande¹⁵⁴. Se puede obtener esta eficiencia de desplazamiento mediante la ecuación 40

Ecuación 40. Eficiencia de desplazamiento microscópica.

$$E_D = \frac{S_{orw} - S_{orc}}{S_{orw}}$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 2.

¹⁵⁴ PAUL, George W., et al. Op cit p 2.

Dónde:

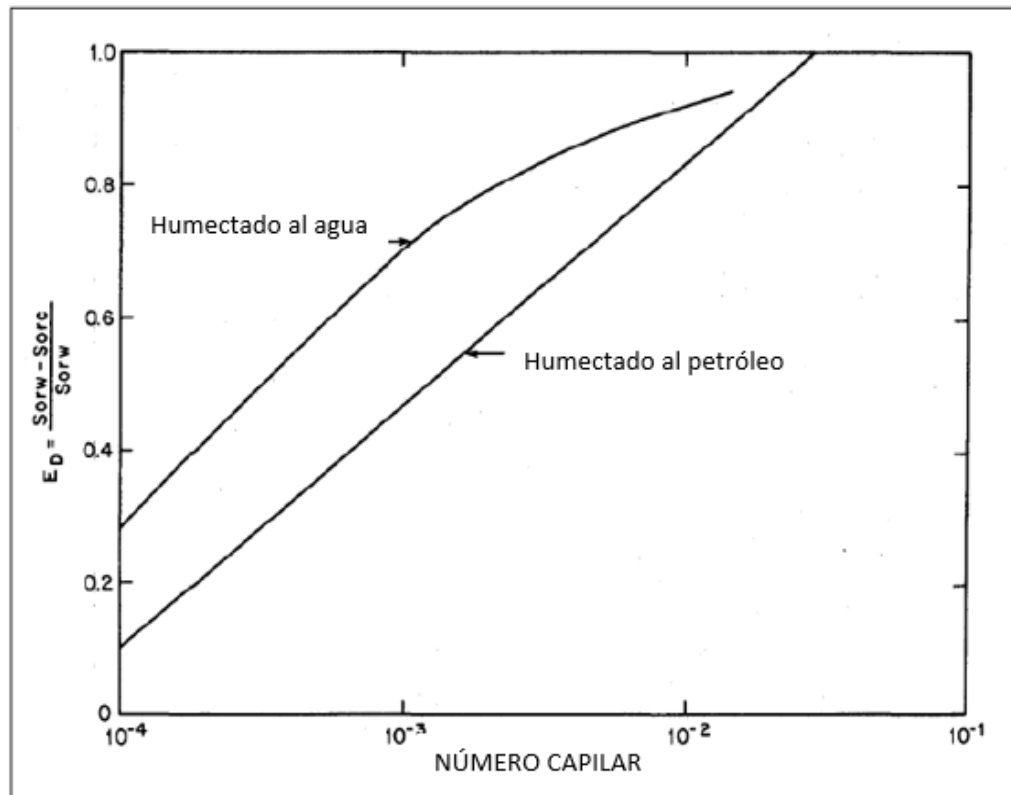
S_{orc} = Saturación de petróleo residual al químico.

S_{orw} = Saturación de petróleo residual al agua.

El método CFPM posee tres métodos para obtener la eficiencia de desplazamiento microscópica:

1. Calcular el número capilar con la ecuación 34 y utilizar la curva de desaturación capilar del yacimiento, aunque normalmente no se cuenta con esta.
2. Pruebas de tapón en núcleos de campo, con una relación adimensional del tamaño del tapón de surfactante grande.
3. Hallar el número capilar con la ecuación 33 y utilizar las curvas de desaturación capilar para areniscas Berea, como las desarrolladas por Gupta-Trushenski, mostradas en la figura 33. En el modelo, la influencia de la humectabilidad en la eficiencia de desplazamiento, se aproxima con una interpolación lineal, como la relación de permeabilidades relativas en los puntos extremos (ver la ecuación 40); $R=0.1$ corresponde a rocas humectadas al agua y $R=10$ para rocas humectadas al petróleo.

Figura 32. Curvas para areniscas Berea desarrollada por Gupta-Trushenski.



Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733. p. 34. Modificado por los autores.

Ecuación 41. Relación de permeabilidades relativas en los puntos extremos.

$$R = \frac{k_{rw}^o}{k_{ro}^o}$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 3.

Donde:

k_{rw}^o = Permeabilidad relativa del agua a la saturación de petróleo residual.

k_{ro}^o = Permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de agua residual.

- **Eficiencia de barrido vertical:** este parámetro es función de la heterogeneidad, calculada a través del coeficiente de Dykstra-Parsons y la relación adimensional del tamaño del tapón de surfactante, como se plantea en la ecuación 42. Para tener en cuenta el flujo en el medio poroso, se utiliza la razón de movilidad efectiva y por eso aparecen las variables de capacidad de almacenamiento y capacidad de flujo.

Ecuación 42. Eficiencia de barrido vertical.

$$E_V = C_m + \frac{V_{ps}}{D_s(1 - F_m)}$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 3.

Dónde:

C_m = Capacidad de almacenamiento de la capa donde la posición longitudinal adimensional, es igual a 1 en el pozo productor (donde el frente de polímero sobrepasa el frente de surfactante).

F_m = Capacidad de flujo donde la posición longitudinal adimensional, es igual a 1 en el pozo productor (donde el frente de polímero sobrepasa el frente de surfactante).

Los parámetros C_m y F_m también poseen fórmulas para calcularlos, las cuales se pueden observar a continuación (Vea ecuación 43 y 44 respectivamente).

Ecuación 43. Capacidad de almacenamiento de la capa m.

$$C_m = \frac{1}{M_e \left(\frac{1}{F_m - 1} \right) + 1}$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 8.

Ecuación 44. Capacidad de flujo de la capa m.

$$F_m = \frac{\left(\frac{M_e D_s}{V_{ps}} \right)^{\frac{1}{2}} - M_e}{1 - M_e}$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 8.

Donde M_e corresponde a la razón de movilidad efectiva, la cual puede ser calculada mediante la ecuación 45. Cabe la pena resaltar que la ecuación 43 solo es válida si $V_{ps}/D_s \leq M_e$, de lo contrario ($V_{ps}/D_s > M_e$), F_m es igual a 1¹⁵⁵.

Ecuación 45. Razón de movilidad efectiva.

$$\log(M_e) = \frac{V_{DP}}{(1 - V_{DP})^{0.2}}$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 8.

- Eficiencia de movilidad del bache de polímero: Se establece mediante la relación entre el volumen de petróleo producido y el volumen de petróleo movilizado.
- Como se describe en la ecuación 46, debería ser función tanto del volumen poroso de polímero inyectado (VMB), como de la relación adimensional del tamaño del tapón de surfactante (V_{ps}/D_s), y el coeficiente de Dykstra-Parsons (VDP).

¹⁵⁵ *Ibíd.* p 8.

Ecuación 46. Eficiencia de movilidad del bache de polímero.

$$E_{MB} = 1 - E_{MBo} \left[1 - \exp \left(-\alpha \frac{V_{MB}}{E_V^\beta} \right) \right] + E_{MBo}$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 3.

Donde:

$$E_{MBo} = E_{MB} | V_{MB} = 0$$

$\alpha = \text{constante} = 0,4$.

$\beta = \text{Constante} = 1,2$.

V_{MB} = Tamaño del bache de polímero en términos de volumen poroso (fracción).

La eficiencia de movilidad del bache de polímero (E_{MB}), se puede también determinar mediante la ecuación 47, con la eficiencia de desplazamiento microscópica (E_D) establecida para una sola dimensión, relación adimensional del tamaño del tapón de surfactante grande y eficiencia de barrido vertical (E_V), calculada por un procedimiento para capas finitas. En este sentido, la ecuación 47 se relaciona correctamente con la ecuación 46, cuando se cumple que $\alpha = 0,4$, $\beta = 1,2$ y E_{MBo} se define como en la ecuación 48.

Ecuación 47. Eficiencia de movilidad del bache de polímero.

$$E_{MB} = \frac{E_R}{E_V E_D}$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 3.

Ecuación 48. Constante E_{MBo} .

$$E_{MBo} = 0.71 - 0.6V_{DP}$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 3.

- **Función de producción.** La función de producción puede ser calculada tanto para medios homogéneos como heterogéneos.

Medio Homogéneo

De acuerdo a la teoría de flujo fraccional, un flujo micelar-polimérico bien diseñado debe generar un banco de petróleo limpio de saturación constante S_{ob} y flujo fraccional $f_{ob} = f_o(S_{ob})$. Este banco será desplazado por el frente del surfactante con una velocidad específica, la cual se puede observar en la ecuación 49. La velocidad específica es la velocidad real del frente dividido por la velocidad intersticial.

Ecuación 49. Velocidad específica del frente de surfactante.

$$v_s = \frac{1}{1 + D_s - S_{orc}}$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 3.

La ecuación 48 asume que no hay gran curvatura en la curva de flujo fraccional de baja tensión interfacial, una suposición acertada para el método CFPM. La velocidad del frente de surfactante también se puede expresar en función de la saturación de petróleo, y del cambio de flujo fraccional en la parte posterior del banco de petróleo, tal como se puede ver en la ecuación 50.

Ecuación 50. Velocidad específica del frente de surfactante en función del flujo fraccional.

$$v_s = \frac{f_{ob}}{S_{ob} - S_{orc}} = \frac{1 - f_{wb}}{1 - S_{orc} - S_{wb}}$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 3.

Dónde:

f_{ob} = Flujo fraccional del banco de petróleo, flujo de fase/flujo total.

S_{ob} = Saturación del banco de petróleo.

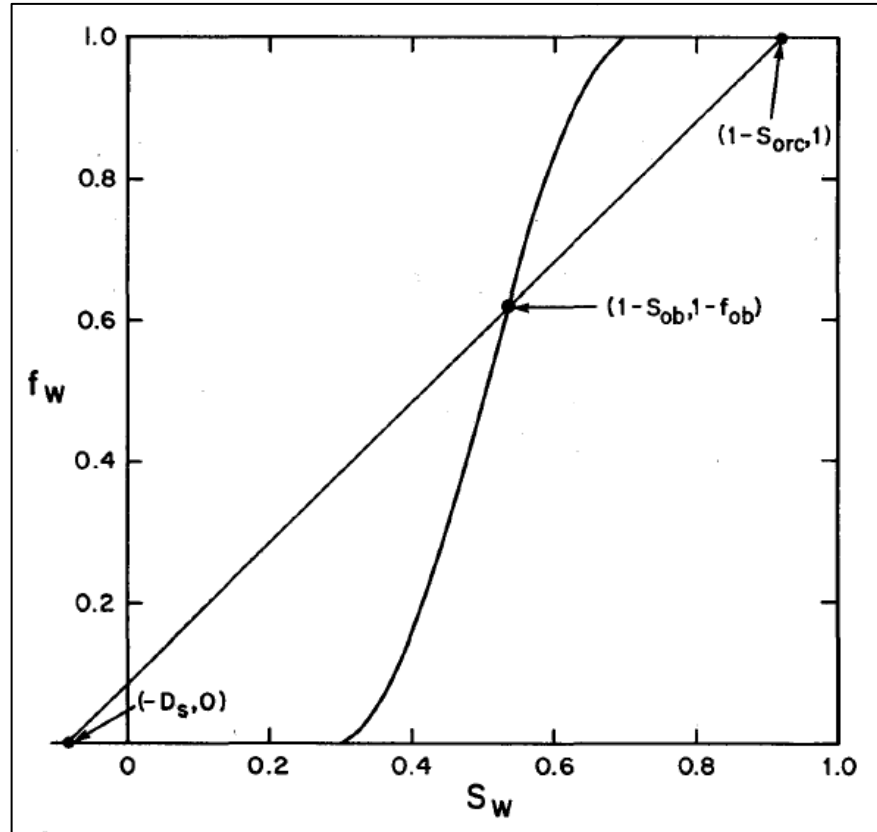
f_{wb} = Flujo fraccional del banco de agua, flujo de fase/flujo total.

S_{wb} = Saturación del banco de agua.

Las ecuaciones 49 y 50 dan una relación para la saturación del banco de petróleo la cual debe ser resuelta simultáneamente con la curva de flujo fraccional de agua-

petróleo $f_w=f_w(S_w)$. La solución gráfica se obtiene mediante la figura 34, y consiste en la intersección de la línea recta que pasa a través de los puntos $f_w=0$, $S_w=-D_s$ y $f_w=1$, $S_w=1-S_{orc}$ con la curva de flujo fraccional.

Figura 33. Curva de flujo fraccional.



Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 35.

Si se asume que la saturación de petróleo residual es constante permite hallar una expresión para la velocidad específica de frente del banco de petróleo (Ver ecuación 51.)

Ecuación 51. Velocidad específica de frente del banco de petróleo en un medio homogéneo.

$$v_{ob} = \frac{f_{ob} - f_{oi}}{S_{ob} - S_{oi}} v_s$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 3.

Dónde:

f_{oi} = Flujo fraccional de petróleo inicial (en el descubrimiento).

Para procesos de recobro terciario se debe asumir lo siguiente:

$$S_{oi} = S_{or} ; f_{oi} = 0$$

Las velocidades específicas de la ecuación 49 y la ecuación 51 llevan a formar las expresiones matemáticas para el tiempo adimensional de ruptura del banco de petróleo (ver ecuación 52) y del surfactante (ver ecuación 53).

Ecuación 52. Tiempo adimensional de ruptura del banco de petróleo.

$$t_{Dob} = \frac{1}{v_{ob}}$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 3.

Ecuación 53. Tiempo adimensional de ruptura del banco de surfactante.

$$t_{Ds} = \frac{1}{v_s}$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 3.

El corte de petróleo para un medio homogéneo es:

F_{oi} hasta $t_D = t_{Dob}$

F_{ob} para $t_{Dob} < t_D < t_{Ds}$

0, para $t_D > t_{Dob}$

Medio heterogéneo

La función de producción propuesta para este caso es triangular y basada en las velocidades de las ecuaciones 48 y 50 modificadas para tener en cuenta la estratificación de las capas. La forma triangular se seleccionó debido a que puede ser descrita con solo 4 variables, las cuales son: tiempo ruptura del petróleo, tiempo

de la tasa máxima de flujo de petróleo, tasa de petróleo máxima y tiempo de tasa cero¹⁵⁶.

La capacidad de flujo F de un arreglo de capas está relacionada tanto a la capacidad de almacenamiento C como a la razón de movilidad efectiva, la cual se describió en anteriormente (ver ecuación 43). La ecuación 54 muestra cómo se puede obtener la capacidad de flujo para un arreglo de capas.

Ecuación 54. Capacidad de flujo para un arreglo de capas.

$$F = \left[1 + \frac{1}{M_e} \left(\frac{1-C}{C} \right) \right]^{-1}$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 4.

La velocidad específica del fluido en la capa más rápida sería equivalente a lo mostrado en la ecuación 55, en donde se asume que $C=0$ (no hay almacenamiento).

Ecuación 55. Velocidad específica en la capa más rápida del arreglo.

$$v = F'|_{C=0} = M_e$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 4.

La velocidad del banco de petróleo y los frentes del surfactante en el medio comparados con la velocidad intersticial general promedio son descritas por las ecuaciones 56 y 57. Adicionalmente, la ecuación 58 y la ecuación 59, describen el tiempo de ruptura adimensional del frente de surfactante y del banco de petróleo.

Ecuación 56. Velocidad del banco de petróleo.

$$v'_{ob} = v_{ob} M_e$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 4.

Dónde:

v'_{ob} = Velocidad adimensional del banco de petróleo para medio heterogéneo.

¹⁵⁶ *Ibíd.* p 3.

v_{ob} = Velocidad adimensional del banco de petróleo para medio homogéneo.

Ecuación 57. Velocidad del frente de surfactante.

$$v'_s = v_s M_e$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 4.

Dónde:

v'_s = Velocidad adimensional del surfactante para medio heterogéneo.

v_s = Velocidad adimensional del surfactante para medio homogéneo.

Ecuación 58. Tiempo adimensional de ruptura del banco de petróleo.

$$t'_{Dob} = (v_{ob} M_e)^{-1}$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 4.

Ecuación 59. Tiempo adimensional de ruptura del surfactante.

$$t'_{Ds} = (v_s M_e)^{-1}$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 4.

El método asume que la tasa máxima de petróleo, ocurrirá a t'_{Ds} , punto en el cual el corte promedio de petróleo será como se describe en la ecuación 60.

Ecuación 60. Flujo fraccional del pico de petróleo (*fractional flow oil peak*).

$$f_{opk} = f_{ob} \cdot F \Big|_{F' = M_e \frac{v_s}{v_{ob}}}$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 4.

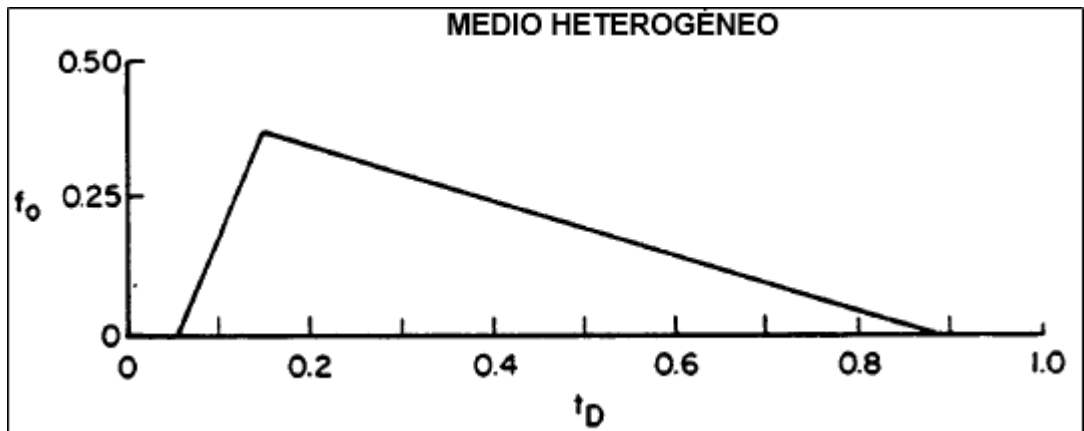
El último término de la ecuación expresa la capacidad de flujo del yacimiento, a una capacidad de flujo en la cual la velocidad del surfactante en la capa de más alta

permeabilidad ($v_s * M_e$), es igual a la velocidad del banco de petróleo en una capa de permeabilidad más baja ($v_{ob} * F$)¹⁵⁷.

Para $t_{Dob} < t_D < t_{Ds}$ el corte de aceite incrementa linealmente debido a que las capas están produciendo más petróleo en vez de producir agua o surfactante. Esto se da debido a que la ruptura de petróleo se da antes que las del resto de fluidos. Por otro lado, si $t_D > t_{Ds}$ el corte de aceite va a caer linealmente debido a que las capas van a comenzar a producir surfactante o polímero. Todas las ecuaciones tanto para la función de producción homogénea como heterogéneas asumen que no habrá un cambio de la velocidad del surfactante cuando el frente de polímero lo alcanza, lo cual tienden a pasar en las capas de bajas permeabilidades que no contribuyen inicialmente a la función de producción comparadas con las de alta permeabilidad¹⁵⁸.

El punto final de la función triangular de producción (el tiempo adimensional de tasa de producción cero o t_{Dsw}) es seleccionado de tal forma que el recobro total por inyección de químicos sea equivalente al área debajo de la función de producción¹⁵⁹ en la figura 34. Y que concuerde con lo expresado en la ecuación 61.

Figura 34. Función de producción adimensional.



Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 36. Modificado por los autores.

¹⁵⁷ *Ibíd.* p 4.

¹⁵⁸ *Ibíd.* p 4.

¹⁵⁹ *Ibíd.* p 4.

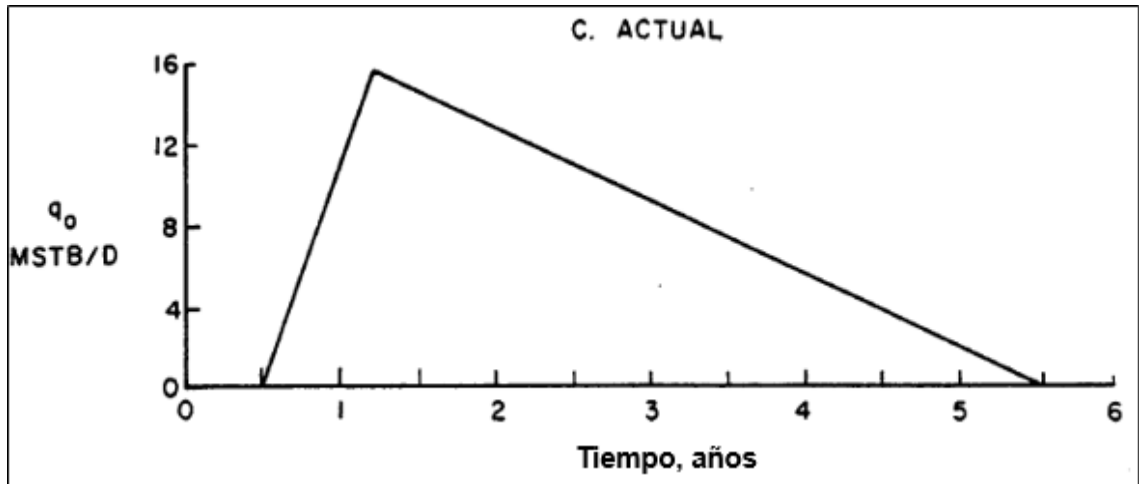
Ecuación 61. Tiempo adimensional de tasa de producción cero.

$$t_{Dsw} = t_{Dob} + 2E_R^0 \frac{S_{orw}}{f_{opk}}$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 4.

Finalmente, la función adimensional de producción debe ser convertida a una función dimensional (ver figura 35.) de tasa de petróleo (STB/d) vs. tiempo (días). Esta conversión se puede hacer mediante las ecuaciones 62 y 63.

Figura 35. Función dimensional de producción para medio heterogéneo.



Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 21. Modificado por los autores.

Ecuación 62. Tasa de producción de petróleo.

$$q_o = qf_o$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 4.

Donde

q: tasa de producción (ver ecuación 63).

Ecuación 63. Tiempo en días.

$$t = t_D \frac{V_p}{q}$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 4.

Donde

V_p : Volumen poroso inundable (ver ecuación 30).

- **Corrección para el flujo cruzado.** Se realizaron simulaciones de secciones transversales bidimensionales, y simulaciones numéricas tridimensionales, variando el coeficiente de Dykstra-Parsons (VDP), la relación adimensional del tamaño del tapón de surfactante (V_{ps}/D_s) y el número adimensional de flujo cruzado¹⁶⁰ descrito en la ecuación 64.

Ecuación 64. Número adimensional de flujo cruzado.

$$R_L = \left(\frac{k_v}{k_h} \right)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{L}{H} \right)$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 8.

Dónde:

R_L : Número adimensional de flujo cruzado.

L = Distancia inyector-productor.

H = Espesor interno total.

En simulaciones realizadas por el autor, k_v/k_h varió desde aproximadamente 10^{-7} ($R_L=0,025$), hasta aproximadamente 0,6 ($R_L=40$). Al analizar los resultados obtenidos en la simulación se puede observar que el tiempo de ruptura (t_{ob}) y el tiempo de barrido (t_{sw}), fueron generalmente independientes del número adimensional de flujo cruzado (R_L); de este modo, como una aproximación de la función de producción de flujo cruzado con el recobro de petróleo (ER), el recobro de flujo cruzado bajo, se incrementa en ΔER y se plantea en la ecuación 65, para $R_L > 0$ ¹⁶¹.

¹⁶⁰ Ibíd. p 8.

¹⁶¹ Ibíd. p 8.

Ecuación 65. Incremento del recobro en presencia de flujo cruzado.

$$\Delta E_R = E_R^C - E_R = 0.04 \log R_L + 0.08$$

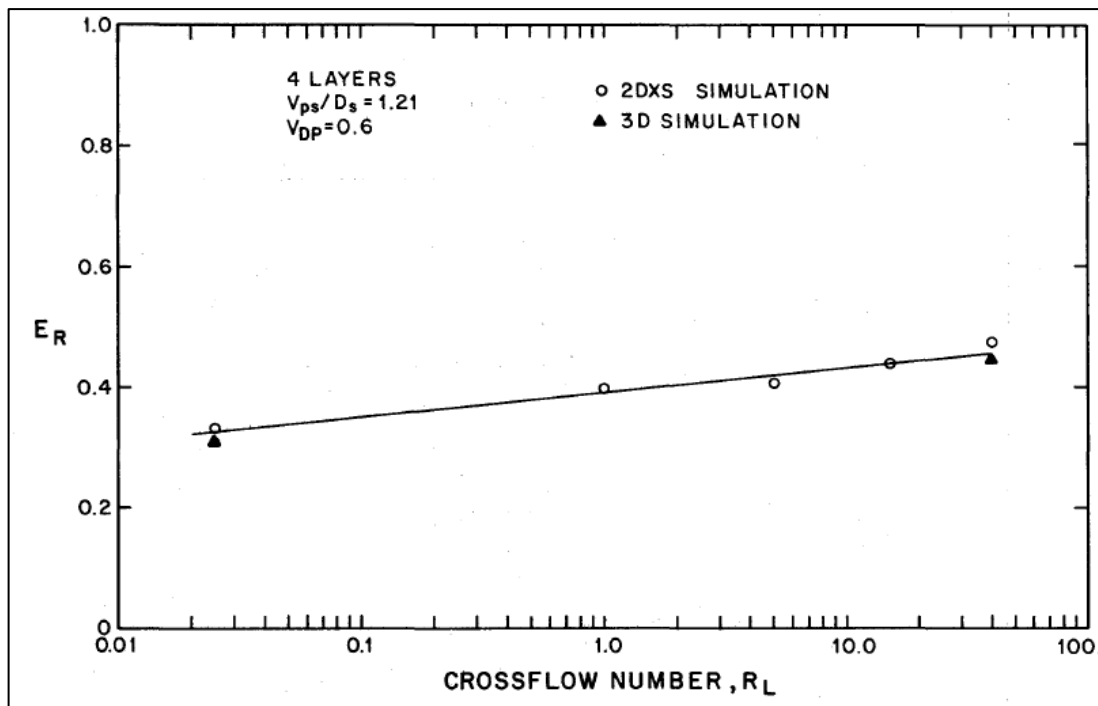
Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 4.

Dónde:

E_R^C = Eficiencia de recobro terciario de petróleo cuando hay flujo cruzado.

La figura 36 muestra un resumen de los resultados de las simulaciones realizadas.

Figura 36. Efecto del flujo cruzado en el recobro de petróleo.



Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 37. Modificado por los autores.

4.1.2 Metodología del modelo. A continuación, se muestra un resumen de cómo debe desarrollarse el método y cada uno de sus pasos.

1. Calcular el petróleo objetivo (TO): calcular el TO mediante la ecuación 29. Si no se dispone de información sobre el Petróleo Original in situ (OOIP), petróleo acumulado producido anterior a la inyección de químicos ni los factores volumétricos, debe usarse la ecuación 30 o ecuación de volumen poroso inundable.
2. Calcular la tasa y número capilar

- Hallar el caudal o tasa q de estado estable para un patrón de cinco puntos mediante la ecuación 31.
 - Determinar el coeficiente de inyectividad mediante la ecuación 32. Si no se dispone de la información suficiente para calcularlo, usar el valor por defecto de $C'_p=0,3$ psia/ft.
 - Hallar la velocidad media en un patrón de cinco puntos propuesta por los estudios de Parsons (ver ecuación 34)
 - Es recomendable hallar el número capilar mediante la ecuación 35, aunque se pueda hallar también con la ecuación 33.
3. Cálculo de la retención de surfactantes en areniscas
- Calcular la retención de surfactantes con la ecuación 37 si se dispone de la información para calcularlo. De lo contrario se puede asumir que $a_s=0.4$ mg/g.
 - Calcular la retención de surfactante expresada en unidades de volúmenes porosos mediante la ecuación 36.
4. Cálculo de la recuperación de petróleo: para calcular la cantidad de petróleo recuperable es necesario usar la ecuación 39.
- Dado que la ecuación 39 depende de la eficiencia de recobro E_R , se debe primero hallar esta mediante la ecuación 38, la cual depende a su vez de otros parámetros que deben ser calculados antes. Cabe la pena resaltar que esta ecuación no considera los efectos de flujo cruzado.
 - Cálculo de la eficiencia de desplazamiento: Determinar mediante las curvas de saturación capilar para areniscas Berea (ver figura 32), utilizando el número capilar que se ha calculado con la ecuación 35. Debe considerarse la humectabilidad y por eso es necesario saber el valor de la relación de permeabilidades relativas en los puntos extremos, por medio de la ecuación 41; interpolar entre los siguientes límites: $R=0,1$ a $N_{cap}=10^{-5}$ para rocas humectadas al agua "*water wet*" y $R=10$ a $N_{cap}=10^{-4}$ para rocas humectadas al petróleo "*oil wet*".
 - Para el cálculo de la eficiencia de barrido vertical se debe primero hallar la razón de movilidad efectiva, la cual depende del coeficiente de heterogeneidad de Dykstra-Parsons. (Se recomienda calcularlo mediante el método descrito en el numeral 2.9.1.1 del capítulo 2). Una vez se tenga el coeficiente VDP obtener la razón de movilidad con la ecuación 45.
 - Hallar la capacidad de almacenamiento mediante la ecuación 43 y la capacidad de flujo mediante la ecuación 44.
 - Calcular la eficiencia de barrido vertical con la ecuación 42.
 - Hallar E_{MBo} mediante la ecuación 48 a fin de poder obtener la eficiencia de movilidad del bache de polímero.

- Calcular la eficiencia de movilidad del bache de polímero mediante la ecuación 46.
- Calcular E_R y petróleo recuperable con las ecuaciones 38 y 39.

5. Función de producción

Para medio homogéneo

- Calcular la velocidad del frente de surfactante mediante la ecuación 48.
- En el diagrama de flujo fraccional (ver figura 33), trazar una línea recta que pase a través de los puntos $f_w=0$, $S_w=-D_s$ y $f_w=1$, $s_w=1-S_{orc}$. La intersección en la curva, será el punto $f_w=1-f_{ob}$, $S_w=1-S_{ob}$.
- Calcular la velocidad del banco de petróleo con la ecuación 51, considerando que $S_{oi}=S_{or}$ y $f_{oi}=0$ en los procesos de recuperación terciaria.
- Hallar el tiempo de ruptura adimensional del banco de petróleo con la ecuación 52 y tiempo de ruptura adimensional del surfactante mediante la ecuación 53.
- Por último, construir la gráfica de la función adimensional de producción de petróleo teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

F_{oi} hasta $t_D = t_{Dob}$

F_{ob} para $t_{Dob} < t_D < t_{Ds}$

0, para $t_D > t_{Dob}$

Para medio heterogéneo

- Calcular la velocidad del frente de petróleo con la ecuación 56 y la velocidad del frente de surfactante con la ecuación 57.
- Calcular los tiempos adimensionales de ruptura de petróleo y surfactante mediante las ecuaciones 58 y 59 respectivamente.
- Calcular el tiempo adimensional cuando la tasa de petróleo es cero con la ecuación 59.
- Construir la gráfica de la función adimensional de producción de petróleo teniendo en cuenta los parámetros de la figura 37¹⁶².

¹⁶² *Ibíd.* p 4.

Figura 37. Corte de petróleo para un medio heterogéneo.

$$\text{Corte de petróleo} = \begin{cases} f_{opk} = f_{ob} \frac{M_e v_s}{v_{ob}}, \text{ para } t_D = t_{Ds} \\ f_o \text{ aumenta linealmente, para } t_{Dob} < t_D < t_{Ds} \\ \text{cae linealmente, para } t_D > t_{Ds} \\ 0, \text{ para } t_D = t_{Dsw} \end{cases}$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 4. Modificado por los autores.

- Convertir la función adimensional de producción en una función dimensional utilizando la ecuación 61 para la tasa de producción de petróleo y la ecuación 62 para tiempo.

6. Corrección por efectos del flujo cruzado

La corrección por efectos del flujo consiste en los siguientes pasos

- Calcular el número adimensional de flujo cruzado R_L por medio de la ecuación 64.
- Si $R_L > 0$.
- Calcular el incremento en la eficiencia de recobro de petróleo ΔE_R con la ecuación 65. Si $R_L < 0$ no se debe corregir por efectos de flujo cruzado.
- Determinar la nueva eficiencia de recobro cuando hay flujo cruzado mediante la ecuación 66.

Ecuación 66. Nueva eficiencia de recobro, teniendo en cuenta los efectos de flujo cruzado.

$$E_R^C = E_R + \Delta E_R$$

Fuente: PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. No. SPE-10733, p. 4. Modificado por los autores.

- Recalcular el tiempo adimensional de tasa de producción cero (ver ecuación 61) con E_R^C en vez de E_R .

4.2 MODELO PREDICTIVO PARA INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y AGUA, PM

El modelo predictivo PM (*Polymer Model*) fue desarrollado para procesos de inyección de agua y polímeros, en el estudio de proyección y análisis de viabilidad.

El modelo aplica para patrones de flujo homogéneo, no considera la estratificación de la permeabilidad y aplica para yacimientos que no tengan flujo cruzado entre capas, a su vez contempla que en muchas ocasiones la data detallada del reservorio no está disponible, por lo que contiene métodos para estimar ciertas propiedades del fluido y del reservorio.

Los cálculos llevados a cabo en el modelo se pueden dividir en cuatro grupos¹⁶³:

- Equilibrio vertical.
- Ecuaciones de flujo en una dimensión (1-D).
- Barrido areal.
- Inyectividad.

Los tres primeros, corresponden a la representación de un reservorio en tres dimensiones, y permite producir una tabla adimensional del fluido inyectado vs. el agua acumulada, petróleo y gas producido para patrones de 5 puntos. El cuarto grupo tiene en cuenta las tasas de inyección, dando como resultado una tabla dimensional de tasas, fluido inyectado acumulado, volúmenes producidos y ratio agua-petróleo en funciones del tiempo.

4.2.1 Descripción del modelo predictivo para inyección de polímeros y agua, PM. Los cuatro grandes grupos en los que se dividen los cálculos desarrollados en el modelo predictivo PM, son:

- **Equilibrio Vertical.** El equilibrio vertical se refiere a la distribución de la saturación a través de una sección transversal del reservorio. Las relaciones VE son usadas en el modelo para generar “pseudo-funciones” para la permeabilidad relativa en reservorios con buena comunicación vertical. En este sentido el modelo permite que los problemas en tres dimensiones sean reducidos a áreas en dos dimensiones, o que los sistemas verticales 2-D, sean reducidos a lineales en una sola dirección, simplificando así las ecuaciones de flujo¹⁶⁴. Para la formulación generalizada del equilibrio vertical, el modelo considera una sección transversal de un reservorio 2-D, siguiendo las siguientes asunciones¹⁶⁵:

1. Deben existir dos fases presentes, agua y gas (no debe existir gas libre).
2. Tanto las fases como el volumen de poro son incompresibles.

¹⁶³ R.S., Jones Jr., et al. A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 2.

¹⁶⁴ *Ibíd.* p 2.

¹⁶⁵ *Ibíd.* p 2.

3. El flujo es isotérmico.
4. Permeabilidad absoluta en la dirección x, porosidad, permeabilidad relativa de la roca y curvas de presión capilar, son funciones especificadas de z (pueden ser capas discretas).
5. Todas las propiedades físicas de la roca y del fluido, son independientes de la dirección x, incluyendo tanto el espesor bruto como la disposición de la capa.
6. Los efectos de la presión capilar en la dirección x, son despreciables.
7. Se aplica equilibrio vertical
8. Límites impermeables a lo largo del tope y la base del yacimiento.

Un balance de materiales en la sección transversal sobre la dirección z, genera una ecuación de conservación de 1-D para la fase de agua, como se muestra en la ecuación 67:

Ecuación 67. Balance de materiales de la sección transversal.

$$\frac{\partial \bar{S}_w}{\partial t_{DL}} + \frac{\partial \bar{f}_w}{\partial x_D} = 0$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 2.

Donde cada uno de sus términos se encuentran expresados de la ecuación 68 a la 71:

Ecuación 68. Distancia adimensional en dirección x.

$$x_D = \frac{x}{L_x}$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 2.

Ecuación 69. Tiempo adimensional del volumen poroso inyectado.

$$t_{DL} = \frac{1}{L_x \phi} \int_0^t \bar{u}_x \phi dt$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 2.

Ecuación 70. Promedio de saturación de agua en una sección transversal.

$$\bar{S}_w = \frac{1}{H \phi} \int_0^H S_w \phi dz$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 2.

Ecuación 71. Flujo fraccional promedio en una sección transversal.

$$\bar{f}_w = \frac{\bar{u}_{wx}}{\bar{u}_x}$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 2.

Donde

t_{DL} = tiempo adimensional del volumen poroso inyectado en una sección transversal del yacimiento

X_D = distancia adimensional en la dirección x

L_x = Longitud del yacimiento en la dirección x, en pies

U_x = Velocidad superficial en la dirección x, en longitud/tiempo

U_{wx} = Velocidad superficial del componente x en la fase de agua

x = dirección del flujo

Las barras representan valores promedio sobre una sección.

Para conocer el flujo fraccional de agua se aplica la ecuación 72, como se muestra a continuación.

Ecuación 72. Flujo fraccional de agua aplicando VE.

$$\bar{f}_w = \frac{1 - N_G}{1 + \left(\frac{1}{\bar{M}}\right)}$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 3.

Donde N_G , es la función de gravedad adimensional y \bar{M} , corresponde a la razón del promedio de movilidad en una sección transversal. Estas dos se encuentran definidas por las ecuaciones 73 y 74 respectivamente.

Ecuación 73. Función de gravedad adimensional.

$$N_G = \frac{(\Delta\rho g \sin \varphi) \bar{k}_{ro}}{\mu_o \bar{u}_x \bar{k}_x}$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 3.

Ecuación 74. Promedio de la razón de movilidad para una sección transversal.

$$\bar{M} = \frac{\bar{k}_{rw} \mu_o}{\bar{k}_{ro} \mu_w}$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 3.

Donde:

$\Delta\rho$ = Diferencia de la densidad, (masa/volumen)

g =Gravedad

φ =Angulo de inclinacion

$\bar{K}_{ro,w}$ =Permeabilidad pseudo-relativa al petróleo y al agua

\bar{K}_x = Permeabilidad absoluta en dirección x

$\mu_{o,w}$ =Viscosidad del petróleo y agua respectivamente (cP).

Las permeabilidades pseudo-relativas para el crudo y el agua, son definidas por las ecuaciones 75 y 76:

Ecuación 75. Permeabilidad pseudo-relativa del crudo.

$$\tilde{k}_{ro} = \frac{1}{H \tilde{k}_x} \int_0^H k_x k_{ro} dz$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 3.

Ecuación 76. Permeabilidad pseudo-relativa del agua.

$$\tilde{k}_{rw} = \frac{1}{H \tilde{k}_x} \int_0^H k_x k_{rw} dz$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 3.

Para evaluar las permeabilidades pseudo-relativas del agua y del petróleo, se debe conocer las permeabilidades relativas de estas (K_{rw} y K_{ro}). Esto se realiza a través de las siguientes relaciones¹⁶⁶:

- Mediante curvas de permeabilidad relativa de la roca K_{ro} y K_{rw} vs. S_w .
- De una o más curvas de presión capilar S_w vs. P_c .
- De la asunción del equilibrio vertical (VE), P_c vs. Z .

Para la asunción del equilibrio vertical se aplica la ecuación 77:

Ecuación 77. Presión capilar en dirección x.

$$\left(\frac{\partial P_c}{\partial x}\right)_x = (\rho_w - \rho_o) g \cos \varphi = \Delta \rho g \cos \varphi$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 3.

Integrando la ecuación 77, de $z=0$ hasta z , se obtiene la siguiente ecuación 78.

¹⁶⁶ *Ibíd.* p 3.

Ecuación 78. Presión capilar en dirección z.

$$P_c(z) = (\Delta\rho g \cos \varphi)z + P_{ch}(x)$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 3.

Siendo P_{ch} , la presión capilar a $z=0$, y a una x especificada, y $\rho_{w,o}$, la densidad del agua y del petróleo.

El trabajo de simulación numérica llevada a cabo por Zapata, demuestra que un reservorio alcanza un equilibrio vertical a medida que la relación entre la longitud y el espesor aumenta, como se muestra en la ecuación 79.

Ecuación 79. Relación entre la longitud y el espesor.

$$R_L = \left(\frac{k_v}{k_h}\right)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{L}{H}\right)$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 3.

Donde:

L= Distancia inyector-productor (pies)

H=Espesor interno total (pies)

R_L =Ratio efectivo distancia-espesor (pies)

K_v = Permeabilidad vertical (mD)

K_h , la permeabilidad horizontal (mD)

Si hay barreras de flujo presentes, el equilibrio vertical es una asunción pobre, sin embargo, el modelo PM, puede ser corrido para cada intervalo entre las barreras y los resultados son combinados para generar un desempeño agregado.

- **Efecto del polímero.** Para incluir los efectos del polímero, se debe resolver la ecuación de conservación de polímeros. Las concentraciones obtenidas del polímero que son obtenidas serán utilizadas para cambiar el flujo fraccional de agua (\bar{f}_w) en función de la presencia del polímero.

Considerando un sistema en una dimensión, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones¹⁶⁷:

1. El polímero es disuelto en una fase acuosa.
2. El Volumen cambio debido perdida en el polímero.
3. Las propiedades del polímero son independientes de la salinidad.
4. La dispersión solo se representa por dispersión numérica.
5. Existe un equilibrio local termodinámico.
6. La velocidad de polímero aumenta a medida que la porosidad efectiva disminuye (también llamado efecto en el volumen poroso inaccesible).
7. La viscosidad de la solución del polímero es Newtoniana (Las correcciones para los efectos no-newtonianos son tomados en cuenta en los cálculos de inyectividad).

Un balance de masa de polímero, tomando en cuenta las anteriores consideraciones se expresa en la ecuación 80:

Ecuación 80. Balance de materia para el polímero.

$$\frac{\partial CP}{\partial t_{DL}} + \frac{\partial}{\partial x_D} (\bar{f}_w * f_p) = 0$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 3.

En la ecuación 81, se plantea la solución a la anterior ecuación:

Ecuación 81. Concentración total del polímero.

$$CP = \rho_w \omega_p \bar{S}_w (1 - \delta) + \frac{\rho_{rb} \bar{\omega}_p}{\bar{\phi}}$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 3.

Donde:

CP =Concentración total de polímero (masa de polímero/volumen poroso).

¹⁶⁷ *Ibíd.* p 3.

f_p =Concentración de la solución del polímero (masa de polímero/volumen de la fase de agua).

$\bar{\omega}_p$ = Concentración del polímero adsorbido.

δ =Volumen poroso inaccesible.

ρ_{rb} =Densidad de roca aparente.

La concentración de la solución del polímero (f_p), en la ecuación 80, es ajustada por los efectos de la digitación viscosa por el empuje del agua en el polímero.

El polímero puede afectar el valor de f_w , aumentando la viscosidad de la fase acuosa y reduciendo su permeabilidad. Para el flujo del polímero, el valor de M , es redefinido como se muestra en la ecuación 82:

Ecuación 82. Razón de movilidad para el polímero.

$$\bar{M}_{CP} = \frac{\bar{k}_{rw}\mu_o}{\bar{k}_{ro}\mu_p R_k}$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 4.

Donde:

μ_p =Viscosidad del polímero a la concentración promedio de la solución de polímero detrás del frente a la ruptura del agua (cP).

$\bar{\omega}_{pBT}$ =Concentración promedio de la solución de polímero del frente a la ruptura del agua connata (masa de polímero/masa de la fase agua).

BT =Ruptura de agua connata.

R_k =Factor de reducción de permeabilidad.

Con las concentraciones de polímero obtenidas en la ecuación 81, es posible calcular N_δ y R_k por medio de las ecuaciones 83 y 84, respectivamente.

Ecuación 83. Número de reducción de poro adimensional.

$$N_\delta = 3.9 * 10^{-3} \frac{M_p^{\frac{1}{3}} * [\mu]^{\frac{1}{3}}}{\left(\frac{k}{\phi}\right)^{\frac{1}{2}}}$$

Fuente: HIRASAKI, G. J. y POPE, G. A. Analysis of factors influencing mobility and adsorption in the flow of polymer solution through porous media. En: Society of Petroleum Engineers Journal. Agosto de 1974. vol. 14, no. SPE-4026-PA, p. 341.

Siendo M_p , el peso molecular del polímero (g/mol).

Ecuación 84. Factor de reducción de permeabilidad.

$$R_k = (1 - N_\delta)^{-4}$$

Fuente: HIRASAKI, G. J. y POPE, G. A. Analysis of factors influencing mobility and adsorption in the flow of polymer solution through porous media. En: Society of Petroleum Engineers Journal. Agosto de 1974. vol. 14, no. SPE-4026-PA, p. 341.

La razón de movilidad calculada en la ecuación 74, es luego usada en la ecuación 73 para calcular el flujo fraccional de agua (f_w), la cual se utiliza en las ecuaciones de conservación de agua y polímeros.

En las secciones transversales en dos dimensiones, el flujo es incompresible, por lo que, a diferencia del desplazamiento en una sola dimensión, se necesita una ecuación de presión.

Los resultados obtenidos en una sección en dos dimensiones, se utilizan para predecir el flujo en tres dimensiones puesto que se asume que estos representan la porción barrida del área patrón. Sin embargo, el uso de una de la sección transversal 2-D para representar la zona barrida, no es rigurosamente correcta, porque esta no toma en cuenta la variación de la posición del flujo frente a las diferentes líneas del patrón¹⁶⁸.

- **Área de Barrido.** Para incluir la tercera dimensión, el modelo incluye cálculos del barrido areal, las cuales tienen en cuenta los resultados obtenidos de secciones transversales 2-D. Estos resultados toman en consideración los efectos del desplazamiento y del barrido vertical, que combinados con el barrido areal representan la eficiencia de recobro.

Existe data disponible para la predicción del barrido areal en diferentes patrones de inyección, sin embargo, esta data es medida usando fluidos miscibles, donde no existe ni saturación, ni gradientes de concentración detrás del frente de flujo. En flujo de agua y polímeros, el desplazamiento usualmente no ocurre de manera tipo pistón, por lo que este modelo no puede ser directamente aplicable. Un método fue desarrollado para permitir que el modelo PM sea potencialmente aplicable para cualquiera de los patrones de inyección. Este utiliza un gran cuerpo de datos para la predicción del área de barrido¹⁶⁹.

Una correlación de la eficiencia del barrido areal E_A , es presentada en la ecuación 85:

¹⁶⁸ *Ibíd.* p 7.

¹⁶⁹ *Ibíd.* p 8.

Ecuación 85. Eficiencia de barrido areal.

$$E_A = f(F_i, M)$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 4.

Donde:

F_i =Volumen poroso desplazable por el fluido desplazante

Para un desplazamiento tipo pistón y una saturación inicial de agua inmóvil, F_i , se define por la ecuación 86.

Ecuación 86. Volumen poroso desplazable por el fluido desplazante.

$$F_i = \frac{t_D}{F_d}$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 4.

Donde, el Volumen poroso adimensional F_d , está definido por la ecuación 87.

Ecuación 87. Volumen poroso adimensional.

$$F_d = 1 - S_{or} - S_{wirr}$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 4.

Siendo:

S_{or} =Saturación de petróleo residual.

S_{wirr} =Saturación de agua irreducible.

La movilidad (M), en el punto máximo, está definido por la ecuación 88

Ecuación 88. Razón de movilidad en el punto máximo.

$$M^o = \frac{k_{rw}^o \mu_o}{k_{ro}^o \mu_w}$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 4.

Para utilizar la ecuación 85, para un desplazamiento diferente al tipo pistón, y donde la saturación de agua inicial sea móvil, es necesario realizar algunos cambios en las definiciones del Volumen poroso desplazable por el fluido desplazante y de la movilidad. En un desplazamiento no tipo pistón, la saturación de agua en la zona de barrido varía dependiendo de la posición y del tiempo. Si se considera que el agua connata es desplazada por el fluido inyectado¹⁷⁰, es posible definir un desplazamiento adimensional aparente del volumen de poro, como se muestra en la ecuación 89:

Ecuación 89. Volumen poroso desplazable adimensional aparente.

$$F_{dA} = \bar{S}_w$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 4.

Donde

\bar{S}_w = Promedio de saturación de agua sobre la sección transversal del yacimiento.

Hay que tener en cuenta que \bar{S}_w y por consiguiente F_{dA} , varían con el tiempo o con el fluido inyectado.

El área de barrido es definida como la fracción del área del patrón que ha sido atravesado por el frente desplazante. Cuando el agua connata es miscible, es desplazada por el fluido inyectado, y un banco de agua connata se forma frente al fluido inyectado contribuyendo al desplazamiento del petróleo. Para predecir la eficiencia de barrido areal del fluido desplazado, el cual consiste tanto de fluido inyectado como de agua connata, se define el volumen inyectado aparente¹⁷¹, como se muestra en la ecuación 90:

¹⁷⁰ *Ibíd.* p 8.

¹⁷¹ *Ibíd.* p 9.

Ecuación 90. Tiempo adimensional, volumen inyectado aparente.

$$t_{DA} = (\bar{S}_{wBT} + t_{DL} - t_{DLBT}) * E_A$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 5.

Donde los subíndices BT, se refieren a la ruptura del agua connata, indicado por el primer incremento en el corte de agua en el pozo produciendo y $t_{DL} \geq t_{DLBT}$ y $E_A \geq E_{ABT}$.

El volumen poroso desplazable (F_i), descrito en la ecuación 84, es redefinido, teniendo en cuenta ese incremento del corte de agua en la producción, obteniendo de esta forma la ecuación 91:

Ecuación 91. Redefinición del volumen poroso desplazable por el fluido desplazante.

$$F_i = \frac{t_{DA}}{\bar{S}_W}$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 5.

Para el cálculo del gradiente de saturación del agua detrás del frente, los valores de las permeabilidades pseudo-relativas que se usan para calcular la movilidad son tomados del trabajo experimental de Craig, puesto que no se han reportados más estudios relacionados a esto, teniendo en cuenta la variación de la viscosidad de la fase de agua. Por analogía al método para el cálculo del gradiente de saturación, el modelo PM, utiliza la viscosidad de la fase de agua en la concentración promedio del polímero (w_{pBT})¹⁷².

Teniendo en cuenta que las permeabilidades pseudo-relativas, serán usadas a la concentración promedio del polímero, la ecuación 82, de la razón de movilidad para el polímero, se reestructura obteniendo la ecuación 92.

¹⁷² *Ibíd.* p 5.

Ecuación 92. Razón de movilidad tomando la ruptura del agua connata.

$$M = \frac{\bar{k}_{rw} |_{\bar{S}_{wBT}} * \mu_o}{\bar{k}_{ro} |_{S_{wi}} * \mu_p |_{\bar{w}_{pBT}} * R_k |_{\bar{w}_{pBT}, \bar{S}_{wBT}}}$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 5.

Donde:

$\bar{K}_{rw} |_{\bar{S}_{wBT}}$ = Permeabilidad pseudo-relativa del agua en la ruptura del agua

$\bar{K}_{ro} |_{S_{wi}}$ = Permeabilidad pseudo-relativa del petróleo en la saturación inicial de agua

$R_K |_{\bar{w}_{pBT}}$ = Factor de reducción de permeabilidad a la concentración promedio del polímero

$\mu_p |_{\bar{w}_{pBT}}$ = viscosidad del polímero a la concentración promedio de este.

μ_o = Viscosidad del petróleo.

Para flujo de agua, se asume que $\mu_p = \mu_w$ y $R_K = 1$

Ahora que se tiene los valores del volumen poroso desplazable por el fluido desplazante (F_i), y de la movilidad tomando en cuenta la ruptura del agua (M), obtenidos de las ecuaciones 89 y 90, respectivamente, es posible utilizar las correlaciones de la eficiencia de barrido areal (Ecuación 83). Sin embargo estas ecuaciones muestran que F_i , es una función del tiempo aparente adimensional (t_{DA}), el cual a su vez es función de E_A , por lo tanto es necesario realizar operaciones repetitivas hasta obtener la convergencia de E_A y t_{DA} , a los valores del tiempo adimensional, del volumen de poro inyectado en una sección de reservorio 2-D (t_{DL}), dados. Generalmente la convergencia se logra con tres iteraciones.

Una vez obtenida la convergencia, el petróleo producido acumulado en el volumen poroso total, es definido por la ecuación 93.

Ecuación 93. Petróleo producido acumulado.

$$N_p = (\bar{S}_w - S_{wirr}) * E_A$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 5.

- **Saturación inicial de gas.** Aunque el modelo PM, está basado en el flujo de dos fases incompresibles (agua y petróleo), es necesario realizar una corrección para aproximar el efecto de la saturación inicial de gas basado en las siguientes asunciones¹⁷³.
 1. Todo el gas es producido durante el periodo de llene, durante el cual, solo el gas es producido.
 2. No permanece saturación de gas residual después del llene. Todo el gas producido después del llenado será gas en solución.

Debido a que el líquido no es producido hasta después del llene, el volumen del fluido inyectado en el reservorio hasta el llene es aproximadamente igual al volumen de reservorio con saturación de gas inicial. En la práctica, el llene se observa como un decremento repentino en la relación gas-petróleo (GOR), a partir del cual se obtendrá un valor constante de este y será igual al gas en solución. Para esto se requiere que la presión del reservorio esté por encima del punto de burbuja en el momento en que el llene ocurra, para garantizar que no existe gas libre en el reservorio. Típicamente esta aproximación es válida para saturaciones de gas mayores al 10%¹⁷⁴.

La saturación de gas inicial no tiene ningún efecto en el desplazamiento en los cálculos del desplazamiento o de la eficiencia de barrido.

- **Tasas de Inyección.** Los resultados obtenidos de la sección transversal 2-D, combinados con los cálculos de las áreas de barrido, permiten obtener datos de volúmenes vs. volúmenes inyectados acumulados (ambos adimensionales). Las tasas de inyección son usadas para relacionar el desempeño de la predicción con el tiempo.

Para relacionarlo existen dos opciones, la primera se realiza mediante una tabla específica de las tasas de inyección en superficie vs. tiempo. Este método puede ser utilizado si las tasas de inyección pueden ser anticipadas o si están limitados por consideraciones operacionales. También podría ser útil cuando la data histórica es conocida.

La segunda opción consiste en calcular las tasas de inyección basados en una caída constante de presión de inyectores a productores. Los métodos usados en el modelo PM, para predecir las tasas de inyección serán explicados abajo.

- **Procedimiento de cálculo para la constante ΔP .** Después del llene (o desde el comienzo de la inyección si $S_{gi} = 0$), una tasa de inyección “base” (q_{ib}), es calculado considerando su comportamiento como un fluido newtoniano. Para tener en cuenta los cambios en las condiciones de flujo de reservorio, q_{ib} es

¹⁷³ *Ibíd.* p 5.

¹⁷⁴ *Ibíd.* p 5.

corregida por la conductividad (γ), para obtener la tasa de inyección en campo, en el cual existen fluidos newtonianos (Ecuación 94):

Ecuación 94. Tasa de inyección para fluidos newtonianos.

$$q_{IN} = q_{ib} \gamma$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 6.

Para un patrón de 5 puntos con saturaciones iniciales uniformes y $S_{gi} = 0$, se obtiene la ecuación 95:

Ecuación 95. Tasa de inyección base para un patrón de 5 puntos.

$$q_{ib} = \frac{3.541 * 10^{-3} H \lambda_T \Delta P}{\ln \left(1.41 \frac{r_{ai}}{r_{we}} \right) - 0.619}$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 6.

Donde

λ_T =Movilidad total

r_{ai} =Distancia inyector-productor (pies)

r_w =Radio del pozo (pies)

La movilidad total, se encuentra expresada por la ecuación 96 y la conductividad en la ecuación 97.

Ecuación 96. Movilidad total.

$$\lambda_t = \bar{k} \left(\frac{\tilde{k}_{rw} |_{S_{wirr}}}{\mu_w} + \frac{\tilde{k}_{ro} |_{S_{wirr}}}{\mu_o} \right)$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 6.

Ecuación 97. Conductividad.

$$\gamma = \frac{\left. \frac{q_i}{\Delta P} \right|_{t_{DL}}}{\left. \frac{q_i}{\Delta P} \right|_{t_{DL}=0}}$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 6.

La conductividad es calculada como una función del fluido inyectado (t_{DL}) en un modelo de sección transversal 2-D y es usado para tener en cuenta el efecto de los cambios de movilidad a medida que el flujo avanza.

- **Efectos no newtonianos.** Los cálculos de las tasas de inyección deben tenerse en cuenta para el comportamiento no newtoniano de los polímeros, debido a que su viscosidad es función de las tasas de corte y de la concentración.

El efecto no-newtoniano es usualmente significativo solo en la cercanía del pozo, donde las tasas de corte son muy altas. En el reservorio las tasas de corte son bajas, por lo que tomar la viscosidad en la tasa de corte 0 es una buena aproximación. Por esta razón, los cálculos de desplazamiento, no tienen en cuenta los efectos no newtonianos, mientras que las tasas de inyección si lo hacen. Las correcciones son aplicadas solamente a los pozos inyectoros, no a los productores¹⁷⁵.

Para simplificar los cálculos, el modelo considera solamente la región que se encuentra en un radio de 60 pies del pozo de inyección. Usando la ecuación de Bondor, es posible calcular la tasa de inyección para fluidos no newtonianos, como se muestra en la ecuación 98.

Ecuación 98. Tasa de inyección para fluidos no newtonianos.

$$q_{NN} = \frac{(\Delta P - \Delta P_{NN})}{(\Delta P - \Delta P_N)} q_{iN}$$

Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 6.

Donde

q_{NN} = Tasa de inyección para fluidos no newtonianos.

¹⁷⁵ *Ibíd.* p 6.

ΔP_{NN} = Caída de presión a través del radio de 60 pies.

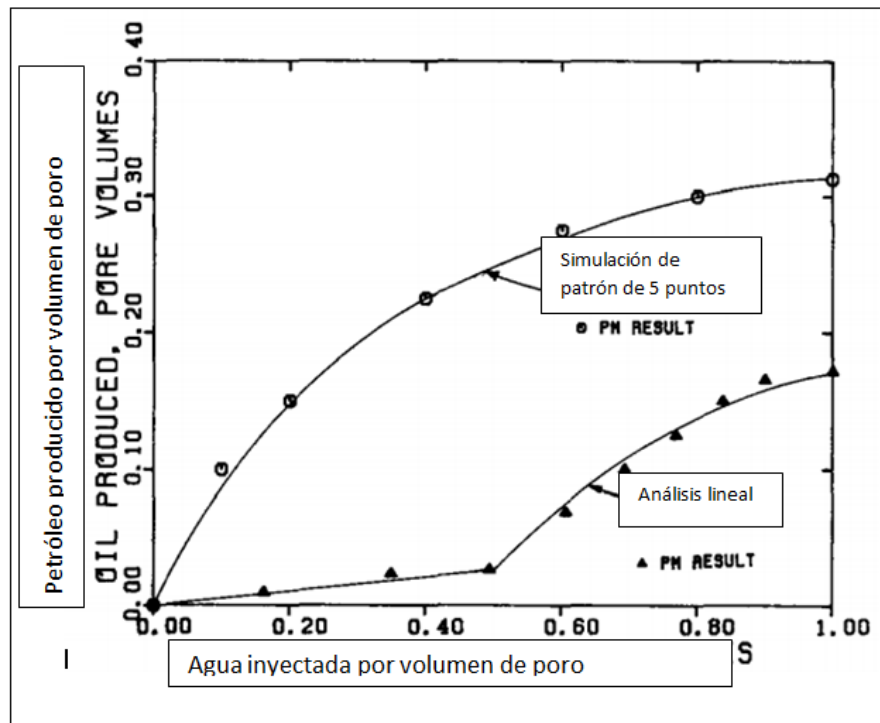
ΔP_N = Caída de presión con tasa de corte 0

q_{IN} = Tasa de inyección.

- **Validación del método PM.** En orden para probar la validez del método, comparaciones de los resultados fueron realizados por medio de cálculos analíticos. En estas se incluyó flujo de agua y de polímero, obteniendo excelente concordancia para el flujo de agua.

La comparación de las soluciones analíticas y los cálculos en un patrón de 5 puntos son presentados en la Figura 38. Aunque los resultados obtenidos en el flujo de polímero, no fueron tan precisos como en el caso del agua, se considera una buena concordancia. La diferencia en los resultados, se dio debido al uso de promedios por espesor en las propiedades de yacimiento¹⁷⁶.

Figura 38. Comparación del método entre soluciones analíticas (a) y los cálculos realizados.



Fuente: R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. No. SPE/DOE-12653, p. 12. Modificado por los autores.

¹⁷⁶ *Ibíd.* p 15.

4.2.2 Metodología modelo predictivo. Para aplicar el modelo predictivo, PM, se deben aplicar los siguientes pasos:

1. Formulación del equilibrio vertical

- a) Calcular el tiempo adimensional del volumen poroso inyectado por la ecuación 69.
- b) Calcular el promedio de saturación de agua utilizando la ecuación 70.
- c) Determinar la función de gravedad adimensional por la ecuación 73.
- d) Hallar la razón de movilidad para una sección transversal, en la ecuación 74.
- e) Calcular el flujo fraccional por medio de la ecuación 72.
- f) Determinar la relación entre la longitud y el espesor, mediante la ecuación 79.

2. Efectos de polímero

- a) Calcular la concentración total del polímero por la ecuación 81.
- b) Calcular el número de reducción de poro adimensional por medio de la ecuación 83.
- c) Determinar el factor de reducción de la permeabilidad por la ecuación 84.
- d) Recalcular la razón de movilidad, por medio de la ecuación 82, teniendo en cuenta los efectos del polímero.
- e) Recalcular el flujo fraccional, por medio de la ecuación 72.

3. Barrido areal

- a) Calcular el volumen poroso desplazable, en la ecuación 86.
- b) Hallar el volumen poroso adimensional, utilizando la ecuación 87.
- c) Determinar la razón de movilidad en el punto máximo, por medio de la ecuación 88.
- d) Calcular el tiempo adimensional por la ecuación 90.
- e) Calcular la razón de movilidad en la ruptura de agua connata, utilizando la ecuación 92.
- f) Realizar iteraciones repetitivas hasta obtener la convergencia de $E_{AY} t_{DA}$
- g) Calcular el petróleo producido acumulado, aplicando la ecuación 93.

4. Cálculo diferencial de presión

- a) Calcular la conductividad por la ecuación 97.
- b) Hallar la movilidad por la ecuación 96.
- c) Calcular la tasa de inyección base para un patrón de 5 puntos, aplicando la ecuación 95.
- d) Determinar la tasa de inyección para fluidos newtonianos.

5. Efectos Newtonianos

- a) Calcular la tasa de inyección para fluidos no newtonianos con la ecuación 98.

4.3 MODELO PREDICTIVO PARA INYECCIÓN DE POLÍMEROS, PFPM

El modelo predictivo para inyección de polímeros o PFPM por sus siglas en inglés de *Polymer Flood predictive Model* fue desarrollado por Software-Intercomp para el Consejo Nacional del Petróleo (NPC) en 1984 como parte del programa de potencial de los Estados Unidos en recobro mejorado de petróleo. Este modelo puede ser utilizado tanto para inyección de polímeros como inyección exclusivamente de agua, por lo cual el método permite comparar la ganancia incremental entre estos dos tipos de métodos¹⁷⁷.

La arquitectura del método es muy similar a las de los otros modelos predictivos del programa de recobro de USA, tales como combustión *in-situ*, inyección de vapor (Aydelotte y Pope, 1983), Inyección de químicos (Paul et al, 1982) e inyección de CO₂ miscible (Paul et al, 1984). El método consiste básicamente en obtener unas tasas de producción de petróleo contra tiempo para un único patrón y luego convertir estas a evaluaciones económicas¹⁷⁸. El método PFPM es un modelo tridimensional, estratificado, con un patrón de inyección de cinco puntos y dos fases (crudo y agua) el cual computa la ruptura del frente de agua y el recobro de petróleo en el proceso mediante el uso de la teoría de flujo fraccional y modelos de barrido areal y vertical. Adicionalmente el modelo hace uso de una correlación para considerar el efecto del tamaño del tapón de polímero obtenida por simulación numérica¹⁷⁹. Las propiedades físicas del polímero tales como la adsorción, reducción de la permeabilidad y los efectos no Newtonianos son tenidos en cuenta y calculados en este modelo. En materia de la heterogeneidad, el modelo puede incluirla ya sea mediante la entrada de datos detallados de las capas del reservorio o usando el coeficiente de Dykstra-Parsons¹⁸⁰.

Las suposiciones más importantes del método son¹⁸¹:

- Los fluidos y la roca son incompresibles.
- La caída de presión entre el pozo inyector y productor se mantiene constante.
- No hay cambios de volumen en el mezclado.
- La inyección se da de manera isotérmica.
- Los efectos de la salinidad en el polímero son despreciables.
- La gravedad y fuerzas capilares son despreciables.
- No ocurre el fenómeno de *fingering*.
- La dispersión del perfil de concentración del polímero es despreciable.
- La inyección del banco de polímero desplaza totalmente al agua connata sin mezclarse con esta o con una mezcla mínima.
- No hay flujo cruzado entre capas.

¹⁷⁷ DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 1.

¹⁷⁸ *Ibíd.* p 1.

¹⁷⁹ *Ibíd.* p 1.

¹⁸⁰ *Ibíd.* p 1.

¹⁸¹ *Ibíd.* p 2-3.

- Cada capa es homogénea en permeabilidad, porosidad, espesor y saturación inicial de agua.
- El volumen poroso inaccesible por la solución de polímero, es despreciable.
- La adsorción de polímero y entrapamiento son instantáneos e irreversibles.

4.3.1 Descripción del modelo predictivo, PFPM

- **Teoría de flujo fraccional.** La teoría de flujo fraccional de Buckley-Leverett (1942) es aplicada al método para cálculos de inyección de agua y/o polímeros. Solo se considera que hay inyección continua de polímero¹⁸². Las ecuaciones de continuidad para agua y polímero se pueden expresar como se muestra a continuación (ver ecuaciones 99 y 100).

Ecuación 99. Ecuación de continuidad #1.

$$-u \left(\frac{\partial f_w}{\partial x} \right) = \phi \left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right)$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 3.

Ecuación 100. Ecuación de continuidad #2.

$$-u \left(\frac{\partial (f_w CP)}{\partial x} \right) = \phi \left(\frac{\partial (S_w CP)}{\partial t} + \frac{\partial CP_A}{\partial t} \right)$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 3.

Dónde:

u: velocidad de Darcy.

F_w : flujo fraccional del agua.

S_w : Saturación de agua.

C_P : Concentración de polímero.

C_{PA} : Concentración de polímero absorbido.

Generalmente, se tienden a formar dos discontinuidades en la saturación durante la inyección de polímeros, tal y como se observa en la figura 39. La primera

¹⁸² *Ibíd.* p 3.

discontinuidad (S_{w2}) corresponde a la saturación del frente de agua connata, y la segunda discontinuidad (S_{w3}) corresponde a la saturación del frente del polímero, es decir, donde la solución de agua-polímero contacta al agua connata. S_{w3} , se determina por medio de la tangente a la curva de flujo fraccional polímero-petróleo de la figura 40, que pasa a través del punto $(-D_{sp}, 0)$; donde D_{sp} , es la relación entre la adsorción de polímero en el volumen poroso y el volumen poroso inyectado. El frente del polímero (S_{w3}, f_{w3}), viaja a cierta velocidad, la cual se puede expresar como se muestra en la ecuación 101.

Ecuación 101. Velocidad del frente del polímero.

$$\frac{dx_D}{dl} = \frac{f_{w3} - f_{w2}}{S_{w3} - S_{w2}} = \frac{f_{w3}}{S_{w3} - D_{sp}}$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 4.

Dónde:

x_D : Distancia adimensional en la dirección x. ($x_D = x/L$).

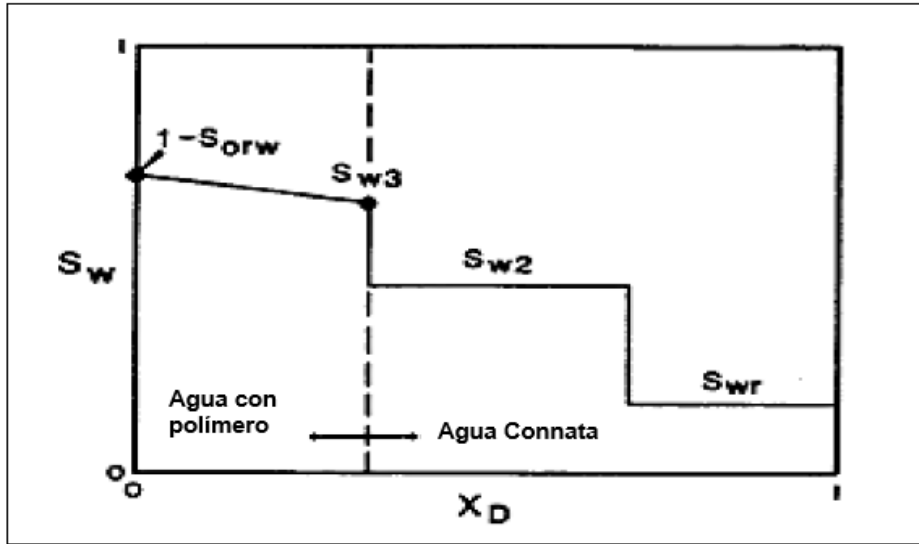
L: longitud del sistema 1D.

l: volúmenes porosos inyectados = $qt/L\phi$.

D_{sp} : relación entre la adsorción de polímero en el volumen poroso y el volumen poroso inyectado.

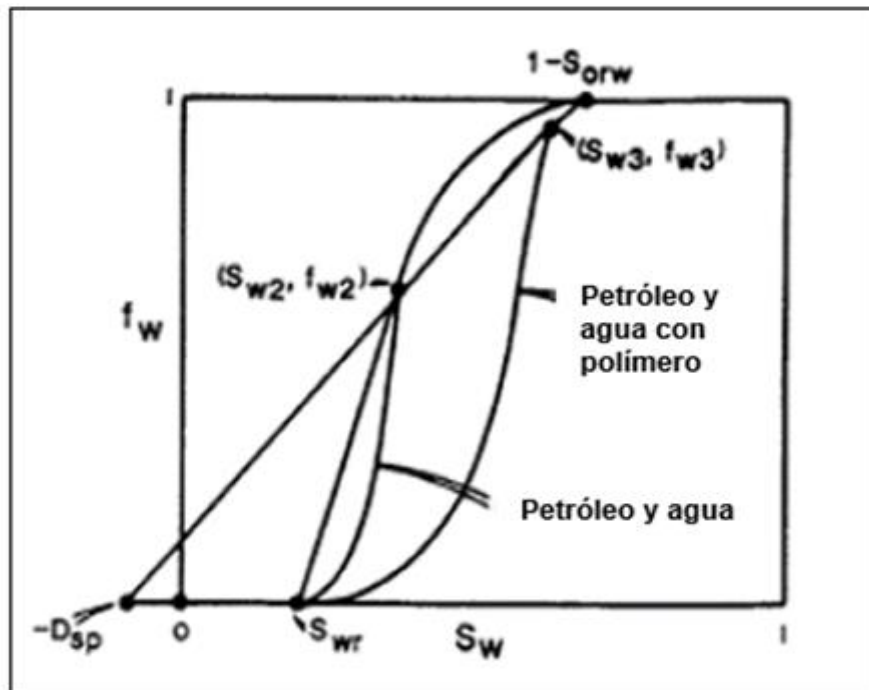
La ruptura del frente de polímero se dará cuando $x=L$, después de inyectar un volumen poroso equivalente a $l = S_{w3} - D_{sp} / f_{w3}$.

Figura 39. Perfil de saturaciones en una inyección agua/polímeros.



Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model. 1986. p. 21. Modificado por los autores.

Figura 40. Curva de flujo fraccional para inyección de agua/polímero.



Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model. 1986. p. 21. Modificado por los autores.

De manera similar, la saturación del frente de agua connata, S_{w2} , se obtiene de la intersección de la tangente con la curva normal de flujo fraccional agua-petróleo en el punto $(S_{wr}, 0)$, donde S_{wr} es la saturación irreducible de agua. Este frente de agua viaja también a una velocidad específica, la cual se ve representada por la ecuación 102.

Ecuación 102. Velocidad de frente de agua connata.

$$\frac{dx_D}{dl} = \frac{f_{w2}}{S_{w2} - S_{wi}}$$

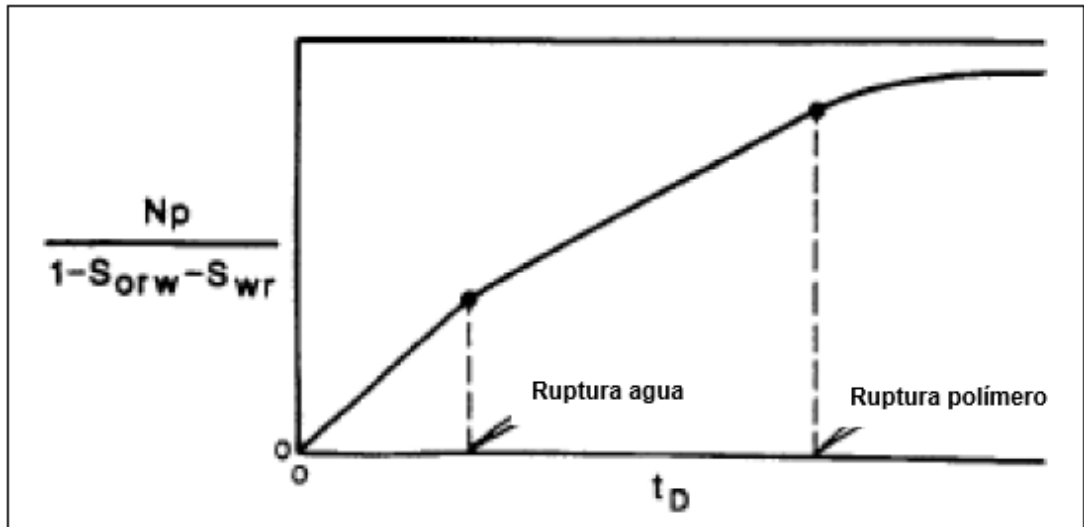
Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 4.

Donde

S_i : saturación inicial de agua (S_{wr}) y $f_i=0$.

La ruptura del frente de agua connata, será después de inyectar un volumen poroso $I=S_{w2}-S_{wr}/f_{w2}$. La producción de crudo estará a un corte de 100% hasta la ruptura de S_{w2} , a un corte constante desde f_{w2} hasta la ruptura de S_{w3} y a un corte decreciente en $S_w-S_{wr} + (1-f_w) t_D$, donde $t_D= 1/ (df_w/dS_w)^{183}$. Gráficamente se puede apreciar este comportamiento en la figura 41.

Figura 41. Corte de crudo en inyección de agua y polímeros.



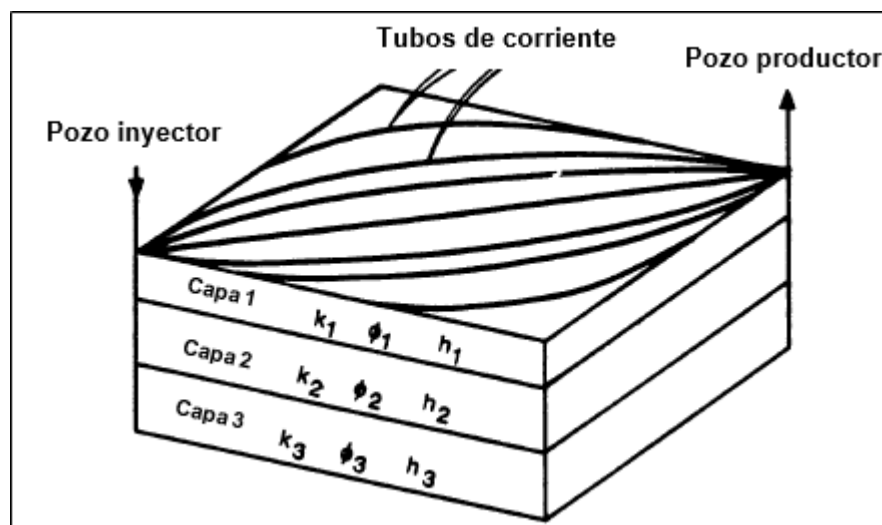
Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model. 1986. p. 21. Modificado por los autores.

¹⁸³ *Ibid.* p 22.

Cuando la saturación de agua inicial es mayor a S_{wr} , es decir, que hay agua móvil, los resultados anteriores se modifican de forma tal que la primera discontinuidad de saturación sería desde $S_{wi} > S_{wr}$ hasta S_{w2} , y cambiaría el corte de petróleo.

- **Método de tubo de corriente para el cálculo del barrido areal y vertical.** En el modelo de PFPM se utiliza la aproximación de tubo de corriente propuesta por Higgins y Leighton en 1962 y LeBlanc en 1971 para el cálculo de la eficiencia de barrido areal y vertical. Cada capa del yacimiento está dividida en una, cuatro u ocho tubos de corriente, conectando al pozo inyector con el productor en un patrón de cinco puntos. El desplazamiento lineal en una dimensión es calculado a lo largo de cada tubo de corriente usando la teoría de flujo fraccional. Combinando los resultados de todos los tubos de corriente y capas se obtiene la historia de producción en 3-D¹⁸⁴. La figura 42 muestra el arreglo de capas y tubos de corriente entre un pozo productor e inyector en un arreglo de cinco puntos.

Figura 42. Arreglo de capas y tubos de corriente entre un pozo productor e inyector; arreglo de cinco puntos.



Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model. 1986. p. 22. Modificado por los autores.

En el modelo se asume que los tubos de corriente están fijos, y que no hay flujo cruzado o dispersión transversal entre cada uno. Los tubos de corriente del arreglo de cinco puntos fueron generados con el modelo de Patton et al, 1971. Cada uno de los tubos es dividido en 20 incrementos de caída de presión inicial iguales (bloques)¹⁸⁵.

- **Cálculos de inyectividad.** El modelo asume una caída de presión constante (ΔP) entre el pozo inyector y productor. Debido a que la saturación inicial está

¹⁸⁴ *Ibíd.* p 5.

¹⁸⁵ *Ibíd.* p 5.

distribuida uniformemente en cada capa según las suposiciones consideradas por el modelo, la tasa de inyección inicial (Bbl/d) para cada capa puede calcularse mediante la ecuación 103. La cual corresponde a la fórmula de Muskat (1937).

Ecuación 103. Ecuación de Muskat para la tasa inicial de inyección en cada capa.

$$QL = \frac{0.003541 * C'_p * D * PERML(J) * PAYL(J) * TOTM(1,J)}{-0.619 + Ln\left(\frac{L}{r_w}\right)}$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 6.

Donde:

$C'_p = \Delta P / \text{Profundidad}$ (psi/ft).

PERML(J)= Permeabilidad de la capa (mD).

PAYL(J)= Espesor de la capa (pies).

TOTM (1, J) = Movilidad relativa total inicial del banco I (=1).

r_w = radio del pozo (ft).

L=Distancia productor-inyector para un patrón de cinco puntos (pies).

Para hallar la distancia entre el pozo productor e inyector (L) se utiliza la ecuación 104.

Ecuación 104. Distancia pozo productor-inyector para un patrón de cinco puntos.

$$L = \frac{(2 * 43560 * A_{ai})^{0.5}}{2}$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 6.

Dónde:

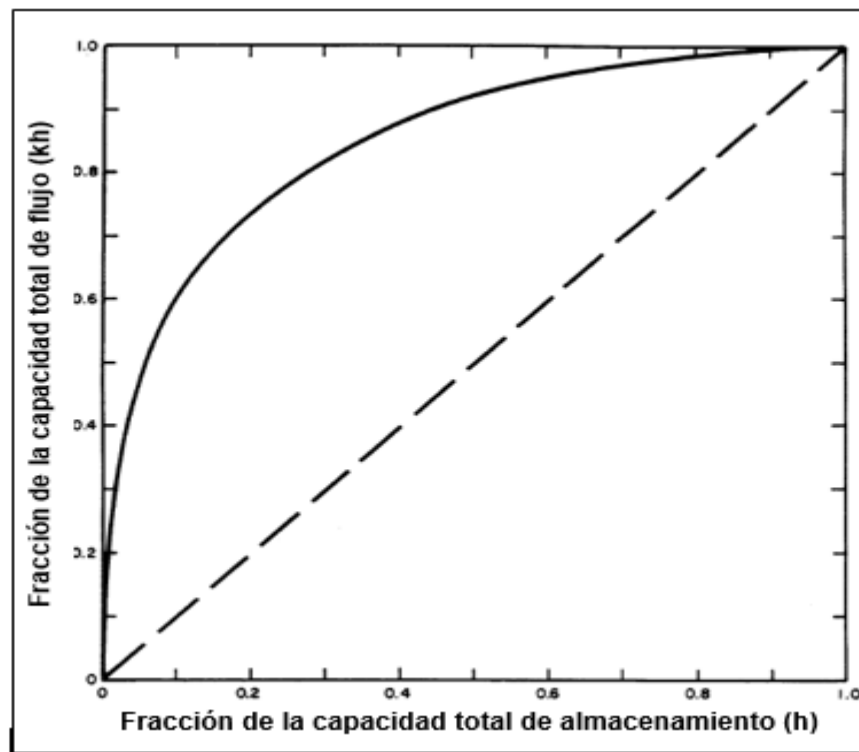
A_{ai} = área del patrón de inyección (Acres).

- **Cálculo de la permeabilidad de la capa usando el coeficiente Dykstra-Parsons y la permeabilidad promedio de la formación.** Cuando no se dispone de información detallada de las capas del yacimiento (permeabilidad, porosidad, espesor y saturación de agua inicial), lo cual es bastante común en muchos

casos, se puede proceder a utilizar el coeficiente de variación de permeabilidad de Dykstra-Parsons (1950) para representar la heterogeneidad. En el modelo PFFM, el espesor neto total debe ser dividido entre máximo 10 pseudo capas de igual espesor, porosidad, sin comunicación entre ellas y con permeabilidades calculadas basadas en el VDP y la permeabilidad promedio de la formación.

El coeficiente de Lorenz, es una definición de la heterogeneidad de un yacimiento, que se basa en la desviación desde una línea recta, de la gráfica de Capacidad de flujo (F) vs. Capacidad de almacenamiento (C), como se ve en la figura 43.

Figura 43. Curva de capacidad de flujo-capacidad de almacenamiento.



Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model. 1986. p. 23. Modificado por los autores.

La función $F(k)$, representa la fracción de la capacidad de flujo total, kh ; y la función $C(k)$, representa la fracción de la capacidad de almacenamiento. El modelo asume que la porosidad es también heterogénea entre capas, aunque con variaciones de órdenes de magnitud menores que las observadas en la permeabilidad.

El coeficiente de Dykstra-Parsons para variación de permeabilidad vertical (VDP), se determina teniendo en cuenta la permeabilidad promedio del yacimiento y la permeabilidad por encima de la cual 84,1% de la distribución cae. Por lo tanto, cuando VPD es pequeño (por ejemplo, 0,1, representado por la línea punteada en

la figura 38), la fracción de la capacidad de flujo es prácticamente igual a la fracción del espesor; y cuando VDP es grande (por ejemplo, 0.9), solamente una pequeña fracción del espesor, favorece la mayor parte de la capacidad de flujo.

Para relacionar F y C, se asume que la permeabilidad se distribuye log-normalmente. Se pueden realizar las estimaciones por medio de dos métodos en el modelo: asumiendo capas de igual espesor o capas de igual producto kh.

- **Corrección por el efecto de tapón finito de polímero.** Generalmente se inyectan solamente de 0.1 a 0.3 volúmenes porosos de solución polimérica debido a limitaciones económicas. Por supuesto, el tamaño del tapón de polímero tiene un profundo efecto en el recobro de petróleo. Para analizar la influencia de este efecto, se ha tendido a utilizar simuladores de diferencia finita, los cuales demandan memoria computacional y CPU¹⁸⁶. El objetivo de este modelo es el de desarrollar un factor que requiera el uso mínimo de CPU's y que considere los aspectos principales involucrados. Este factor denominado como CPB en el modelo, fue generado de resultados de simulaciones numéricas y fue definido inicialmente como lo muestra la ecuación 105.

Ecuación 105. Coeficiente de corrección CPB #1.

$$CPB = \frac{(ER_{pb} - ER_w)}{(ER_{pc} - ER_w)}$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 9.

Dónde:

ER= eficiencia de recobro a 1.2 volúmenes porosos acumulados de polímero + agua.

ER_{pb}= eficiencia de recobro de inyección de polímeros con un banco de tamaño finito.

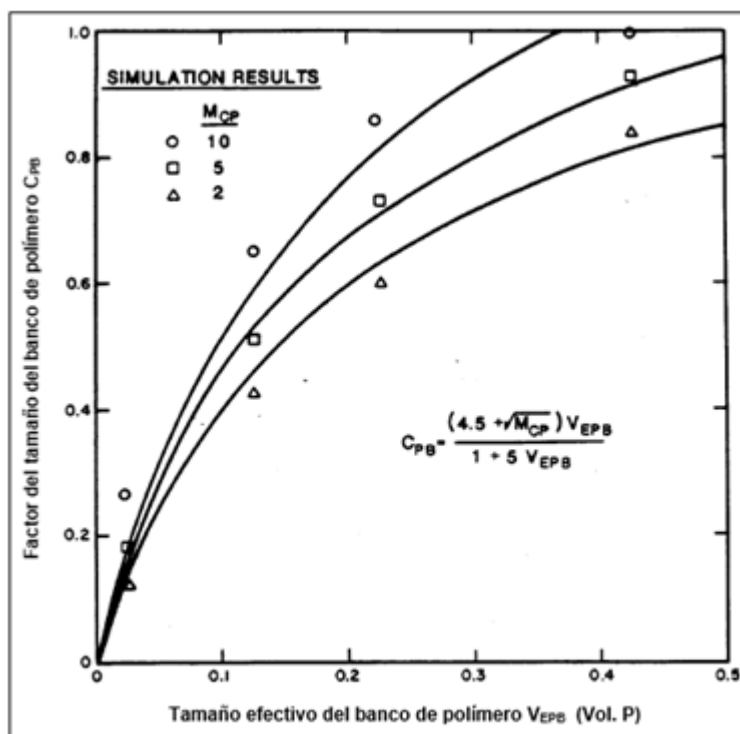
ER_{pc}= eficiencia de recobro con un banco de polímero continuo.

ER_w= eficiencia de recobro con inyección de agua convencional.

Se realizaron numerosas corridas para varios tamaños de tapones de polímeros, razones de movilidad y niveles de adsorción de polímero. Los resultados obtenidos de todas estas corridas se compilaron en la figura 44. y permitieron generar la correlación de la ecuación 106 para cálculo del CPB.

¹⁸⁶ *Ibíd.* p 9.

Figura 44. Factor de corrección del tamaño del tapón de polímero.



Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model. 1986. p. 24. Modificado por los autores.

Ecuación 106. Coeficiente de corrección CPB #2.

$$CPB = \frac{(4.5 + \sqrt{MCP}) * VEPB}{1 + 5 * VEPB}$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 10.

Para $0,3 < CPB < 1,0$

Dónde:

MCP = Razón de movilidad agua-polímero (ver ecuación 107).

$VEPB$ = Volumen efectivo del tapón de polímero (ver ecuación 108).

Ecuación 107. Razón de movilidad agua polímero.

$$M_{CP} = \frac{\mu_p}{\mu_w}$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 10.

Dónde:

μ_p : viscosidad del tapón de polímero.

μ_w : viscosidad del agua.

Ecuación 108. Volumen efectivo del tapón agua polímero.

$$VE_{PB} = V_{pTI} - (0.5 * D_{sp})$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 10.

Dónde:

V_{pTI} = Volumen poroso actual del tapón inyectado.

D_{sp} = relación entre la adsorción de polímero en el volumen poroso y el volumen poroso inyectado.

La ruptura del polímero para un bache continuo (BTFP) se expresa como BTFPX (ver ecuación 109).

Ecuación 109. Ruptura del bache de polímero, en términos de volumen poroso.

$$BTFPX = BT_{OB} + CPB * (BT_{PF} - BT_{OB})$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 10.

Dónde:

BT_{OB} = Ruptura del banco de polímero (En volumen poroso).

BT_{PF} = Ruptura del banco de petróleo (En volumen poroso).

Por otro lado, el recobro de petróleo se reduce a la razón mostrada en la ecuación 110.

Ecuación 110. Reducción del recobro de petróleo.

$$Red. Recobro = (1 - f_{ob})(1 - CPB)(BT_{PB} - BT_{OB})$$

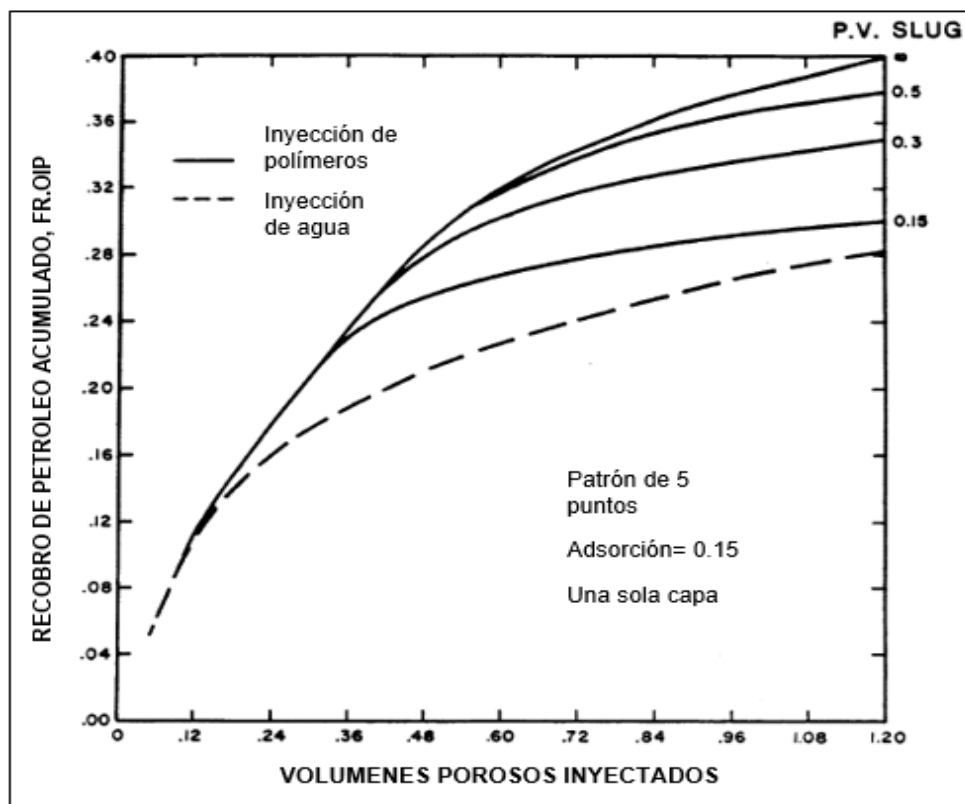
Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 11.

Dónde:

f_{ob} = Flujo fraccional del banco de petróleo.

Se observó que el banco de petróleo decrece linealmente, a medida que disminuye el factor de corrección CPB, además que se obtiene un bajo recobro y ruptura temprana del frente de polímero si se utiliza un bache pequeño de inyección. Mientras el factor de corrección se aproxima a cero, el recobro de petróleo de la inyección de polímero y la ruptura del polímero, se aproximan a los valores que se obtienen para la inyección de agua. La figura 45 muestra las curvas de recobro de petróleo como función del tamaño del bache de polímero, mostrando el efecto del factor CPB y los efectos anteriormente nombrados.

Figura 45. Efecto del tamaño del tapón de polímero en el recobro de petróleo.



Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model. 1986. p. 25. Modificado por los autores.

- **Propiedades físicas de las soluciones poliméricas.** Muchas propiedades de las soluciones de polímeros pueden afectar el comportamiento de la inyección de polímeros tales como la salinidad, volumen poroso de difícil acceso, comportamiento no-newtoniano, adsorción y reducción de la permeabilidad a la fase acuosa¹⁸⁷.

En el modelo predictivo PFPM, el volumen poroso inaccesible (10% para poliacrilamidas y menos de 1% para biopolímeros), se desprecia debido a su impacto relativamente pequeño en la inyectividad y el recobro de petróleo¹⁸⁸. Para simplificar los cálculos de flujo fraccional, la velocidad de corte en la región entre pozos y la salinidad del agua, se asumen constantes a lo largo de toda la inyección. En consecuencia, solamente se requiere un valor de viscosidad del

¹⁸⁷ *Ibíd.* p 11.

¹⁸⁸ *Ibíd.* p 11.

polímero para los cálculos de recobro de petróleo (concentración de polímero en el bache), y de la misma forma, un solo valor de adsorción de polímero¹⁸⁹.

- **Efecto de la reducción de la permeabilidad.** Las soluciones poliméricas tienden a reducir la movilidad de la fase acuosa mediante dos mecanismos, los cuales son el aumentar la viscosidad y reducir la permeabilidad a la fase acuosa. Los biopolímeros actúan principalmente a incrementar la viscosidad de la solución, mientras que los polímeros sintéticos tienden a aumentar la viscosidad y reducir la permeabilidad de la salmuera incluso después de que la solución polimérica ya ha sido desplazada. La reducción en la permeabilidad es denominada como “factor de resistencia residual” o RRF¹⁹⁰. El RRF se puede calcular mediante lo expresado en la ecuación 111.

Ecuación 111. Factor de resistencia residual.

$$RRF = \frac{M_{Wac}}{M_{Wcd}}$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 12.

Dónde:

M_{Wac} = Movilidad del agua antes del contacto del polímero con la roca.

M_{Wdc} = Movilidad del agua después del contacto del polímero con la roca.

Dado que el efecto de reducción de permeabilidad se da muy rápidamente, la ecuación 88 es equivalente a incrementar la viscosidad de la fase que contiene el polímero de forma como lo expresa la ecuación 112, siempre y cuando $RRF \geq 1$ ¹⁹¹.

Ecuación 112. Viscosidad aparente del polímero.

$$\mu_{app} = \mu_p * RRF$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 12.

Dónde:

μ_p = viscosidad del polímero.

¹⁸⁹ *Ibíd.* p 11.

¹⁹⁰ *Ibíd.* p 11.

¹⁹¹ *Ibíd.* p 12.

La viscosidad aparente generalmente es obtenida de inundaciones a núcleos de muestra llevados a cabo a una tasa de flujo promedio de campo “q”. La ecuación 113 muestra la manera más común de hallar esta viscosidad.

Ecuación 113. Viscosidad aparente del polímero mediante análisis de núcleos.

$$\mu_{papp} = k_w \frac{\Delta p / L_{core}}{q/A}$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 12.

Dónde:

A= área seccional del núcleo (pulg²).

L_{core}= longitud del núcleo (pulg).

Nota: los valores de RRF varían entre 1 y 4, siendo 1 el valor para la inyección de agua convencional.

Debido a que la reducción de la permeabilidad es modelada como irreversible, la viscosidad del agua va a incrementar tal como muestra la ecuación 114¹⁹²

Ecuación 114. Viscosidad aparente del agua.

$$\mu_{wapp} = \mu_w * RRF$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 12.

Según el modelo PFPM, el efecto de incrementar la viscosidad del agua, es el de reducir la movilidad del banco de agua, representado por la ecuación 115.

¹⁹² *Ibíd.* p 12.

Ecuación 115. Movilidad del banco de agua al aumentar la viscosidad de la misma.

$$M_{wb} = \frac{k_{ro}^o}{\mu_o} + \frac{k_{rw}^o}{\mu_{wapp}}$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 12.

La viscosidad aparente del polímero puede expresarse también como muestra la ecuación 116. En términos de un factor de resistencia FR.

Ecuación 116. Viscosidad aparente del polímero #2.

$$\mu_{papp} = \mu_w * FR$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 13.

El factor de resistencia varía entre 1 y 20 según el modelo y es equivalente a lo señalado en la ecuación 117.

Ecuación 117. Factor de resistencia.

$$FR = \frac{M_{Wac}}{M_{ps}}$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 13.

Dónde:

M_{ps} = movilidad de la solución polimérica.

- **Comportamiento no Newtoniano.** El efecto de la reología no Newtoniana de los polímeros solo se tiene en cuenta en el cálculo de la tasa de inyección. Entre más baja sea la viscosidad del polímero debido a los esfuerzos de corte en las cercanías del pozo, se tendrá una inyectividad mayor a la calculada basados en la viscosidad promedio del polímero en el yacimiento. Este fenómeno puede ser simulado al utilizar un factor de skin negativo dependiente de la tasa (Bondor et

al, 1972). En los pozos productores este efecto de corte es despreciable debido a que ya el polímero se ha diluido a través del yacimiento¹⁹³.

La permeabilidad al agua en la zona barrida por el polímero y el espacio poroso ocupado por el agua, se definen por medio de la ecuación 118 y la ecuación 119 respectivamente¹⁹⁴.

Ecuación 118. Permeabilidad al agua en la zona barrida por el polímero.

$$k_w = k * k_{rw}^o$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 14.

Dónde:

k= Permeabilidad absoluta.

Ecuación 119. Espacio poroso ocupado por el agua.

$$\phi_w = \phi S_{wp} = \phi(1 - S_{orw})$$

Fuente: BONDOR, P. L.; HIRASAKI, G. J. y THAM, M. J. Mathematical simulation of polymer flooding in complex reservoirs. En: Society of Petroleum Engineers Journal. Octubre de 1972. vol. 12, no. SPE-3524-PA, p. 372.

Dónde:

S_{wp}= Saturación de agua en la zona barrida por el polímero, (fracción)

S_{orw}= Saturación de petróleo residual al agua, (fracción)

A fin de tener en cuenta el comportamiento no-newtoniano, se utiliza un factor de pseudo-daño, que se calcula con la ecuación 120 o la ecuación 121.

¹⁹³ ANGARITA BUITRAGO, Natalia. BUITRAGO PEÑA, Solangie. Desarrollo de un Modelo Predictivo para Inyección de Químicos Surfactantes-Polímeros Convencional. Bogotá D.C. 2016. p 154.

¹⁹⁴ *Ibíd.* p 157.

Ecuación 120. Factor de pseudodaño #1. (Si $N_\mu \leq \mu_{\min}/\mu_{\max}$).

$$S_p = \frac{1}{1-n} \left[\ln \left(\frac{\mu_{\min}^{\frac{\mu_{\min}}{\mu_{\max}}} N_\mu^{\left(1 - \frac{\mu_{\min}}{\mu_{\max}}\right)}}{\mu_{\max}} \right) - \frac{\mu_{\min}}{\mu_{\max}} + 1 \right]$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 32.

Ecuación 121. Factor de pseudodaño #2. (Si $N_\mu > \mu_{\min}/\mu_{\max}$).

$$S_p = \frac{1}{1-n} [\ln N_\mu - N_\mu + 1]$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 15.

La viscosidad adimensional es definida mediante la ecuación 121. Dónde: $\mu_{\min} = \mu_w$ y $\mu_{\max} = \mu_{papp}$

Ecuación 122. Viscosidad adimensional.

$$N_\mu = \frac{H_{bk}}{\mu_{\max}} \left(3.17 * 10^3 \frac{r_w h}{q_{NN}} \right)^{1-n}$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 14.

Se asume que la relación entre la tasa de inyección para fluidos newtonianos y la tasa de inyección para fluidos no newtonianos, es proporcional a la razón inversa de conductividades, tal como muestra la ecuación 122¹⁹⁵.

¹⁹⁵ *Ibíd.* p 158.

Ecuación 123. Relación de inyectividades Newtoniana y no Newtoniana.

$$\frac{q_{iN}}{q_{NN}} = \frac{I_{NN}}{I_{iN}} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\ln \frac{r_e}{r_w} + S_p}$$

Fuente: BONDOR, P. L.; HIRASAKI, G. J. y THAM, M. J. Mathematical simulation of polymer flooding in complex reservoirs. En: Society of Petroleum Engineers Journal. Octubre de 1972. vol. 12, no. SPE-3524-PA, p. 374.

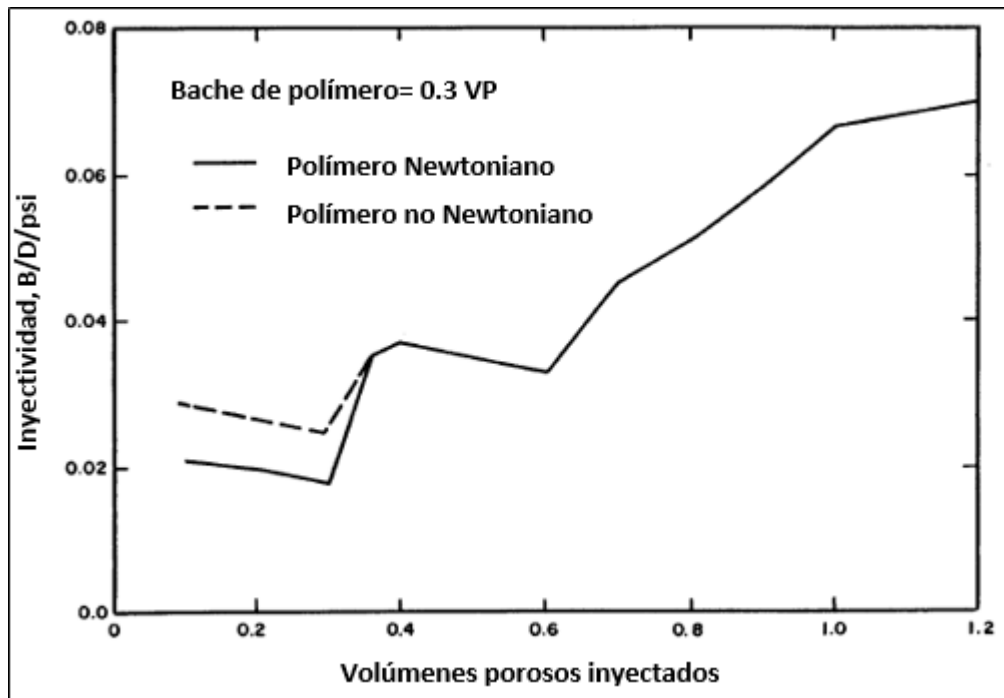
Dónde:

NN= comportamiento no newtoniano

iN= comportamiento newtoniano.

La figura 46, compara la inyectividad newtoniana y la inyectividad no-newtoniana en el modelo PFPM. Se puede observar gráfica, ente que la diferencia entre la inyección Newtoniana y no Newtoniana tiende a desaparecer cuando se ha inyectado un 30% de volumen poroso.

Figura 45. Comparación de la inyectividad de fluidos newtonianos y fluidos no-newtonianos.



Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model. 1986. p. 26. Modificado por los autores.

4.3.2 Metodología del modelo predictivo, PFPM. A continuación, se muestra un resumen de cómo debe desarrollarse el método PFPM y cada uno de sus pasos¹⁹⁶.

1. Teoría de flujo fraccional

- Cálculo de las permeabilidades relativas del petróleo y del agua mediante el uso de las ecuaciones 124 y 125.

Ecuación 124. Permeabilidad relativa del petróleo.

$$k_{ro} = k_{ro}^o * \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{n_o}$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 267.

Ecuación 125. Permeabilidad relativa del agua.

$$k_{rw} = k_{rw}^o * \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{n_w}$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 267.

Donde:

n_o = Exponente del petróleo.

n_w = Exponente del agua.

- Calcular el flujo fraccional (f_w) mediante la ecuación 126.

Ecuación 126. Flujo fraccional agua petróleo.

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} * \mu_w}{k_{rw} * \mu_o}}$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 93.

¹⁹⁶ ANGARITA BUITRAGO, Natalia. BUITRAGO PEÑA, Solangie. Op cit. p 158-164.

- Realizar el paso anterior, pero para un sistema polímero-petróleo, es decir, cambiando la viscosidad del agua por la del polímero empleado.
- Calcular la derivada del flujo fraccional mediante la ecuación 128. Antes de hallar el valor de esta derivada, se debe calcular el término U_{kr} (ver ecuación 127).

Ecuación 127. Cálculo del término U_{kr} .

$$U_{kr} = k_{ro} * \left(\frac{n_w * k_{rw}}{S_w - S_{wc}} \right) - k_{rw} * \left(\frac{-n_o * k_{ro}}{1 - S_w - S_{or}} \right)$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 270.

Ecuación 128. Derivada del flujo fraccional.

$$DFDS = \frac{f_w^2}{\mu_w * \mu_o * k_{rw}^2} * U_{kr}$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 270.

- Construir la gráfica de f_w vs S_w para un sistema agua-petróleo y polímero petróleo, desde la saturación de agua irreducible o connata hasta la saturación máxima de agua ($1-S_{or}$).
- Calcular la movilidad relativa total para el sistema, mediante la ecuación 129.

Ecuación 129. Movilidad total relativa.

$$TOTM(1, JJ) = \frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{rw}}{\mu_w}$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986., p. 249.

- Hallar la adsorción de polímero, mediante la ecuación 130.

Ecuación 130. Adsorción de polímero adimensional.

$$D_{sp} = \frac{0.3679 * D_{spL}}{CP}$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 238.

Donde:

D_{spL} = Adsorción del polímero, (Lbmol/acre*ft).

- Determinar la saturación del frente de agua S_{w2} en el sistema agua petróleo y la saturación del frente del polímero S_{wa} en el sistema petróleo-polímero. Para hacer esto se debe aplicar el método de bisección para cálculo de raíces.
- Calcular el frente del banco de petróleo (f_{ob}) entre S_{wirr} y S_{wa} mediante el método de bisección.
- Con este frente del banco de petróleo calculado, obtener la velocidad del mismo mediante la ecuación 131.

Ecuación 131. Velocidad del frente del banco de petróleo.

$$v_{ob} = \frac{f_{ob} - f_{wi}}{S_{ob} - S_{wi}}$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 253.

Donde:

f_{ob} = Flujo fraccional del banco de petróleo.

S_{ob} = Saturación del banco de petróleo.

f_{wi} = Flujo fraccional inicial.

S_{wi} = Saturación inicial.

- El inverso de la velocidad del banco de petróleo corresponde a la ruptura del banco de petróleo.
- Calcular las velocidades del frente de agua y polímero mediante las ecuaciones 100 y 101 respectivamente y hallar la ruptura del banco (inverso de las velocidades).

- Calcular la movilidad relativa del frente de polímero, tal como muestra la ecuación 132.

Ecuación 132. Movilidad total relativa en el frente de polímero.

$$TOTM (3, JJ) = \frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{rw}}{\mu_p}$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 253.

- Calcular la movilidad total relativa para el bache de agua de desplazamiento mediante la ecuación 133.

Ecuación 133. Movilidad total relativa para el bache de agua de desplazamiento.

$$TOTM (4, JJ) = \frac{k_{rw}^o}{\mu_w}$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 253.

- Calcular la recuperación de petróleo posterior a la ruptura de frente de polímero mediante la ecuación 134.

Ecuación 134. Recuperación de petróleo.

$$OR = S_w - S_{wirr} + (1 - f_w) * \frac{dx_D}{dl}$$

dx_D/dl = Velocidad del frente de polímero.

2. Cálculos de inyectividad

- Calcular la tasa de flujo de inyección inicial mediante la ecuación 102. (ecuación de Muskat).

3. Coeficiente de heterogeneidad de Dykstra-Parsons

- Calcular el coeficiente mediante el método descrito en el numeral 2.9.1.1 del capítulo 2.
- Calcular la variación de la distribución logarítmica-normal de la permeabilidad utilizando la ecuación 135.

Ecuación 135. Variación de la distribución de la permeabilidad.

$$VAR = (\text{Ln}(1 - V_{DP}))^2$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 273.

- Calcular el término de Lorenz mediante la ecuación 136.

Ecuación 136. Término de Lorenz.

$$T_{Lorenz} = \frac{\left(\text{Ln} \left(\frac{k(I)}{k} \right) + \left(\frac{V_{DP}}{2} \right) \right)}{0.5 * VAR^2}$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 8.

Dónde:

k(I)= Permeabilidad de la capa (mD).

- Calcular la capacidad de flujo con la ecuación 137.

Ecuación 137. Capacidad de flujo.

$$F = 0.5 * (1 - \text{ERFUNC}(0.7071 * T_{Lorenz} - \sqrt{0.5 * VAR}))$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 9.

- Calcular la capacidad de almacenamiento con la ecuación 138.

Ecuación 138. Capacidad de almacenamiento.

$$C = 0.5 * (1 - \text{ERFUNC}(0.7071 * T_{\text{Lorenz}}))$$

Fuente: DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. p. 8.

4. Corrección por efecto de tapón de polímero finito

- Obtener la razón de movilidad agua-polímero mediante la ecuación 107.
- Calcular el volumen efectivo del tapón de polímero con la ecuación 108.
- Calcular el factor de corrección del banco de polímero, siguiendo la ecuación 106 ($0,3 \leq CPB \leq 1,0$).
- Obtener la ruptura del banco de polímero corregida, utilizando la ecuación 107.
- Calcular la reducción de recobro utilizando la ecuación 110.

5. Propiedades físicas de las soluciones poliméricas

Efecto de la reducción de la permeabilidad

- Calcular la viscosidad aparente del polímero, por medio de la ecuación 112.
- Hallar la viscosidad aparente del agua, utilizando la ecuación 114.
- Definir la movilidad del banco de agua, cuando aumenta la viscosidad del agua, mediante la ecuación 115.

Comportamiento no Newtoniano

- Calcular la permeabilidad del agua en la zona barrida por el polímero utilizando la ecuación 118.
- Determinar el coeficiente de Blake-Kozeny por medio de la ecuación 139.

Ecuación 139. Coeficiente Blake-Kozeky.

$$H_{bk} = \frac{K}{12} \left(\frac{9n + 3}{n} \right)^n \times (150k_w \phi_w)^{\frac{1-n}{2}}$$

Fuente: BONDOR, P. L.; HIRASAKI, G. J. y THAM, M. J. Mathematical simulation of polymer flooding in complex reservoirs. En: Society of Petroleum Engineers Journal. Octubre de 1972. vol. 12, no. SPE-3524-PA, p. 372.

- Determinar el espacio poroso ocupado por el agua, utilizando la ecuación 119.
- Calcular la viscosidad adimensional ($N\mu$) con la ecuación 122. considerando que $\mu_{\min} = \mu_w$ y $\mu_{\max} = \mu_{\text{papp}}$.
- Calcular el factor de pseudo-daño dependiendo sea el caso, con las ecuaciones 120 y 121.

- Hallar la relación de inyectividades para fluidos newtonianos y no-newtonianos mediante la ecuación 123.

4.4 MODELOS ANALÍTICOS PARA AGUA/POLÍMERO

Para el desarrollo de un modelo analítico que permita la predicción del comportamiento de un reservorio a partir de la inyección de polímeros, se toma como base el modelo de Buckley- Leverett. A pesar de que la aplicación inicial del modelo es la inyección de agua, este puede ser ajustado a otros fluidos como geles, surfactantes y polímeros. La modificación del modelo para su aplicación con polímeros será descrita en el capítulo 5.

4.4.1 Método de Buckley-Leverett. Buckley y Leverett desarrollaron en 1942 un acercamiento matemático para describir el desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en un sistema lineal el cual toma en cuenta que tiene tres momentos, antes de la ruptura, en la ruptura y después de la ruptura.

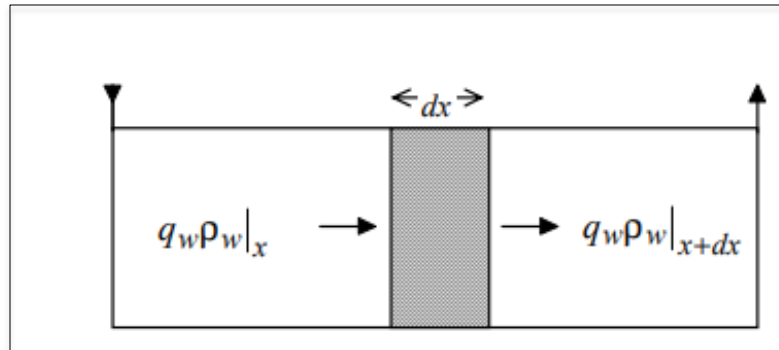
Los autores establecen ciertas premisas que se deben tener en cuenta¹⁹⁷:

1. El flujo se considera que es lineal sin embargo este puede modificarse para que se puede trabajar un flujo radial.
2. Se considera que la permeabilidad y la porosidad son uniformes.
3. Desplazamiento es tipo pistón con fugas.
4. Solo pueden existir dos fluidos circulando al mismo tiempo por un determinado punto, así que deben aplicarse los conceptos de permeabilidades relativas a dos fases.
5. Los fluidos son inmiscibles, por lo que entre ellos existe presión capilar
6. No existe gas libre (la presión se debe encontrar por encima de la presión de burbuja).
7. La tasa de inyección y el área perpendicular al flujo se consideran constantes
8. El flujo es continuo o estacionario.
9. La presión y temperatura permanecen constantes.

4.4.1.1 Antes de la ruptura. Los autores propusieron un balance de masa de agua en un elemento de volumen del reservorio lineal, como se muestra en la figura 46.

¹⁹⁷ PARIS DE FERRER, Magdalena. Desplazamiento de fluidos inmiscibles. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.,2001, p.78

Figura 46. Flujo másico de agua a través de un elemento de volumen en un medio poroso lineal y unidimensional.



Fuente: CRAFT, B. HAWKINS, M. TERRY, R. Applied petroleum Reservoir Engineering. New Jersey, Estados Unidos: Prentice hall Inn, 1991, p.347. Modificado por los autores.

Aplicando la ley de conservación de la masa al flujo de fluidos se obtiene la ecuación 140, donde:

Ecuación 140. Balance de materia en elemento poroso.

$$\left[\frac{\text{masa}}{\text{tiempo}} \right]_{\text{entrada}} - \left[\frac{\text{masa}}{\text{tiempo}} \right]_{\text{salida}} = \left[\frac{\text{masa acumulada}}{\text{tiempo}} \right]_{\text{elemento poroso}}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Desplazamiento de fluidos inmiscibles. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.,2001, p.90.

Obteniendo así, la ecuación 141:

Ecuación 141. Balance de masa en el volumen de roca.

$$\frac{\partial V_w}{\partial t} = [q_w]_x - \left[(q_w) + \left(\frac{\partial q_w}{\partial x} \right) \Delta x \right]_{x+\Delta x}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Desplazamiento de fluidos inmiscibles. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.,2001, p.90.

La tasa de acumulación del agua está dada en función del cambio del volumen en función del tiempo t, el cual viene dado por la ecuación 142.

Ecuación 142. Tasa de acumulación de agua.

$$\frac{\partial V_w}{\partial t} = \frac{\partial(A\phi\Delta x S_w)}{\partial t} = A\phi\Delta x \frac{\partial S_w}{\partial t}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Desplazamiento de fluidos inmiscibles. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.,2001, p.89.

Igualando las ecuaciones 141 y 142 se obtiene:

Ecuación 143. Tasa del agua acumulada.

$$A\phi\Delta x \frac{\partial S_w}{\partial t} = - \left(\frac{\partial q_w}{\partial x} \right)_t \Delta x$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Desplazamiento de fluidos inmiscibles. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.,2001, p.90.

Teniendo en cuenta que, la tasa de inyección de agua es equivalente al flujo fracción del agua por la tasa total, se re escribe la ecuación 143:

Ecuación 144. Derivada de la saturación.

$$\left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right)_x = - \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial x} \right)_t$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Desplazamiento de fluidos inmiscibles. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.,2001, p.90.

La saturación de agua es función tanto de x como de t, por lo tanto, la derivada de la saturación de agua corresponde a la ecuación 145:

Ecuación 145. Derivada total de la saturación.

$$\partial S_w = \left(\frac{\partial S_w}{\partial x} \right)_t dx + \left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right)_x dt$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Desplazamiento de fluidos inmiscibles. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.,2001, p.90.

A partir de esta ecuación, se considera el movimiento de una saturación S_w en particular, lo que implica que $\partial S_w = 0$, esto se realiza con el fin de obtener la distribución de saturación en el yacimiento a un determinado tiempo.

Finalmente se obtiene la ecuación 146, la cual modela la velocidad de un frente de saturación constante:

Ecuación 146. Velocidad del frente de saturación.

$$v_{sw} = \left(\frac{dx}{dt} \right)_{sw} = \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{sw} = \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{sw}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Desplazamiento de fluidos inmiscibles. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.,2001, p.91.

Esa ecuación implica que para una tasa constante de inyección (q_i), la velocidad de avance de un plano de saturación de agua constante es directamente proporcional a la derivada de la ecuación del flujo fraccional evaluada a esta saturación¹⁹⁸. Esta ecuación solo se aplica a la zona ubicada detrás del frente, puesto que delante del frente se supone que las saturaciones permanecen constantes.

4.4.1.2 En la ruptura. Para determinar la saturación del frente de invasión se integra la ecuación 146, con el fin de determinar la distancia x recorrida por un plano de saturación constante, como se aprecia en la ecuación 147.

Ecuación 147. Distancia de la ruptura.

$$x_{sw} = \frac{q_t t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{t,sw}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Desplazamiento de fluidos inmiscibles. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.,2001, p.95.

Dónde:

x_{sw} =Distancia en pies recorrida por una saturación determinada, S_w , durante un tiempo t .

$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{t,sw}$ =Pendiente de la curva de F_w a la saturación S_w

q_t =Tasa de inyección, BPD, en condiciones de yacimiento

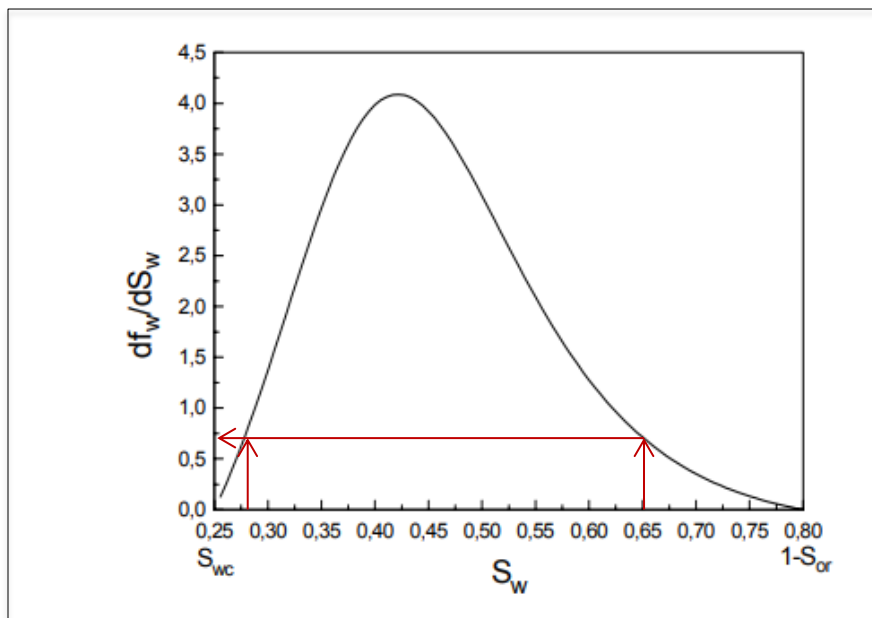
t =Intervalo de tiempo, días.

¹⁹⁸ PARIS DE FERRER, Magdalena. Desplazamiento de fluidos inmiscibles. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.,2001, p.91.

$q_t t = W_i =$ Agua inyectada acumulada y se supone como una condición inicial, que $W_i = 0$ cuando $t = 0$.

A un tiempo dado posterior al comienzo de la inyección, se puede representar la posición de diferentes planos de saturación, calculando la pendiente de la curva de flujo fraccional $\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{t, S_w}$, para cada saturación¹⁹⁹. Sin embargo, existe una inconsistencia física, puesto que la derivada de la curva de flujo fraccional típica tiene un punto de inflexión que indica que para un determinado punto del yacimiento pueden existir múltiples saturaciones, como se aprecia en la figura 47.

Figura 47. Derivada del flujo fraccional en función de la saturación de agua.



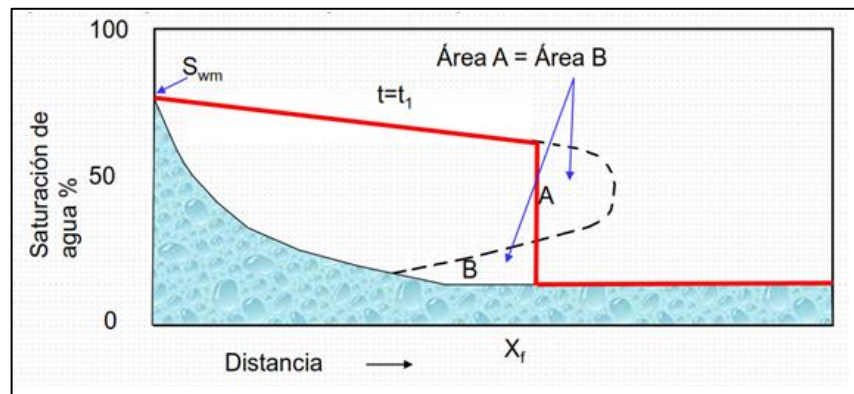
Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Desplazamiento de fluidos inmiscibles. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.,2001, p.96. Modificado por los autores.

Para solucionar este inconveniente, Buckley y Leverett, ubican el frente de saturación considerando que en la curva de distribución existe una porción imaginaria, en la figura 48, se puede observar como área A, y que la curva de distribución verdadera tiene una discontinuidad en el frente²⁰⁰. El método consiste en trazar una vertical de tal forma que el área A y el Área B sean iguales, este punto será la saturación del frente de invasión, S_{wf} .

¹⁹⁹ PARIS DE FERRER, Magdalena. Desplazamiento de fluidos inmiscibles. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.,2001, p.96.

²⁰⁰ PARIS DE FERRER, Magdalena. Desplazamiento de fluidos inmiscibles. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.,2001, p.97.

Figura 48. Distribución de saturación con distancia según Buckley y Leverett.



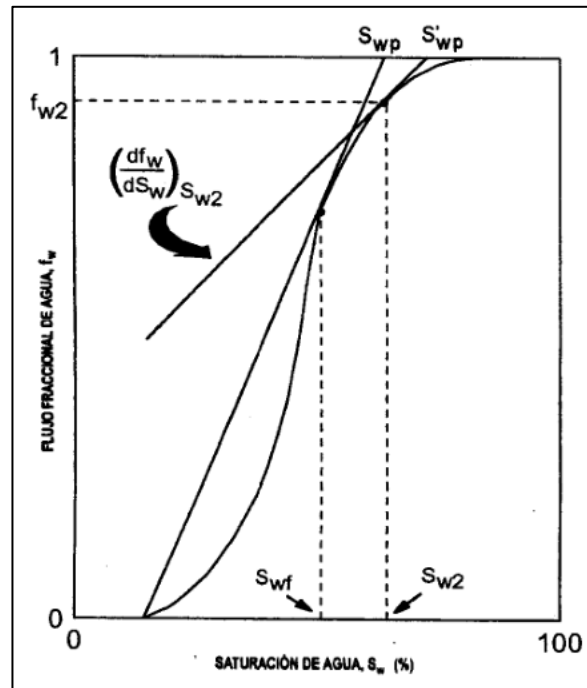
Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Desplazamiento de fluidos inmiscibles. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A., 2001, p.97. Modificado por los autores.

4.4.1.3 Posterior a la ruptura. Después de la ruptura, la saturación de agua en la salida del estrato aumentara constantemente desde S_{wf} hasta S_{wmax} ²⁰¹.

Para calcular las saturaciones promedio del agua posterior a la ruptura, S_{wp} , se debe trazar una tangente a la curva de flujo fraccional en las respectivas saturaciones las cuales deben cumplir $S_{wf} \leq S_{w2} \leq S_{wmax}$, y finalmente se extrapola hasta $f_w = 1$, donde da el valor de S_{wp} , como se observa en la figura 49.

²⁰¹ *Ibid.*, p.107

Figura 49. Distribución de saturación con distancia según Buckley y Leverett.



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Desplazamiento de fluidos inmiscibles. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.,2001, p.108.

La derivada en este punto se estima por medio de la ecuación 148.

Ecuación 148. Derivada de puntos posteriores a la ruptura.

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{w2}} = \frac{1 - f_{w2}}{S_{wp} - S_{w2}}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Desplazamiento de fluidos inmiscibles. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.,2001, p.108.

Conociendo la derivada es posible conocer el agua inyectada expresada en volúmenes porosos a sus respectivas saturaciones por medio de la ecuación 146, las tasas de flujo y de petróleo por medio de las ecuaciones 150 y 151, respectivamente, la relación agua-petróleo (WOR) por la ecuación 152, y la eficiencia de desplazamiento por la ecuación 153.

Ecuación 149. Agua inyectada acumulada en volúmenes porosos.

$$Q_I = \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{sw2}^{-1}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Desplazamiento de fluidos inmiscibles. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.,2001, p.109.

Ecuación 150. Tasa de flujo de petróleo.

$$q_o = \frac{1 - f_{w2}}{B_o} q_t$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Desplazamiento de fluidos inmiscibles. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.,2001, p.109.

Ecuación 151. Tasa de flujo de agua.

$$q_w = \frac{f_{w2}}{B_o} q_t$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Desplazamiento de fluidos inmiscibles. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.,2001, p.109.

Ecuación 152. Relación agua-petróleo.

$$RAP = \frac{f_{w2}}{(1 - f_{w2})} \frac{B_o}{B_w}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Desplazamiento de fluidos inmiscibles. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.,2001, p.109.

Ecuación 153. Eficiencia de desplazamiento.

$$E_D = \frac{S_{wp} - S_{wc}}{(1 - S_{wc})}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Desplazamiento de fluidos inmiscibles. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.,2001, p.109.

5. IMPACTO DEL MODELO PREDICTIVO SOBRE EL FACTOR DE RECOBRO

5.1 SELECCIÓN DEL MODELO PREDICTIVO SEGÚN CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO

El yacimiento presente en Campo Castilla corresponde a un anticlinal fallado de aceite negro subsaturado, el cual posee un fuerte empuje por parte de un acuífero activo en la base del yacimiento. Este empuje ejercido por el acuífero le permite mantener en gran medida los valores de presión estática a lo largo del tiempo. El yacimiento se caracteriza además por tener crudos pesados (entre 9 y 13°API aproximadamente) y no poseer una capa de gas debido al bajo valor de presión de burbuja presente. Debido a la naturaleza dominante del acuífero en el yacimiento, Ecopetrol inició los estudios de screening para determinar la efectividad de la inyección de agua como método de recobro en el año 2009, ya que, debido a la madurez del yacimiento, los mecanismos de recuperación primarios resultan insuficientes para cubrir las tasas de producción deseadas. Desde el año 2014 hasta la actualidad, se ha venido inyectando agua a manera de arreglos irregulares y monitoreando los resultados obtenidos, a fin de saber si el método de recobro ha sido eficiente.

Es este alto grado de madurez el que ha llevado a considerar por parte de la empresa el uso de métodos de recobro terciarios, recobro mejorado o EOR, con el objetivo de explotar en mayor medida las reservas disponibles del yacimiento. Se consideró el uso de una inyección de polímeros debido a sus similitudes con la inyección de agua convencional, la cual además de haber mostrado buenos resultados hasta la actualidad, posee facilidades en superficie para el tratamiento e inyección del fluido muy similares a la de la inyección convencional. En cuestiones del yacimiento, la aplicación de esta técnica también resultó viable debido a que las propiedades de la roca y de los fluidos esta entre los rangos recomendados para la implementación de esta tecnología, tal como muestra la tabla 7.

Tabla 7. Comparación de las propiedades del yacimiento del Campo Castilla contra los parámetros recomendables para la inyección de polímeros.

Propiedades del crudo	Recomendable	Unidad K1 Inferior
°API	>15	12,4
Viscosidad (cP)	>10	140
Composición	No crítico	No crítico
Propiedades del yacimiento	Recomendable	Unidad K1 Inferior
Tipo de formación	Areniscas (evitar calizas muy fracturadas)	Arenisca
Espesor neto(ft)	No crítico	No crítico
Permeabilidad promedio (mD)	>10	350
Profundidad (ft)	<9000	5300
Temperatura (°F)	Máx 140-200	185

Fuente: TABER JJ. MARTIN, F.D and SERIGHT, R.S.EOR criteria revisited Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects. SPE Reservoir engineering. 1997. p 191. Modificado por los autores.

Como se puede observar en la tabla 7, el yacimiento cumple con la mayoría de los parámetros requeridos para llevar a cabo una inyección de polímeros. El único parámetro por fuera de los valores recomendados corresponde la densidad del crudo. El hecho de que haya parámetros por fuera de los rangos recomendados no significa que no se pueda llevar a cabo este proceso. El uso de polímeros se ha llevado a cabo en una gran variedad de rangos y condiciones²⁰², desde temperaturas de 46 a 235°F, 0.6 a 15000 mD de permeabilidad, viscosidades de petróleo de 0,01 a 1494 cP, espesores netos de 4 a 432 ft y salinidades del agua de formación del 0,3 a 21,3% de los sólidos disueltos totales. Debido a que este método de recobro se ha usado en todos estos casos y ha obtenido buenos resultados, se puede evidenciar primero que toda la versatilidad de la técnica y también se puede concluir que, ya que Castilla cumple con la mayoría de los valores recomendables para el uso de este método, el uso de esta es técnicamente viable.

La evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de polímeros se llevará a cabo mediante el uso de un modelo predictivo, el cual ayudará a saber los volúmenes recuperables y factores de recobro obtenidos y luego comparar la precisión de este modelo contra una simulación numérica, la cual, si bien es más completa y precisa, también conlleva un mayor grado de conocimiento del yacimiento y sus propiedades.

Para el desarrollo del modelo predictivo se toma como base el modelo analítico de Craig, Geffen & Morse, el cual fue inicialmente desarrollado para aplicaciones en

²⁰² TABER JJ. MARTIN, F.D and SERIGHT, R.S.EOR criteria revisited Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects. SPE Reservoir engineering. 1997. p 6.

inyección de agua. La selección de este método sobre los otros modelos encontrados radica en los siguientes aspectos a continuación:

- El método al tener un carácter completamente analítico, permite definir el sistema por medio de ecuaciones que pueden resolverse para los diferentes valores de las variables introducidas, logrando así predecir el comportamiento del sistema.
- El modelo cuenta con la posibilidad de ser ajustado para que su aplicación no se limite únicamente a la inyección de agua, teniendo la capacidad de modelar también el comportamiento bajo inyección de surfactantes, geles y polímeros.
- El Campo Castilla cuenta con la presencia de petróleo, agua y gas, sin embargo, la producción de gas es muy baja (7,2 SCF/STB²⁰³) para ser considerada en los cálculos. La teoría de Buckley-Leverett considera dos fluidos inmiscibles, uno desplazante y otro desplazado, los cuales en este caso corresponden a agua y petróleo, respectivamente. Se considera que el desplazamiento de las fases es tipo pistón con fugas, lo que significa que una cantidad considerable de petróleo queda detrás de frente de invasión.
- Aunque el modelo considera un sistema lineal, es posible extender los cálculos a sistemas no lineales utilizando el concepto de eficiencia de barrido.
- El modelo requiere menor información de la que se solicita en simuladores o en los modelos semi analíticos previamente explicados, por lo que constituye una técnica rápida y efectiva para la evaluación del desempeño de un reservorio.
- Los resultados del modelo se presentan a manera de tasa de producción de petróleo y agua, producción acumulada de petróleo y agua, factores de recobro, tasas de inyección, etc. Lo cual lo hace un modelo bastante completo y permite comparar más fácilmente contra los resultados obtenidos en una simulación numérica.

5.2 ESTRUCTURA DE LA APLICACIÓN DEL MODELO PREDICTIVO

5.2.1 Información de entrada. Como se había mencionado anteriormente, una de las ventajas principales de este modelo es que se requieren una pequeña cantidad de datos tanto de la roca como del polímero y del fluido con respecto a otros modelos o respecto a los datos de entrada utilizada en un simulador numérico. Los datos requeridos en materia del yacimiento son los siguientes:

Propiedades del reservorio

- Profundidad de la formación (ft).
- Temperatura de la formación (°F).
- Permeabilidad de la formación (mD).
- Porosidad de la formación.
- Espesor neto total (ft).

²⁰³ Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

- Volumen poroso total (MSTB).
- Petróleo Original in situ (MSTB).
- Petróleo Original in situ al inicio de la inyección de agua (MSTB).
- Área del patrón (acre).
- Espaciamiento entre pozo inyector y productor (ft).
- Buzamiento del yacimiento (°).

Propiedades del fluido

- Factor volumétrico del petróleo (RB/Stb).
- Factor volumétrico del agua (RB/Stb).
- Gravedad API.
- Viscosidad del petróleo (cP).
- Viscosidad del agua (cP).
- Saturación de agua inicial, S_{wi} .
- Saturación de agua connata, S_{wc} .
- Saturación de petróleo residual, S_{or} .
- Saturación de gas inicial, S_{gi} .
- Curvas de permeabilidad relativas o permeabilidades relativas en los puntos finales para petróleo y agua para la construcción de las tablas de permeabilidad relativas. En caso de que se utilicen correlaciones para la construcción de estas tablas se requiere saber la humectabilidad de la roca y el tipo de roca.

Propiedades del polímero

- Tipo de polímero.
- Concentración del polímero (ppm).
- Adsorción del polímero (lb/acre*ft).
- Viscosidad del polímero (cP).
- Factor de resistencia.
- Factor de resistencia residual.

La tabla 8 muestra los parámetros del reservorio para el caso específico de Campo Castilla.

Tabla 8. Parámetros de entrada del reservorio del yacimiento de Castilla.

Parámetro	Valor
Profundidad	5300 ft TVDSS
Temperatura (°T)	185°F
Permeabilidad (K)	350 -1950 md
Porosidad (Ø)	0,17249
Espesor	180 ft
Volumen Poroso	16931320 rb
OOIP	12486468 stb
OOIP al inicio de la inyección de agua	11684201 STB
Coefficiente de Dykstra Parsons	0,545
Caudal de inyección	3600 BWPD
Área del patrón	112 acres
Radio del pozo	0,35 ft
Presión inicial de formación	2830 @ 5600 ft TVDSS
Presión actual de formación	1800 @ 5600 ft TVDSS

Fuente: ECOPEPETROL S.A.

Adicionalmente se cuenta con la tabla de permeabilidades relativas reales de la formación K1 Inferior, la cual se encuentra representada en la tabla 9.

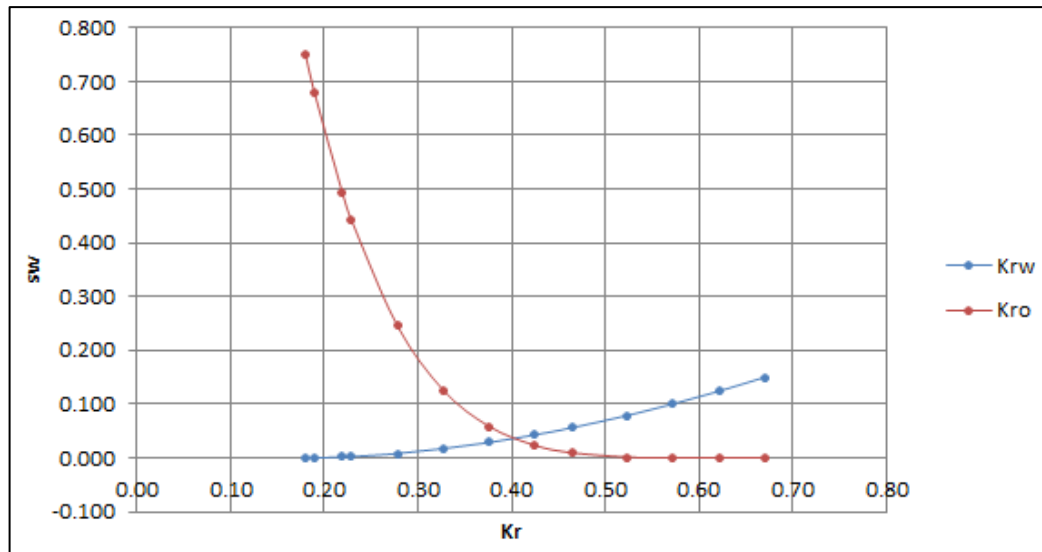
Tabla 9. Tablas de permeabilidades relativas en la formación K1 Inferior.

Swi	Krw	Kro
0,1800	0,000000	0,750000
0,1898	0,000150	0,678000
0,2192	0,001650	0,494250
0,2290	0,002400	0,442500
0,2780	0,008250	0,246000
0,3270	0,017250	0,126000
0,3760	0,028800	0,058500
0,4250	0,043050	0,023250
0,4642	0,056250	0,009750
0,5230	0,078900	0,001500
0,5720	0,100350	0,000000
0,6210	0,124050	0,000000
0,6700	0,150000	0,000000

Fuente: ECOPEPETROL S.A.

La curva de permeabilidades relativas correspondiente, es presentada en la Gráfica 2.

Gráfica 2. Curva de permeabilidades relativas.



Fuente: ECOPETROL S.A.

De manera similar, la tabla 10 muestra los datos o propiedades del fluido producido en el campo.

Tabla 10. Parámetros de entrada del fluido del yacimiento de Castilla.

Parámetro	Valor
Factor volumétrico del petróleo (Bo)	1,03 RB/STB
Factor volumétrico del agua (Bw)	1 RB/STB
Gravedad API	12.4
Viscosidad del petróleo (μ_o)	145,85 cP @ T yac
Viscosidad del agua (μ_w)	0,391 cp.
Gas en solución (GOR)	7,2 SCF/STB
Gravedad específica del gas	0,74

Fuente: ECOPETROL S.A.

En la tabla 11, se presentan la información técnica general de los polímeros a utilizar.

Tabla 11. Información técnica de los polímeros a utilizar.

Nombre del polímero**	POL1	POL2
Composición del polímero	Poliacrilamida (HPAM)	Xanthan
Composición según el proveedor	Poliacrilamida iónica	Xanthan Gum
Porcentaje de Hidrólisis (%)	28,10%	N/A
Peso Molecular Teórico (10 ⁶)	16,8	10,9
Contenido de poliacrilamida (%)	87,20%	N/A
Contenido de Humedad (%)	12,8%	7,60%
Distribución del tamaño de partícula (micrones)	N. E	%> 10 mesh: 2 %< 100 mesh:6
Densidad (g/cc)	0,6-0,8	0,8
**Los nombres comerciales de los polímeros utilizados por el ICP para Campo Castilla son otros		

Fuente: ECOPEL S.A. Modificado por los autores.

Esta información fue obtenida en base a los estudios realizados por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) en el año 2015 a fin de evaluar el comportamiento de una serie de productos ofrecidos por una gran variedad de empresas de servicios bajo las condiciones de la Unidad K1 Inferior. El ICP realizó una serie de pruebas y ensayos Roca-Fluido y Fluido-Fluido a todos estos polímeros ofrecidos y determinó cuales de estos eran los más apropiados para el yacimiento de Castilla. Si bien el estudio descartó varios polímeros ofrecidos mediante el set de pruebas que se llevó a cabo, al final de todas estas quedaron aun un gran número de polímeros que eran viables para su utilización. El polímero POL 1 se tomó para el uso en el modelo predictivo debido a que fue este el que se escogió como el más apto para las condiciones del yacimiento de Castilla, mientras que polímero POL 2 se escogió debido a que este pasó las pruebas que se le realizaron y que se clasificó como biopolímero en su mayoría. La tabla 12 muestra las características de los dos polímeros corroboradas a nivel laboratorio.

Tabla 12. Características medidas en laboratorio de los polímeros de estudio.

Nombre del polímero**	POL1	POL2
Composición del polímero	Poliacrilamida (HPAM)	Xanthan
Contenido de Humedad medido (%)	6,34	7,95
Porcentaje de Hidrólisis medido (%)	25,66	N/A
Contenido de Azufre (Medido por fluorescencia de Rayos X)	1	N/A
**Los nombres comerciales de los polímeros utilizados por el ICP para Campo Castilla son otros		

Fuente: ECOPETROL S.A. Modificado por los autores.

Como se puede observar al comparar las tablas 11 y 12, las propiedades teóricas reportadas por los proveedores son muy similares a las obtenidas por las pruebas de laboratorio. Las diferencias entre los porcentajes de hidrólisis teóricos y experimentales del porcentaje de hidrólisis de los productos se deben a la presencia o ausencia de cadenas sulfonadas. Todas las poliacrilamidas utilizadas en las pruebas del ICP eran poliacrilamidas sulfonadas, por lo que fue necesario llevar a cabo la prueba para determinar su contenido de azufre. Para esto, se utilizó el método de espectrofotometría de fluorescencia por rayos X, (XRF).

Las pruebas que se llevaron a cabo a cada uno de los polímeros para determinar sus propiedades y aplicabilidad al yacimiento se resumen en las siguientes pruebas:

- Caracterización básica: % de humedad, % hidrólisis, caracterización fisicoquímica del agua del campo.
- Comportamiento reológico: determinación de la viscosidad bajo un esfuerzo de corte.
- Filtrabilidad
- Estabilidad mecánica bajo un esfuerzo de corte
- Estabilidad térmica: con presencia de iones Fe^{+2} y en ausencia de iones de Fe^{+2}
- Estimación de adsorción, Volumen poroso inaccesible (IPV), factor de resistencia (RF) o reducción de la movilidad y factor de resistencia residual (RRF) o reducción de la permeabilidad.

Las tablas 13,14,15 y 16 muestran los resultados de las pruebas de comportamiento reológico para el polímero 1 y 2 tanto a temperatura ambiente como a temperatura de yacimiento. Para el uso del modelo se tomarán los valores de viscosidad a temperatura de yacimiento debido a que son más representativos. Las concentraciones a utilizar serán las mismas que se utilizaron durante las pruebas del ICP, las cuales son, a saber, de 500 ppm, 1000 ppm, 1500 ppm y 2000 ppm.

Tabla 13. Tabla de viscosidad vs concentración a Temperatura ambiente (86°F) para el polímero POL1.

Concentración Pol (ppm)	Viscosidad (cP)
500	23,45
1000	69,9
1500	139,5
2000	226,2

Fuente: ECOPETROL S.A. Modificado por los autores.

Tabla 14. Tabla de viscosidad vs concentración a Temperatura ambiente (86°F) para el polímero POL2.

Concentración Pol (ppm)	Viscosidad (cP)
500	17,25
1000	57,1
1500	112,4
2000	181,9

Fuente: ECOPETROL S.A. Modificado por los autores.

Tabla 15. Tabla de viscosidad vs concentración a Temperatura de yacimiento (195°F) para el polímero POL1.

Concentración Pol (ppm)	Viscosidad (cP)
500	4,7
1000	18,7
1500	42,6
2000	71

Fuente: ECOPETROL S.A. Modificado por los autores.

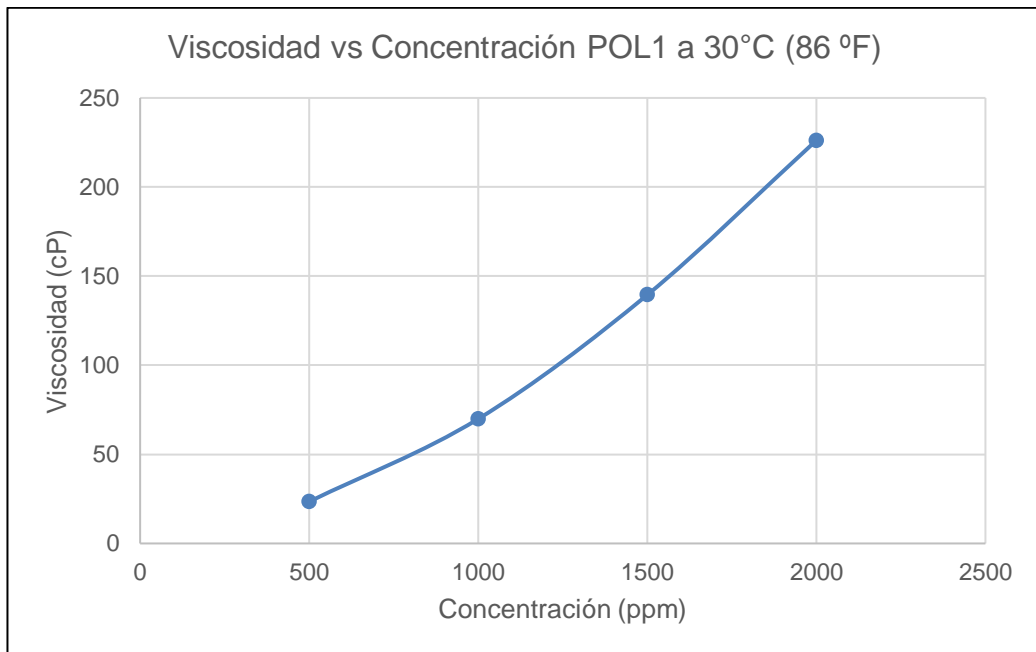
Tabla 16. Tabla de viscosidad vs concentración a Temperatura de yacimiento (195°F) para el polímero POL2.

Concentración Pol (ppm)	Viscosidad (cP)
500	5,1
1000	18,8
1500	42,7
2000	73,2

Fuente: ECOPETROL S.A. Modificado por los autores.

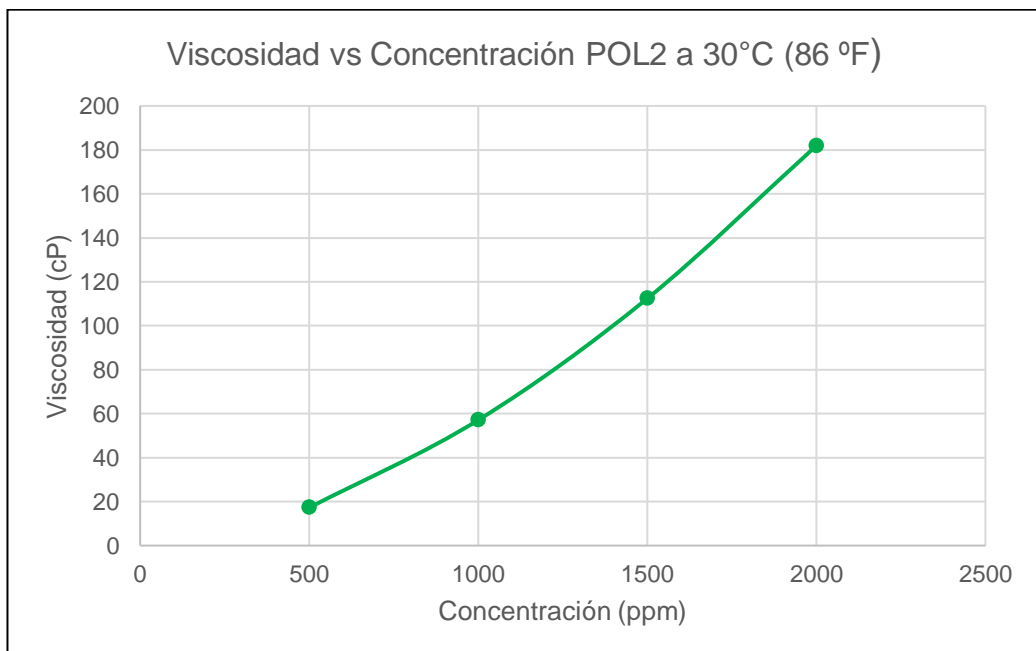
Las gráficas 3,4,5 y 6 corresponden a los datos tabulados de las tablas 13 a 16.

Gráfica 3. Viscosidad vs concentración a Temperatura ambiente (86°F) para el polímero POL1.



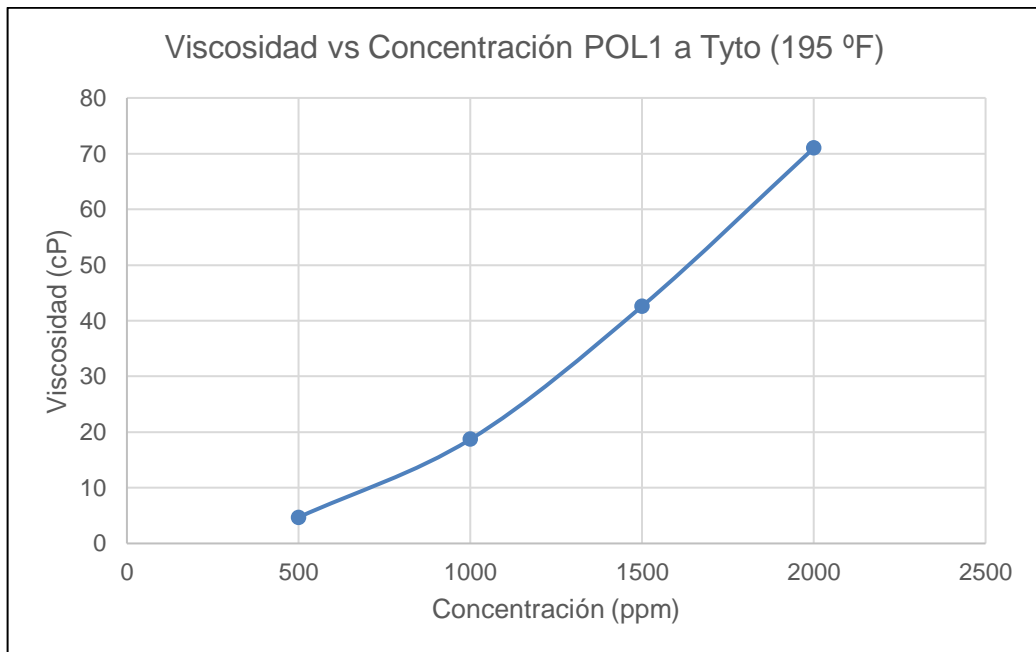
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 4. Viscosidad vs concentración a Temperatura ambiente (86°F) para el polímero POL2.



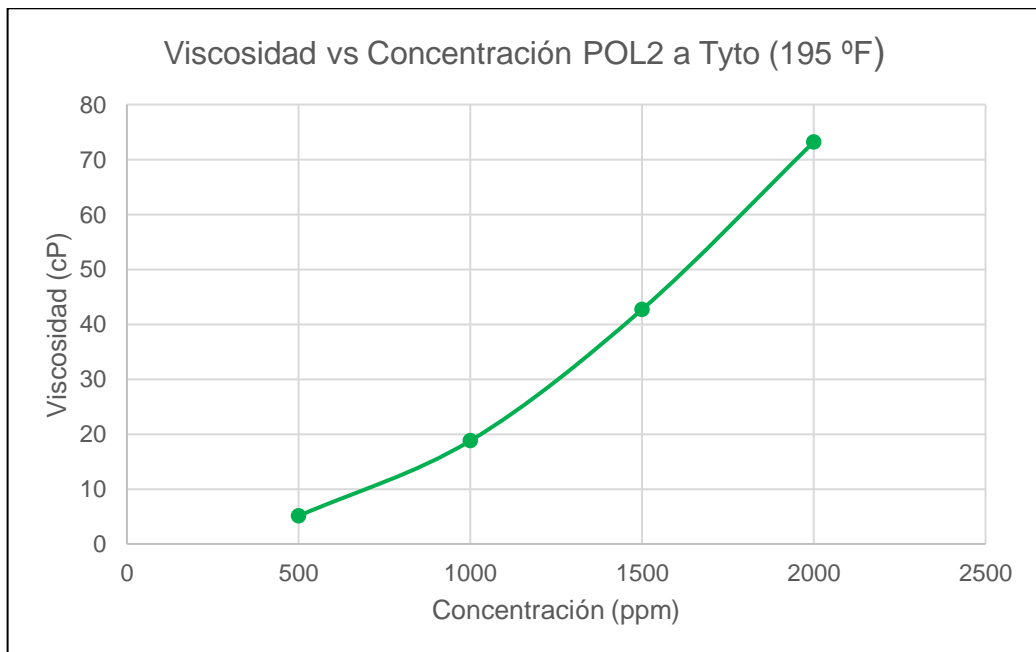
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 5. Viscosidad vs concentración a Temperatura de yacimiento (195°F) para el polímero POL1.



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 6. Viscosidad vs concentración a Temperatura de yacimiento (195°F) para el polímero POL2.



Fuente: elaboración propia.

Las propiedades de volumen poroso inaccesible, adsorción, factor de resistencia (RF), y factor de resistencia residual (RRF) solamente fueron calculadas para el polímero POL1 debido a que como se mencionó anteriormente, este fue el que fue escogido como el más apto para las condiciones del Campo y, por ende, fue al que más análisis le realizaron. Dado que no se cuenta con estos datos para el POL2, se tuvo que asumir los mismos valores a la hora de llevar a cabo los cálculos, debido a que estos son de carácter obligatorio. Los resultados obtenidos se muestran en las tablas 17 y 18. Los valores de adsorción e IPV fueron determinados por el método Zaitoun (1974-1987). Zaitoun y Kohler estudiaron el efecto de la adsorción dinámica durante la propagación del HPAM y el Xanthan a través del medio poroso. Durante el desarrollo de su método de cálculo experimental determinaron que la adsorción de los biopolímeros es menor a la de las poliácridamidas y que adicionalmente, el impacto de la salinidad y la dureza es menor para los biopolímeros²⁰⁴.

Tabla 17. Adsorción del polímero 1 a 1000ppm y varias condiciones de saturación.

Polímero	POL1
Condición de saturación	Sor
Concentración (ppm)	1000
Adsorción (Lbmol/acre*ft)	9,4

Fuente: ECOPETROL S.A. Modificado por los autores.

Tabla 18. Volumen poroso inaccesible del polímero 1 a 1000ppm y varias condiciones de saturación.

Polímero	POL1
Condición de saturación	Sor
Concentración (ppm)	1000
IPV (%)	5

Fuente: ECOPETROL S.A. Modificado por los autores.

Como se pudo observar en las tablas 17 y 18, se llevó a cabo la determinación de las propiedades a una saturación de petróleo residual. Este valor se tomará como dato de entrada para el modelo. La tabla 19 muestra los resultados de las pruebas para la determinación del RF y RRF a varias velocidades de corte, varias concentraciones y la saturación previamente mencionada.

²⁰⁴ SORBIE, Kenneth. Polymer-Improved Oil Recovery. Glasgow. Blackie & Son Ltd, 1991, p 157-158.

Tabla 19. RF y RRF del polímero 1 a la saturación de petróleo residual.

Concentración (ppm)	Velocidad de corte (s ⁻¹)	RF	RRF
1000	17,96	30,5	1,02
	26,94	29,2	1,02
	53,88	27	1,02
	89,8	26,8	1,02
1250	17,96	46,2	1,07
	26,94	43,1	1,07
	53,88	38,2	1,07
	89,8	35,6	1,07
1500	17,96	62,5	0,96
	26,94	55,1	0,96
	53,88	39,3	0,96
	89,8	35,9	0,96

Fuente: ECOPEPETROL S.A. Modificado por los autores.

Como se puede observar, algunos de los valores de RRF dan menores a la unidad. Los cálculos estimados para el RF y RRF se llevaron a cabo a partir de los valores de diferencial de presión hallados según la tasa de inyección de polímero suministrada por la empresa. Es necesario recalcar que debido a que la permeabilidad de la muestra de roca es tan alta, los sensores de los equipos de desplazamiento tienen un límite de medición que está cercano a los valores de diferencial de presión reportados y esto incurre en un error de medición que finalmente lleva a obtener valores de RRF por debajo de 1.

La tabla 20 muestra los valores promedio de RF a ambas condiciones de saturación.

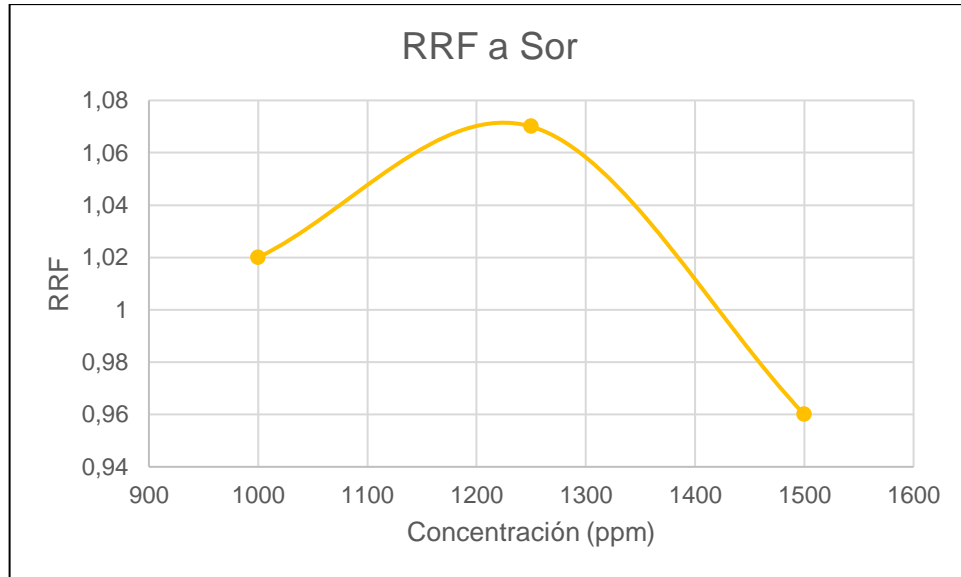
Tabla 20. RF promedio polímero 1 a la saturación de petróleo residual.

Concentración	RF Promedio
1000	28,375
1250	40,775
1500	48,2

Fuente: elaboración propia.

A manera de síntesis, la gráfica 7 representa gráficamente los valores de factor de resistencia residual presentes en la tabla 20.

Gráfica 7. Factor de resistencia residual a la saturación de petróleo residual.



Fuente: elaboración propia.

5.2.2 Metodología del desarrollo del modelo

5.2.2.1 Inyección de Agua. Para el desarrollo del modelo se asume que la inyección de agua empieza con la producción inicial de petróleo. Para el desarrollo del modelo se siguió la siguiente metodología:

1. El primer paso corresponde a la gráfica de la razón entre las permeabilidades relativas del petróleo y del agua vs. Saturación de agua en una escala semilogarítmica. La permeabilidad relativa vs. S_w , es descrita bajo la ecuación 154:

Ecuación 154. Razón permeabilidades relativas.

$$\frac{K_{ro}}{K_{rw}} = ae^{bS_w}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Relative permeabilities concepts. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company, 2000, p 299.

Donde,

K_{ro} = Permeabilidad relativa del petróleo.

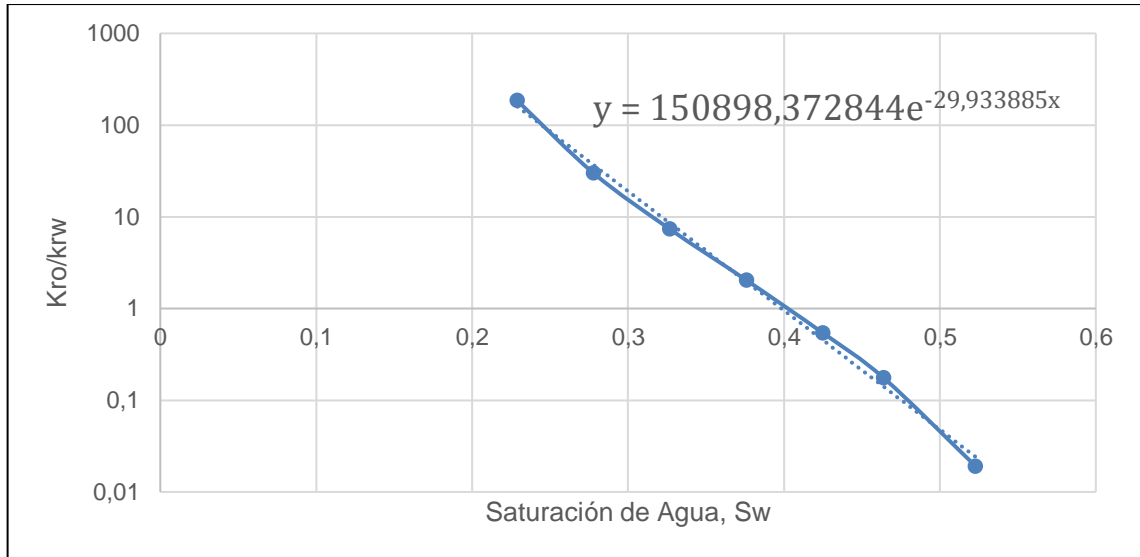
K_{rw} = Permeabilidad relativa del agua.

S_w = Saturación promedio.

Se obtiene una gráfica como se observa en la gráfica 8. Por medio de Excel se calcula la línea de tendencia exponencial con una pendiente de -29,933885 y un

intercepto de 150898,372844 los cuales corresponden a los valores de “b” y “a”, en la ecuación 154.

Gráfica 8. Relación permeabilidades relativas vs. Saturación de agua.



Fuente: elaboración propia.

- Se utilizaron los valores de kro y krw dados en la tabla de permeabilidades relativas y se calculó la curva de flujo fraccional por medio de la ecuación 155.

Ecuación 155. Flujo fraccional.

$$f_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}} \right)}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company. 2000, p 893.

Para los cálculos también fue necesario calcular la derivada de la curva flujo fraccional utilizando la ecuación 156.

Ecuación 156. Derivada de la curva de flujo fraccional

$$\left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_w} = \frac{f_{w_{S_w}} - f_{w_i}}{S_w - S_{w_i}}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company. 2000, p 905.

A partir de los cálculos realizados se obtuvo la tabla 21. Para el desarrollo de la gráfica de razón de permeabilidades relativas vs. saturación de agua, se tomaron en cuenta solo los datos señalados, asumiendo que los valores menores de saturaciones de agua tienen permeabilidades relativas de agua con valores de 0. Esto se hizo con el fin de obtener una línea con tendencia exponencial.

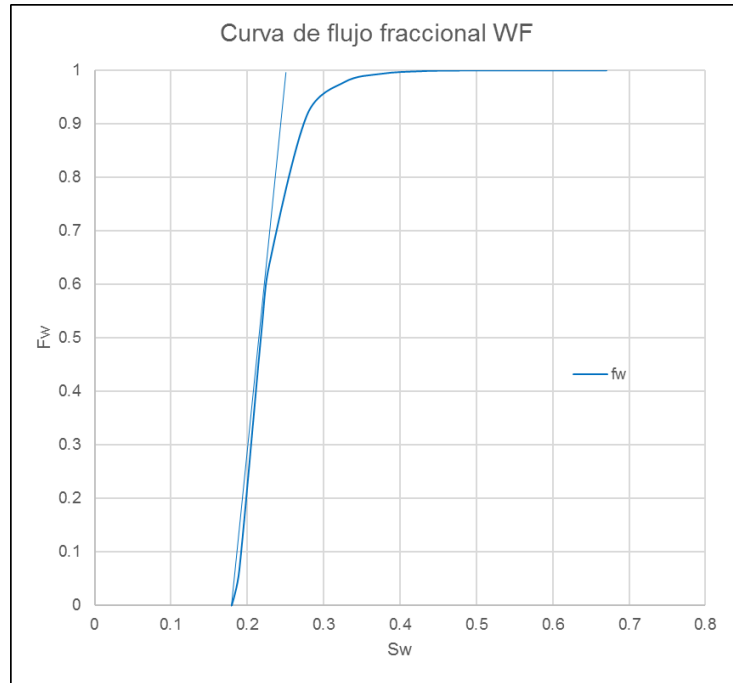
Tabla 21. Curva y derivada de flujo fraccional.

Sw	Kro	Krw	Kro/krw	ae ^{bSw}	fw	dFw/dSw
0,18	0,750000	0,000000	-	689,70403	0	
0,1898	0,678000	0,000150	4520	514,35335	0,066908274	6,8273748
0,2192	0,494250	0,001650	299,54545	213,33299	0,519694859	13,257522
0,229	0,442500	0,002400	184,375	159,09511	0,637404059	13,008246
0,278	0,246000	0,008250	29,818182	36,698718	0,91575102	9,3443982
0,327	0,126000	0,017250	7,3043478	8,4653509	0,977960148	6,6527901
0,376	0,058500	0,028800	2,03125	1,9527158	0,993771892	5,0702648
0,425	0,023250	0,043050	0,5400697	0,450436	0,998336462	4,0748427
0,4642	0,009750	0,056250	0,1733333	0,1393248	0,99946549	3,5167681
0,523	0,001500	0,078900	0,0190114	0,0239674	0,999941346	2,9152809
0,572	0,000000	0,100350	0	0,0055286	1	2,5510204
0,621	0,000000	0,124050	0	0,0012753	1	2,2675737
0,67	0,000000	0,150000	0	0,0002942	1	2,0408163

Fuente: elaboración propia.

A partir de la tabla 21, se graficó la curva de flujo fraccional tal como se presenta en la gráfica 9. La línea tangente y el corte de esta con fw=1, permitió obtener los datos presentados en la tabla 22.

Gráfica 9. Curva de flujo fraccional del agua.



Fuente: elaboración propia.

Tabla 22. Frente de saturación.

Sw frente	ae^{bS_w} frente	Fw frente	$\frac{df_w}{dS_w}$	Sw prom
0,22	208,285	0,6808778	15,219454	0,2457

Fuente: elaboración propia.

3. El siguiente paso realizado (opcional), consiste en determinar el perfil de saturación del banco de petróleo, con el fin de calcular el avance del mismo después de 60, 120 y 240 días después de la inyección inicial de agua. Para los cálculos se tomaron valores de saturación de agua entre 0,278 y 0,67, es decir, valores mayores que la saturación en el frente hasta la saturación máxima. Se utilizó la ecuación 157 y se obtuvo los resultados expresados en la tabla 23.

Ecuación 157. Perfil de saturación del banco de petróleo.

$$(x)S_w = \left(\frac{5,615 i_w t}{\phi A} \right) \left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_w}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company. 2000, p 906.

Tabla 23. Perfil de saturación de banco de petróleo.

dFw/dSw	t=60	t=120	t=240	Sw
2,734961278	87,939037	175,87807	351,75615	0,278
0,742538459	23,875335	47,75067	95,501341	0,327
0,178193064	5,7295606	11,459121	22,918242	0,376
0,041485466	1,3339099	2,6678198	5,3356396	0,425
0,012856543	0,413385	0,8267701	1,6535401	0,4642
0,002213228	0,0711634	0,1423268	0,2846536	0,523
0,000510587	0,0164172	0,0328345	0,065669	0,572
0,000117781	0,0037871	0,0075742	0,0151484	0,621
2.71689E-05	0,0008736	0,0017472	0,0034943	0,67

Fuente: elaboración propia.

4. Posteriormente se realizaron los cálculos en el tiempo de ruptura (t_{bt}). Para esto se calculó el volumen poroso por medio de la ecuación 158.

Ecuación 158. Volumen poroso.

$$PV = \frac{\phi AL}{5,615}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company, 2000, p 912.

Para el cálculo del tiempo de ruptura, se utiliza la ecuación 157, considerando que $(x)S_w = L = \text{Distancia Inyector productor}$. Para el cálculo del OOIP se toma en cuenta la ecuación 159.

Ecuación 159. Cálculo del OOIP.

$$OOIP = N = \frac{PV(1 - S_{wi})}{B_o}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company, 2000, p 613.

El agua inyectada acumulada a la ruptura (W_{iBt}), el volumen poroso inyectado a la ruptura (Q_{iBt}) y el WOR a la ruptura son estimados por las ecuaciones 160, 161 y 162 respectivamente.

Ecuación 160. Agua inyectada acumulada a la ruptura.

$$W_{iBT} = i_w t_{BT}$$

Fuente: AHMED,Tarek.Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos:Gulf Publishing Company.2000, p 912.

Ecuación 161. Volumen poroso inyectado a la ruptura.

$$Q_{iBT} = \frac{1}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{wf}}}$$

Fuente: AHMED,Tarek.Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos:Gulf Publishing Company.2000, p 912.

Ecuación 162. WOR a la ruptura.

$$WOR_S = \frac{B_o f_w}{B_w (1 - f_w)}$$

Fuente: AHMED,Tarek.Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos:Gulf Publishing Company.2000, p 921.

En resumen, para el caso de inyección de agua, se obtuvo la tabla 24, tomando intervalos de tiempo desde el inicio de la inyección (t=0) hasta la fecha en que se origina la ruptura.

Tabla 24. Resumen del método hasta la ruptura.

t(días)	$W_{inj}=q_i*t$	N_p	Q_o	WOR	Q_w	W_p
0	0	0	3495,1456	0	0	0
9,49190798	34170,8687	33175,601	3495,1456	0	0	0
18,98381596	68341,7375	66351,201	3495,1456	0	0	0
28,47572394	102512,606	99526,802	3495,1456	0	0	0
37,96763192	136683,475	132702,4	3495,1456	0	0	0
47,4595399	170854,344	165878	3495,1456	0	0	0
56,95144788	205025,212	199053,6	3495,1456	0	0	0
66,44335586	239196,081	232229,2	3495,1456	0	0	0
75,93526384	273366,95	265404,81	3495,1456	0	0	0
85,42717182	307537,819	298580,41	3495,1456	0	0	0
94,9190798	341708,687	331756,01	3495,1456	0	0	0
104,4109878	375879,556	364931,61	1318,4946	1,6027775	2241,9505	0

Fuente: elaboración propia.

La fila resaltada corresponde a los datos obtenidos en la ruptura.

El siguiente procedimiento aplica para datos posteriores a la ruptura en el método Buckley-Leverett, sin embargo, estos no se llevarán a cabo debido a que se utilizará Craig, Geffen & Morse para estas predicciones.

5. Para realizar los cálculos después del tiempo de ruptura, se toma como base la solución de Welge.

Se evalúan saturaciones desde la saturación en el frente, hasta la máxima, tomado un intervalo conveniente. El flujo fraccional se calcula por la ecuación 154. La saturación de agua promedio en el reservorio después de la ruptura se calcula por medio de la ecuación 163.

Ecuación 163. Saturación de agua promedio después de la ruptura.

$$S_{w2prom} = S_{w2} + \frac{1 - f_{w2}}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)}$$

Fuente: AHMED,Tarek.Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos:Gulf Publishing Company.2000, p 926.

La eficiencia de desplazamiento se calcula por medio de la ecuación 164 y el N_p , utilizando la ecuación 165.

Ecuación 164. Eficiencia de desplazamiento.

$$E_d = \frac{S_{w2prom} - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

Fuente: AHMED,Tarek.Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos:Gulf Publishing Company.2000, p 926.

Ecuación 165. Petróleo producido acumulado.

$$NP = OOIP \times E_D \times E_A \times E_V$$

Fuente: AHMED,Tarek.Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos:Gulf Publishing Company.2000, p 926.

Dónde:

E_A : eficiencia de barrido areal ($E_A=1$)

E_V : eficiencia de barrido vertical ($E_V=1$)

Los volúmenes porosos inyectados de agua, el agua inyectada acumulada, el tiempo de inyección (t) y el agua acumulada producida (Wp), están representados por las ecuaciones 166, 167, 168 y 169 respectivamente.

Ecuación 166. Volúmenes porosos inyectados.

$$Q_i = \frac{1}{\left(\frac{df_{w2}}{dS_w}\right)}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company. 2000, p 927.

Ecuación 167. Agua inyectada acumulada.

$$W_{inj} = PV \times Q_i$$

Fuente: AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company. 2000, p 927.

Ecuación 168. Tiempo de inyección de agua.

$$t = \frac{W_{inj}}{i_w}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company. 2000, p 927

Ecuación 169. Agua acumulada producida.

$$W_p = \frac{W_{inj} - (S_{w2prom} - S_{wi}) \times (PV) \times E_A \times E_V}{B_w}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company. 2000, p 927.

Finalmente se calcula WOR, la tasa de flujo de petróleo y la tasa de flujo de agua por las ecuaciones 170, 171 y 172.

Ecuación 170. WOR posterior a la ruptura.

$$WOR = \frac{B_o}{B_w \times \left(\frac{1}{f_{w2}} - 1 \right)}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company. 2000, p 928.

Ecuación 171. Tasa de flujo de petróleo.

$$Q_o = \frac{i_w}{B_o + (B_w \times WOR)}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company. 2000, p 928.

Ecuación 172. Tasa de flujo de agua.

$$Q_w = Q_o \times WOR$$

Fuente: AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company. 2000, p 928.

Método de Craig, Geffen & Morse

6. Hasta este punto, se ha asumido que la eficiencia areal E_A es 100%, sin embargo, es necesario tener en cuenta que la porción horizontal del reservorio que es contactada por el agua se encuentra en función de la razón de movilidad, de la heterogeneidad del reservorio, del volumen de agua inyectada acumulada y del patrón de inyección, por lo que existen premisas que se deben tener en cuenta, como se muestra a continuación²⁰⁵:

- La movilidad del agua incrementa después de la ruptura debido al incremento del valor de la saturación de agua promedio en el reservorio.
- Entre más baja sea la razón de movilidad, mayor eficiencia de barrido se tendrá, a su vez, razones de movilidad altas, disminuyen la eficiencia.
- La continua inyección de agua, puede a través del tiempo incrementar significativamente la eficiencia de barrido areal, particularmente en reservorios que presenten una razón de movilidad poco favorable.
- La heterogeneidad de los reservorios, como el carácter anisotrópico de la permeabilidad, fracturas, barreras de flujo o la distribución de porosidad, ocasiona cambios en la eficiencia de barrido areal.

²⁰⁵ ECOPEL S.A. Waterflooding Fundamentals. 2008. p 14.

La eficiencia de barrido areal, generalmente tiende a incrementar desde cero, en el tiempo de inyección inicial de agua hasta la ruptura, después de esta continúa incrementando, pero a una menor velocidad. A continuación, se muestran las ecuaciones utilizadas en el método de Craig, Geffen & Morse, el cual se utilizará para tiempos iguales o posteriores a la ruptura

Para realizar la corrección de la eficiencia de barrido areal, se requirió calcular la razón de movilidad, el cual se encuentra expresado por la ecuación 173.

Ecuación 173. Razón de movilidad.

$$M = \frac{k_{rw}@ S_{wBT} \times \mu_o}{k_{ro}@ S_{wi} \times \mu_w}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company. 2000, p 934.

Posteriormente se estimó la Eficiencia de barrido areal por medio de la correlación de Willhite (1986), presentada en la ecuación 174. Esta ecuación es la que más se aproxima a lo obtenido por Craig (1955), el cual propuso una relación gráfica que correlaciona la eficiencia de barrido areal con la razón de movilidad.²⁰⁶

Ecuación 174. Eficiencia areal para un patrón de 5 puntos normal.

$$E_{ABT} = 0,54602036 + \frac{0,03170817}{M} + \frac{0,30222997}{e^M} - 0,00509693M$$

Fuente: AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company. 2000, p 938.

A partir de este valor fue posible realizar el cálculo del volumen del agua inyectada hasta la ruptura utilizando la ecuación 175.

Ecuación 175. Volumen de agua inyectada a la ruptura.

$$W_{injBT} = Q_{iBT} \times PV \times E_{ABT}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company. 2000, p 938.

Se calculó el tiempo de inyección de agua para cada uno de los volúmenes de agua inyectada acumulado utilizando la ecuación 167 y se obtuvo la relación del agua del agua inyectada respecto al agua inyectada en la ruptura.

²⁰⁶ AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company. 2000, p 938.

Tras calcular la eficiencia de barrido areal a la ruptura por medio de la ecuación 174, se obtuvieron las respectivas eficiencias posteriores a la ruptura por la ecuación 176.

Ecuación 176. Eficiencia areal posterior a la ruptura.

$$E_A = E_{A_{BT}} + 0,2749 \times \ln \left(\frac{W_i}{W_{i_{BT}}} \right)$$

Fuente:AHMED,Tarek.Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos:Gulf Publishing Company.2000, p 938.

Las relaciones $Q_i/Q_{i_{BT}}$, pueden ser obtenidas de dos maneras. La primera es mediante el apéndice E, de la monografía del SPE, Volumen 3 (Craig,1971). Para los valores de Q_i , se toma que el valor de $Q_{i_{BT}} = Q_i$, calculado previamente por la ecuación 168 en el punto de ruptura. Para los valores posteriores se aplica la ecuación 177. Las tablas realizadas por Craig se presentan en el Anexo A del presente trabajo.

Ecuación 177. Caudal inyectado posterior a la ruptura.

$$Q_i = \left(\frac{Q_i}{Q_{i_{BT}}} \right) \times Q_{i_{BT}}$$

Fuente:AHMED,Tarek.Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company.2000, p 949.

Willhite (1986) propone una expresión analítica para realizar el cálculo de la razón $Q_i/Q_{i_{BT}}$, la cual se puede ver en la ecuación 178 y permite un cálculo más rápido de este término.

Ecuación 178. Relación $Q_i/Q_{i_{BT}}$ propuesta por Willhite (1986).

$$\frac{Q_i}{Q_{i_{BT}}} = 1 + a_1 e^{-a_1} [Ei(a_2) - Ei(a_1)]$$

Fuente:AHMED,Tarek.Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company.2000, p 944.

Donde:

a_1 : ver ecuación 179.

a_2 : ver ecuación 180.

Ei: función integral exponencial, ver ecuación 181.

Ecuación 179. Cálculo del término a_1 .

$$a_1 = 3,65 \times E_{ABT}$$

Fuente:AHMED,Tarek.Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company,2000, p 944.

Ecuación 180. Cálculo del término a_2 .

$$a_2 = a_1 + \ln \frac{W_i}{W_{iBT}}$$

Fuente:AHMED,Tarek.Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company,2000, p 944.

Ecuación 181. Función Ei .

$$Ei(fx) = 0,57721557 + \ln(x) + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{x^n}{n(n!)}$$

Fuente:AHMED,Tarek.Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company,2000, p 944.

Se calcularon las derivadas del flujo fraccional, por medio de la ecuación 182.

Ecuación 182. Derivada del flujo fraccional.

$$\left(\frac{df_w}{dS_w}\right) = \frac{1}{Q_i}$$

Fuente:AHMED,Tarek.Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos:Gulf Publishing Company,2000, p 949.

Hasta este punto se ha obtenido los datos expresados en la tabla 25, en la cual la primera línea representa el punto de ruptura.

Tabla 25. Corrección por eficiencia de barrido areal (Método Craig Geffen & Morse).

W_{inj}	t	W_i/W_{ibt}	EA	a_1	a_2	$E(a_1)$	$E(a_2)$	Q_i/Q_{ibt}	Q_i	dfw/dSw
375879,556	104,410988	1	0,54529271	1,9903184	1,9903184	0,04956042	0,04956042	1	0,06570538	15,2194544
818573,65	227,38157	2,17775518	0,7592459	1,9903184	2,76861301	0,04956042	0,01755169	1,2116812	0,07961397	12,5606095
1039920,7	288,86686	2,76663277	0,82503947	1,9903184	3,00794937	0,04956042	0,01291715	1,2767761	0,08389106	11,9202219
1261267,74	350,352151	3,35551036	0,87808772	1,9903184	3,20092228	0,04956042	0,01012125	1,32926102	0,0873396	11,4495604
1482614,79	411,837442	3,94438795	0,92253628	1,9903184	3,36261219	0,04956042	0,00826699	1,37323758	0,09022909	11,0828997
1703961,84	473,322733	4,53326554	0,96078827	1,9903184	3,50176095	0,04956042	0,00695496	1,41108337	0,09271577	10,7856522
1925308,89	534,808024	5,12214313	0,99436191	1,9903184	3,62389133	0,04956042	0,00598182	1,44430049	0,09489831	10,5375955
2146655,93	596,293315	5,71102072	1,02427786	1,9903184	3,73271617	0,04956042	0,00523369	1,47389875	0,09684307	10,3259836
2368002,98	657,778606	6,29989831	1,05125537	1,9903184	3,83085189	0,04956042	0,00464211	1,50058979	0,09859682	10,142315
2589350,03	719,263897	6,8887759	1,07582041	1,9903184	3,9202118	0,04956042	0,00416356	1,52489397	0,10019373	9,98066403
2810697,08	780,749188	7,47765349	1,09836926	1,9903184	4,00223744	0,04956042	0,00376912	1,54720337	0,10165958	9,83675108
3032044,12	842,234478	8,06653108	1,11920791	1,9903184	4,07804193	0,04956042	0,00343886	1,56782074	0,10301425	9,7073945
3253391,17	903,719769	8,65540867	1,1385776	1,9903184	4,1485028	0,04956042	0,00315862	1,58698474	0,10427343	9,59017059
3474738,22	965,20506	9,24428627	1,15667187	1,9903184	4,21432406	0,04956042	0,00291807	1,60488686	0,1054497	9,4831946
3696085,26	1026,69035	9,83316386	1,17364834	1,9903184	4,27607914	0,04956042	0,00270952	1,62168305	0,1065533	9,38497467
3917432,31	1088,17564	10,4220414	1,18963713	1,9903184	4,33424133	0,04956042	0,00252711	1,63750205	0,10759269	9,29431163
4138779,36	1149,66093	11,010919	1,20474686	1,9903184	4,38920582	0,04956042	0,00236633	1,65245134	0,10857494	9,21022847
4360126,41	1211,14622	11,5997966	1,21906919	1,9903184	4,44130596	0,04956042	0,00222362	1,66662158	0,109506	9,13191967
4581473,45	1272,63151	12,1886742	1,23268213	1,9903184	4,49082558	0,04956042	0,00209618	1,68008996	0,11039095	9,05871394
4802820,5	1334,11681	12,7775518	1,24565266	1,9903184	4,53800826	0,04956042	0,00198172	1,69292275	0,11123413	8,99004658
5024167,55	1395,6021	13,3664294	1,25803867	1,9903184	4,58306469	0,04956042	0,0018784	1,70517723	0,11203931	8,92543841
5245514,59	1457,08739	13,955307	1,26989059	1,9903184	4,62617826	0,04956042	0,0017847	1,7169033	0,11280978	8,86447968

Fuente: elaboración propia.

Posteriormente se obtuvieron las saturaciones de agua en el pozo productor (Sw_2). Para el punto de ruptura se determinó la saturación y el flujo fraccional por medio de la curva del flujo fraccional en la gráfica 9. Los valores de Sw_2 posteriores al punto de ruptura, se obtuvieron mediante el valor de la derivada de flujo fraccional, realizando una regresión a la gráfica de derivada vs saturaciones de agua. A partir de estos valores fue posible encontrar los valores del flujo fraccional (fw_2) a partir de la ecuación 154.

La Sw_{2prom} es la saturación promedio del agua en la porción barrida del reservorio. En la ruptura, es posible obtener el valor de la gráfica 9, sin embargo, para tiempos posteriores a la ruptura es necesario estimarla utilizando la ecuación 183.

Ecuación 183. Saturaciones promedio posteriores a la ruptura.

$$S_{w2prom} = S_{w2} + \frac{1 - f_{w2}}{\left(\frac{dfw}{dSw}\right)}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company, 2000, p 950.

Para estimar nuevamente los valores de la eficiencia de desplazamiento (E_D), el petróleo producido acumulado (N_p) y el OOIP, se utilizaron las ecuaciones 164, 165 y 159 respectivamente.

La producción acumulada de agua W_p , es computada de la ecuación 184.

Ecuación 184. Producción acumulada de agua.

$$W_p = \frac{W_i - ((S_{w2prom} - S_{wi}) \times PV \times E_A)}{B_W}$$

Fuente:AHMED,Tarek.Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos:Gulf Publishing Company,2000, p 950.

Después de la ruptura, existen dos fuentes para la producción del petróleo. Una de ellas corresponde al petróleo que está siendo desplazado detrás del frente del flujo en las capas barridas y la otra al petróleo proveniente de las capas recién barridas. Se asume que las capas nuevas que son contactadas por el agua de inyección solo producen petróleo mientras que las capas ya barridas producen tanto agua como aceite.²⁰⁷ Para expresar el incremento de petróleo de estas capas se utilizó la ecuación 185.

Ecuación 185. Relación del Incremento de petróleo.

$$(\Delta N_p)_{nuevo} = E\lambda$$

Fuente:AHMED,Tarek.Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos:Gulf Publishing Company,2000, p 947.

Donde E y λ , corresponden a las ecuaciones 186 y 187, respectivamente.

Ecuación 186. Petróleo desplazado.

$$E = \frac{S_{w2BT} - S_{wi}}{E_{ABT} \times (S_{w2promBT} - S_{wi})}$$

Fuente:AHMED,Tarek.Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos:Gulf Publishing Company,2000, p 947.

Ecuación 187. Incremento de petróleo.

$$\lambda = 0.2749 \times \left(\frac{W_{iBT}}{W_i} \right)$$

Fuente:AHMED,Tarek.Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos:Gulf Publishing Company,2000, p 947.

La relación agua petróleo, WOR, está representada por la ecuación 188.

²⁰⁷ Ibid., p 947.

Ecuación 188. Relación agua petróleo.

$$WOR = \left[\frac{f_{w2} \times (1 - \Delta Np_{nuevo})}{1 - [f_{w2} \times (1 - \Delta Np_{nuevo})]} \right] \times \left(\frac{Bo}{Bw} \right)$$

Fuente: AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company. 2000, p 948.

Finalmente se calculan las tasas de flujo de petróleo y de agua por medio de las ecuaciones 171 y 172, planteadas anteriormente.

A partir de los cálculos anteriores se obtuvo la tabla 26, donde el dato resaltado corresponde al punto de ruptura.

Tabla 26. Resumen de los datos obtenidos por el método CGM para inyección de agua.

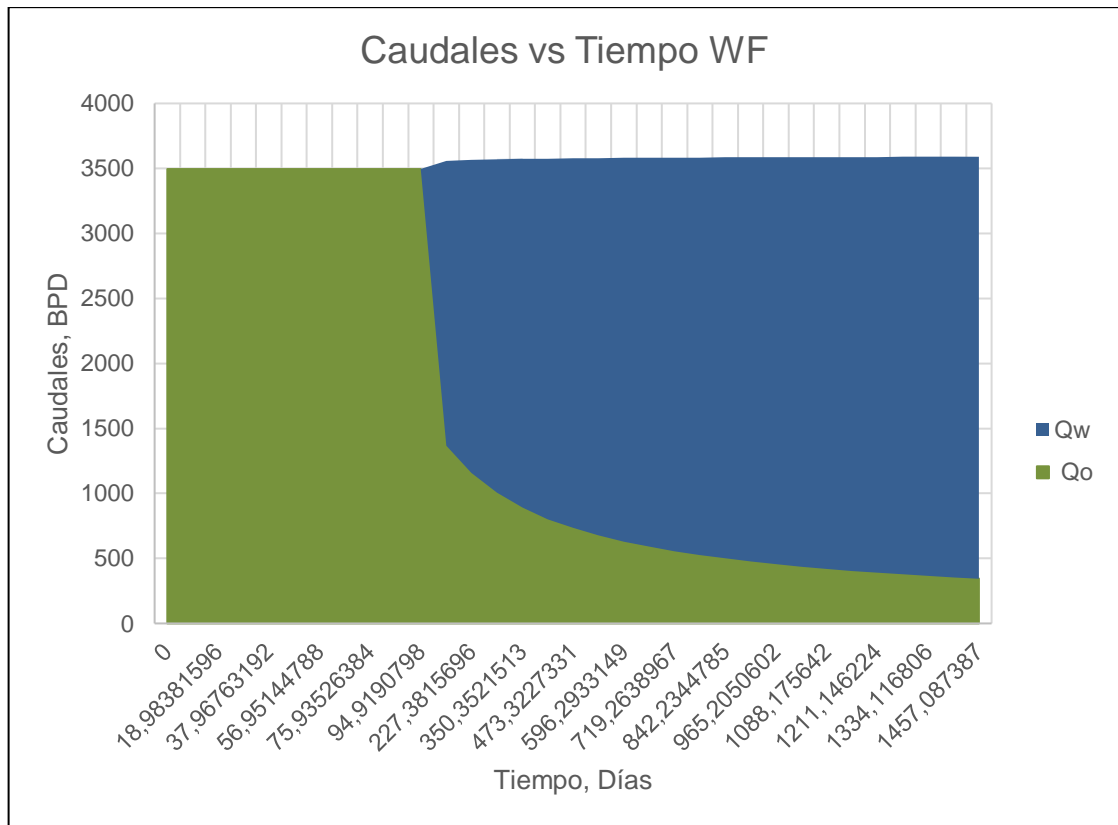
Tiempo	Q _o	Q _w	Q _{inj}	BSW (%)	N _p	W _e	Q _{inj}	W _{inj}	Fr
0	3495,14563	0	3495,14563	0	0	0	3600	0	0
9,49190798	3495,14563	0	3495,14563	0	33175,6007	0	3600	34170,8687	0,00397214
18,983816	3495,14563	0	3495,14563	0	66351,2014	0	3600	68341,7375	0,00794427
28,4757239	3495,14563	0	3495,14563	0	99526,8021	0	3600	102512,606	0,01191641
37,9676319	3495,14563	0	3495,14563	0	132702,403	0	3600	136683,475	0,01588854
47,4595399	3495,14563	0	3495,14563	0	165878,004	0	3600	170854,344	0,01986068
56,9514479	3495,14563	0	3495,14563	0	199053,604	0	3600	205025,212	0,02383281
66,4433559	3495,14563	0	3495,14563	0	232229,205	0	3600	239196,081	0,02780495
75,9352638	3495,14563	0	3495,14563	0	265404,806	0	3600	273366,95	0,03177709
85,4271718	3495,14563	0	3495,14563	0	298580,406	0	3600	307537,819	0,03574922
94,9190798	3495,14563	0	3495,14563	0	331756,007	0	3600	341708,687	0,03972136
104,410988	1367,37725	2191,60143	3558,97868	0,61579504	364931,608	0	3600	375879,556	0,04369349
227,38157	1159,65969	2405,55052	3565,21021	0,67472894	580238,029	220928,48	3600	818573,65	0,06947227
288,86686	1003,98868	2565,89166	3569,88034	0,71876125	669627,139	350204,744	3600	1039920,7	0,08017488
350,352151	890,190828	2683,10345	3573,29428	0,75087671	745399,011	493506,764	3600	1261267,74	0,0892471
411,837442	802,941148	2772,97062	3575,91177	0,77545834	811604,126	646662,542	3600	1482614,79	0,09717388
473,322733	733,658874	2844,33136	3577,99023	0,79495224	870668,881	807172,891	3600	1703961,84	0,10424574
534,808024	677,144672	2902,54099	3579,68566	0,81083683	924168,541	973415,29	3600	1925308,89	0,11065128
596,293315	630,054103	2951,04427	3581,09838	0,82406121	973188,537	1144271,74	3600	2146655,93	0,11652048
657,778606	590,132633	2992,16339	3582,29602	0,83526414	1018511,65	1318935,98	3600	2368002,98	0,12194704
719,263897	555,801929	3027,52401	3583,32594	0,84489216	1060722,99	1496805,35	3600	2589350,03	0,12700103
780,749188	525,922108	3058,30023	3584,22234	0,85326744	1100272,74	1677416,16	3600	2810697,08	0,13173635
842,234478	499,648176	3085,36238	3585,01055	0,86062853	1137515,53	1860403,13	3600	3032044,12	0,13619545
903,719769	476,339673	3109,37014	3585,70981	0,8671561	1172736,34	2045472,74	3600	3253391,17	0,14041246
965,20506	455,501798	3130,83315	3586,33495	0,87298961	1206168,02	2232385,16	3600	3474738,22	0,14441526
1026,69035	436,745858	3150,15177	3586,89762	0,87823855	1238003,57	2420941,59	3600	3696085,26	0,14822695
1088,17564	419,762023	3167,64512	3587,40714	0,88299014	1268404,97	2610975,2	3600	3917432,31	0,15186693
1149,66093	404,300101	3183,5709	3587,871	0,88731476	1297509,63	2802344,43	3600	4138779,36	0,15535165
1211,14622	390,155714	3198,13961	3588,29533	0,8912699	1325435,29	2994928,06	3600	4360126,41	0,15869521
1272,63151	377,16017	3211,52503	3588,68519	0,89490297	1352283,61	3188621,33	3600	4581473,45	0,16190977
1334,11681	365,172922	3223,87189	3589,04481	0,89825345	1378143,13	3383333,08	3600	4802820,5	0,16500595
1395,6021	354,075877	3235,30185	3589,37772	0,90135452	1403091,41	3578983,4	3600	5024167,55	0,16799302
1457,08739	343,769037	3245,91789	3589,68693	0,90423426	1427196,88	3775501,81	3600	5245514,59	0,17087918

Fuente: elaboración propia.

Esta corrección muestra cómo se afectan los valores de WOR, Q_o y Q_w teniendo en cuenta la eficiencia de barrido areal. Los resultados entre el método y su corrección serán comparados posteriormente.

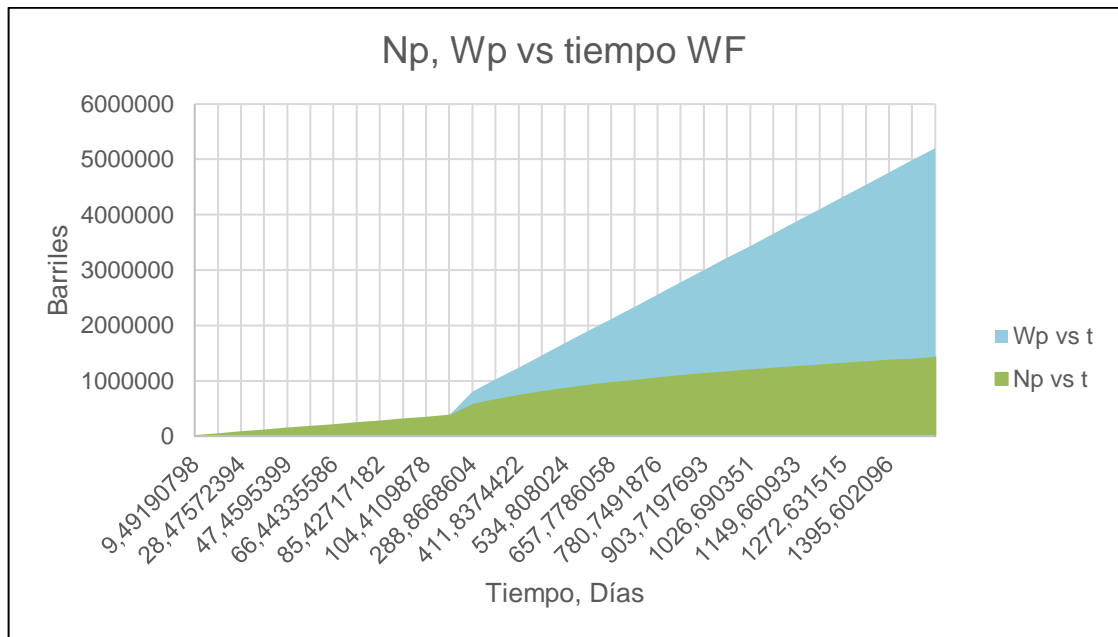
➤ **Resultados de la inyección de agua (Gráficas).** Las gráficas 10, 11 y 12 muestran los resultados obtenidos de graficar los valores de Q_o , Q_w , N_p , W_p y Fr vs tiempo de las tablas 26 y 27. Estas gráficas corresponden a las obtenidas de la corrección por el método de Craig, Geffen & Morse.

Gráfica 10. Caudales de petróleo y agua vs tiempo corregidos por eficiencia de barrido areal.



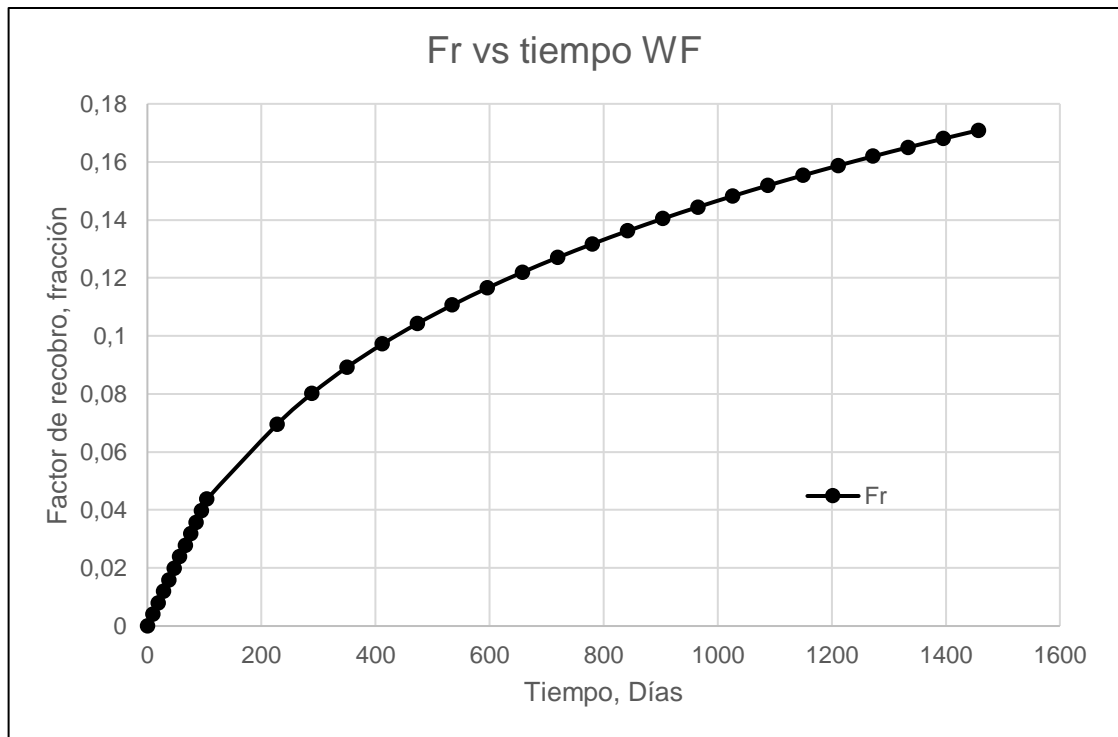
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 11. Petróleo y agua producida acumulada vs tiempo corregidos por eficiencia de barrido areal.



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 12. Factor de recobro vs tiempo corregido por eficiencia de barrido areal.



Fuente: elaboración propia.

➤ **Análisis de resultados.** Inicialmente, al calcular el tiempo de ruptura basados en la teoría de flujo fraccional, se obtuvo un tiempo de 191 días (aplicando la ecuación 157), la cual asume que todas las eficiencias de desplazamiento son del 100%. El método de Craig Geffen & Morse se caracteriza porque a medida que se aumenta el volumen de agua inyectada, se va a aumentar la eficiencia de barrido y esta va a tender a llegar a 1. Después de este número la eficiencia permanece constante por más de que se inyecte agua a lo largo del tiempo. Estos cambios en los valores de EA a lo largo del tiempo dan como resultado la obtención de un tiempo de ruptura menor, debido a que en el momento que esta se da EA es menor al 100%. Este comportamiento es más cercano a la realidad debido a que el método tiene en cuenta la razón de movilidad a la ruptura para hallar la eficiencia de barrido, la cual, dado que la diferencia de densidades entre ambas fases es tanta, va a tender a generar una razón desfavorable y, por ende, una irrupción más temprana del agua a los pozos productores. Ya que el método CGM tuvo en cuenta este efecto, se obtuvo que eran necesarios 104 días para alcanzar la ruptura, es decir, una diferencia de 87 días entre ambos cálculos.

Se pudo observar en las gráficas de resultados como la ruptura del agua implica una reducción progresiva en las tasas de petróleo, donde el cambio más abrupto se da en este momento de irrupción del banco de agua en el pozo productor. Posterior a esto se genera una reducción menos brusca pero constante en las tasas de petróleo y un aumento gradual del caudal de agua. El factor de recobro obtenido al final del pronóstico (t=1460 días) es de aproximadamente 17% mediante el uso de la inyección de agua como método de recobro.

5.2.2.2 Inyección de polímeros. Como se había explicado previamente en la sección 3.6, la inyección de polímeros genera cambios sustanciales sobre la curva de flujo fraccional agua-petróleo, debido en su mayoría, al incremento de la viscosidad del fluido que va a barrer el aceite. La teoría de flujo fraccional ha sido utilizada para describir el comportamiento de la eficiencia de desplazamiento microscópica en una gran variedad de métodos de recobro mejorado como lo son la inyección de detergentes, geles, surfactantes, álcali y por supuesto, polímeros²⁰⁸.

Al inyectar una solución polimérica al yacimiento se ha observado que esta tiende a generar varios frentes de choque, producto de la interacción de la solución con el agua connata en la roca. Cada uno de estos frentes posee una saturación de agua y concentraciones diferentes, producto de la adsorción del polímero por parte de la roca. Como resultado de esto, Pope (1980) concluye que se tienden a formar dos frentes de saturación en vez de solo uno (como ocurre en el caso de la teoría Buckley-Leverett para inyección de agua).²⁰⁹

Si bien el método de Pope no especifica nada sobre el factor de resistencia residual, este también debería tenerse en cuenta a la hora de construir la nueva curva de

²⁰⁸ SORBIE, Kenneth. Op cit., p 134.

²⁰⁹ *Ibid.*, p.134.

flujo fraccional a utilizar, debido a que este factor, también conocido como “reducción de la permeabilidad”, actúa, aunque en menor medida, sobre el flujo fraccional del agua, reduciendo su permeabilidad relativa.

Para el desarrollo del modelo, pero inyectando agua con polímeros, se sigue el mismo paso a paso que para la inyección de agua convencional, sin embargo, a continuación, se mostrarán las modificaciones a realizar en la construcción de la curva de flujo fraccional.

1. El primer paso corresponde a la construcción de la gráfica de la razón entre las permeabilidades relativas del petróleo y del agua vs. Saturación de agua en una escala semilogarítmica, para el caso de los polímeros, se debe modificar la ecuación 154 a fin de que se tenga en cuenta la reducción de la permeabilidad relativa del agua. La adición del factor de resistencia residual se puede ver en la ecuación 189.

Ecuación 189. Razón permeabilidades relativas para polímeros.

$$\frac{K_{ro} * RRF}{K_{rw}} = a e^{b S_w}$$

2. Se procede a graficar el término $(K_{ro} * RRF) / K_{rw}$ vs saturaciones en una escala semilogarítmica (lineal en x y log en y) a fin de obtener los valores de a y b del término $a e^{b S_w}$.
3. Se utilizaron los valores de k_{ro} y k_{rw} dados en la tabla de permeabilidades relativas y se calculó la nueva curva de flujo fraccional por medio de la ecuación 190. Para el caso de una inyección de polímeros, es necesario modificar la viscosidad que era previamente del agua a la que registran las pruebas de laboratorio para esa determinada concentración de polímero.

Ecuación 190. Flujo fraccional sistema polímero-petróleo.

$$f_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{\mu_p k_{ro} * RRF}{\mu_o k_{rw}} \right)}$$

4. De igual forma, la derivada de la curva flujo fraccional quedaría tal como muestra la ecuación 191.

Ecuación 191. Derivada de la curva de flujo fraccional del sistema polímero-petróleo.

$$\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_w} = \frac{fw_{S_w} - fw_i}{S_w - S_{wi}}$$

5. Ya una vez se tienen estos valores para cada saturación, se puede proceder a graficar f_w vs S_w a fin de construir la curva de flujo fraccional. La figura 50 muestra cómo quedaría la nueva curva de flujo fraccional del sistema polímero petróleo a una concentración de 500 ppm de HPAM comparada con la curva de flujo original (agua-petróleo).

Cabe la pena resaltar que, para la construcción de las curvas de polímeros u otro proceso de recobro mejorado, la línea tangente se traza desde $-(C_a/C_i)$ o adsorción adimensional. La ecuación 192. Muestra de manera más explícita esta ecuación.

Ecuación 192. Coeficiente de adsorción adimensional.

$$Dsp = \frac{C_a}{C_i}$$

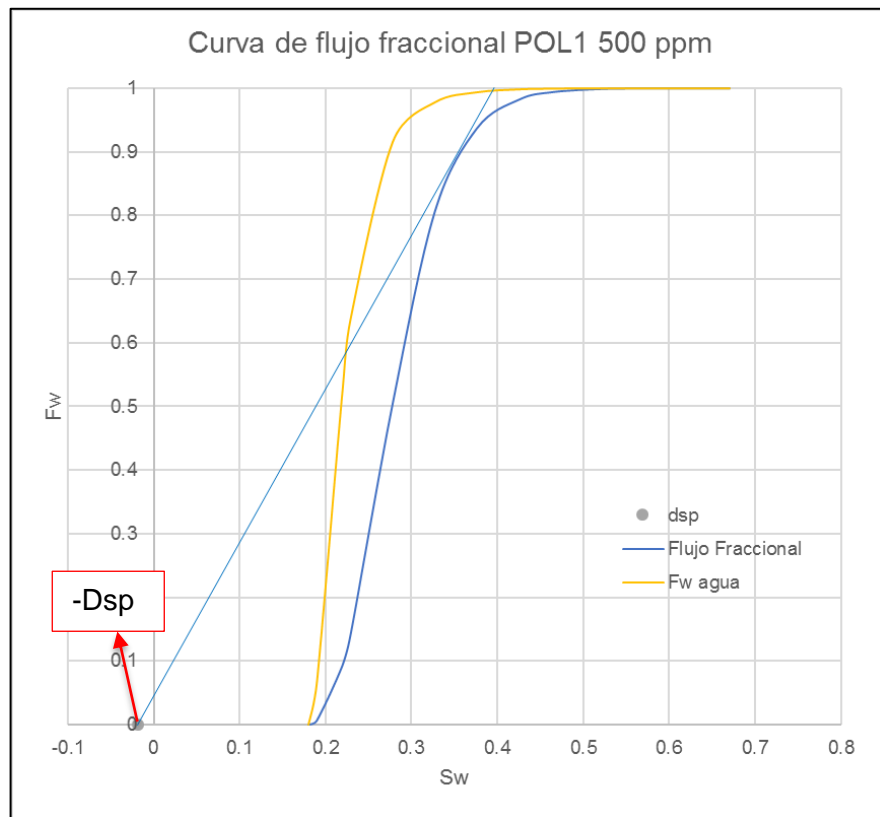
Dónde:

Dsp: coeficiente de adsorción adimensional.

C_i : concentración del polímero inyectado (ppm).

C_a : adsorción del polímero (lbmol/acre*ft).

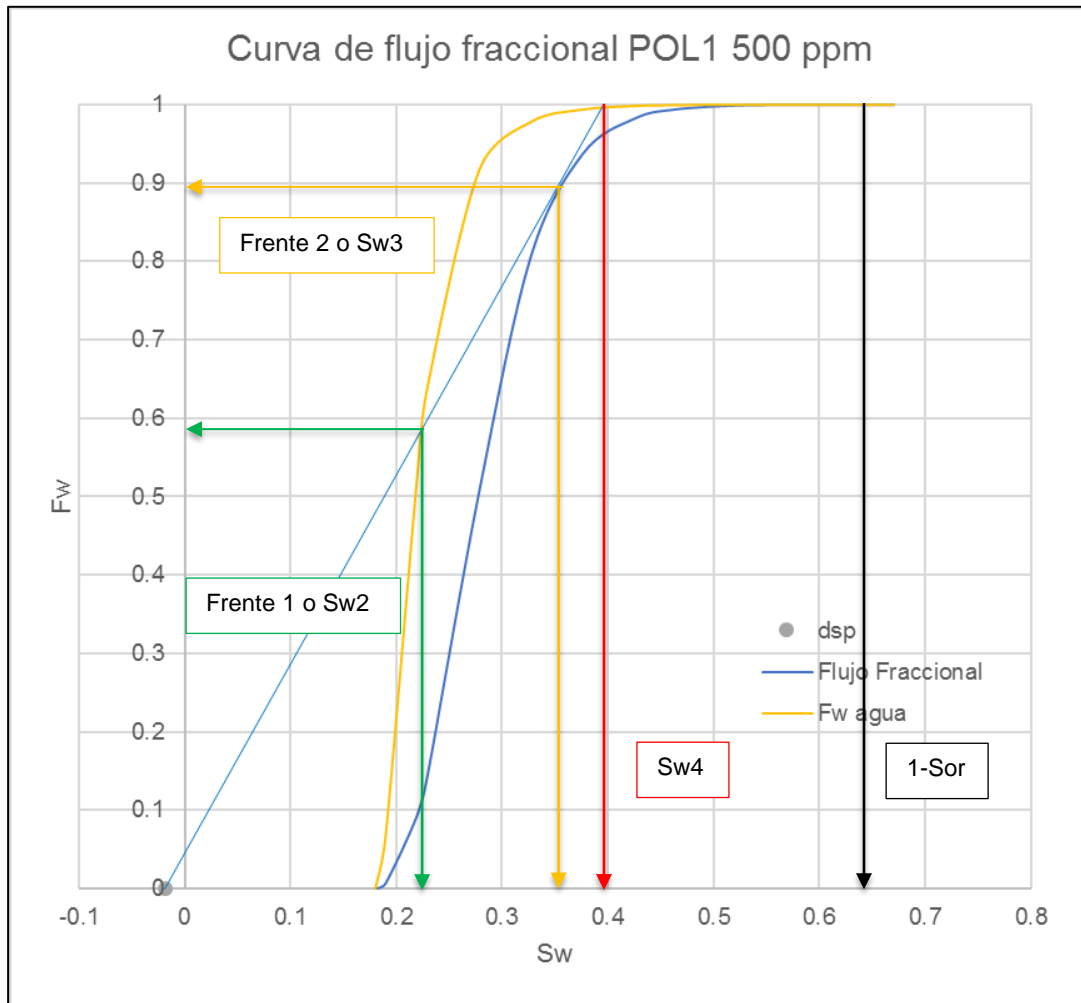
Figura 50. Curva de flujo fraccional del HPAM a 500ppm (curva azul) vs curva de flujo del sistema agua-petróleo (curva amarilla).



Fuente: elaboración propia.

Como se mencionó anteriormente, la inyección de un polímero conlleva la formación de al menos dos frentes de choque, los cuales se forman a diferentes saturaciones y cuya concentración se va reduciendo a medida que barre el yacimiento, hasta un punto que el agua inyectada va a tener una concentración tan baja de polímero que va a ser casi igual al agua connata. La figura 51 muestra los lugares de formación de los frentes mediante el uso de la curva de flujo fraccional.

Figura 51. Formación de los frentes de choque en la inyección en la curva de flujo del HPAM a 500ppm.



Fuente: elaboración propia.

El frente 2 es el de mayor importancia debido que es el que genera el mayor barrido de petróleo, mientras que el frente 1 corresponde al agua desnuda (*stripped*) del polímero.

De aquí en adelante el procedimiento para el desarrollo de los métodos de Buckley-Leverett y Craig, Geffen & Morse no varía demasiado, solo es cuestión de tener en cuenta los ajustes en las viscosidades y factores de resistencia residuales. Las tablas 27 y 28 muestran los resultados obtenidos de las curvas de flujo fraccional de los 8 casos con los dos polímeros. Estas tablas muestran los valores solo del frente de polímero y no los del agua desnudada del polímero, debido a que como se dijo antes, esta no tiene un gran impacto sobre la producción, aunque si es conveniente el saber de su existencia.

Tabla 27. Datos en el frente de saturación para el caso del Polímero 1.

Polímero	Concentración	Sw frente	ae ^{bSw} frente	Fw frente	dfw/dSw	Sw prom
POL1 (HPAM)	0 ppm	0,22	208,285	0,608778	15,219454	0,2457
	500 ppm	0,365	2,71419073	0,9195703	4,97065	0,3812
	1000 ppm	0,417	0,583759874	0,9303657	3,9255943	0,4347
	1500 ppm	0,44	0,2759958	0,9254006	3,559233	0,4610
	2000 ppm	0,463	0,1386436	0,9367753	3,3101599	0,4821

Fuente: elaboración propia.

Tabla 28. Datos en el frente de saturación para el caso del Polímero 2.

Polímero	Concentración	Sw frente	ae ^{bSw} frente	Fw frente	dfw/dSw	Sw prom
POL2 (Xanthan)	0 ppm	0,22	208,285	0,6808778	15,219454	0,2457
	500 ppm	0,368	2,530697127	0,9187022	4,8867139	0,3846
	1000 ppm	0,42	0,533622184	0,9356430	3,8985126	0,4365
	1500 ppm	0,45	0,204597963	0,9434857	3,4943916	0,4662
	2000 ppm	0,465	0,130586863	0,9384915	3,2929529	0,48367

Fuente: elaboración propia.

Como se observa en las tablas, a medida que aumenta la concentración del polímero, el frente se va dando a una mayor saturación y, por ende, esto repercute en el tiempo de ruptura que se tendrá. Lo que se busca es tener el mayor tiempo de ruptura posible, a fin de evitar la producción temprana de agua. Las tablas 29 y 30 muestran los tiempos de ruptura obtenidos para ambos polímeros a sus respectivas concentraciones.

Tabla 29. Tiempos de ruptura para el caso del Polímero 1.

Polímero	Concentración	T _{BT} (Días)
POL1 (HPAM)	0 ppm	191,47
	500 ppm	586,27
	1000 ppm	742,35
	1500 ppm	818,76
	2000 ppm	880,37

Fuente: elaboración propia.

Tabla 30. Tiempos de ruptura para el caso del Polímero 2.

Polímero	Concentración	T _{BT} (Días)
POL2 (Xanthan)	0 ppm	191,47
	500 ppm	596,34
	1000 ppm	747,51
	1500 ppm	833,95
	2000 ppm	884,97

Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar, el mayor tiempo de ruptura es para la concentración de 2000 ppm, debido a que es la concentración que genera una mayor viscosidad del agua y, por ende, reducirá la razón de movilidad en mayor medida que otras concentraciones más bajas, generando así una razón favorable para el fluido desplazante (< 1).

Las tablas 31 y 32 muestran las tasas de aceite y agua, WOR y Np a la ruptura para cada caso.

Tabla 31. Datos de Qo, Qw, WOR, Np y Wp a la ruptura para el polímero 1.

Polímero	Con. (ppm)	W _{inj} = Q _{inj} * t	N _p	Q _o	WOR	Q _w	W _p
POL 1	0	375879,556	364931,61	1318,4946	1,6027775	2241,9506	0
	500	1389513,076	1349041,8	266,20567	11,776207	3325,8082	0
	1000	2046110,193	1986514,8	230,33107	13,761595	3362,759	0
	1500	2658643,514	2581207,3	246,82552	12,777078	3345,7697	0
	2000	2963768,714	2877445,4	209,05327	15,261091	3384,6751	0

Fuente: elaboración propia.

Tabla 32. Datos de Qo, Qw, WOR, Np y Wp a la ruptura para el polímero 2.

Polímero	Con. (ppm)	W _{inj} = Q _{inj} * t	N _p	Q _o	WOR	Q _w	W _p
POL 2	0	375879,556	364931,61	1318,4946	1,6027775	2241,9506	0
	500	1438570,892	1396670,8	269,09215	11,639473	3322,8351	0
	1000	2062558,629	2002484,1	212,81083	14,974486	3380,8048	0
	1500	2709278,565	2630367,5	186,79279	17,195487	3407,6034	0
	2000	2998900,372	2911553,8	203,3581	15,715677	3390,5412	0

Fuente: elaboración propia.

- Método de Craig Geffen & Morse.** En el caso de una inyección de polímeros, se procede a realizar los mismos pasos llevados a cabo en el caso de inyección de agua convencional, con los cambios en la viscosidad y RRF realizados previamente. Las tablas 33 y 34 muestran los valores de eficiencia de barrido areal obtenidos para cada uno de los casos.

Tabla 33. Eficiencia de barrido areal a la ruptura para cada concentración del polímero 1.

Polímero	Concentración	EA _{BT}
POL1 (HPAM)	0 ppm	0,545292
	500 ppm	0,658351
	1000 ppm	0,765625
	1500 ppm	0,901983
	2000 ppm	0,935136

Fuente: elaboración propia.

Tabla 34. Eficiencia de barrido areal a la ruptura para cada concentración del polímero 2.

Polímero	Concentración	EA _{BT}
POL2 (Xanthan)	0 ppm	0,545292
	500 ppm	0,670085
	1000 ppm	0,766455
	1500 ppm	0,902416
	2000 ppm	0,941303

Fuente: elaboración propia.

Una vez se tienen estas eficiencias, se puede hallar el tiempo de ruptura para este método, hallando en primera instancia el Wi o agua inyectada a la ruptura mediante la ecuación 175 y posteriormente despejar el tiempo dividiendo este valor en la tasa de inyección. Las tablas 35 y 36 muestran los valores obtenidos de ruptura para cada uno de los casos.

Tabla 35. Tiempo de ruptura para cada concentración del polímero 1 en el método Craig, Geffen & Morse.

Polímero	Concentración	T _{BT} (Días)
POL1 (HPAM)	0 ppm	104,41
	500 ppm	385,98
	1000 ppm	568,36
	1500 ppm	738,51
	2000 ppm	823,27

Fuente: elaboración propia.

Tabla 36. Tiempo de ruptura para cada concentración del polímero 2 en el método Craig, Geffen & Morse.

Polímero	Concentración	T _{BT} (Días)
POL2 (Xanthan)	0 ppm	104,41
	500 ppm	399,60
	1000 ppm	572,93
	1500 ppm	752,58
	2000 ppm	833,02

Fuente: elaboración propia.

Los tiempos obtenidos para el método CGM siguen la misma tendencia que los obtenidos para Buckley-Leverett, en donde el mayor tiempo se dio a la concentración de 2000 ppm como era de esperarse, sin embargo, debido a que este método si tiene en cuenta la eficiencia de barrido areal y no la asume como el 100%, se observa que da tiempos de ruptura mucho menores con respecto a los obtenidos en el método de Buckley-Leverett. Estos tiempos son posiblemente más acertados a lo que ocurriría en la realidad, donde se tiene que el agua inyectada no contacta al 100% de las capas de manera areal y por ende esta se puede ir hacia los pozos productores de manera más rápida, supeditado también a la razón de movilidad que se tenga.

A fin de evaluar el impacto del cambio de las concentraciones sobre los caudales, el petróleo acumulado y el WOR para tiempos posteriores a la ruptura en método CGM, se tomaron tiempos iguales entre cada uno de los casos y se comparó las tasas de petróleo, agua, BSW, Np, Wp y factor de recobro para cada uno de los casos en ambos polímeros. Los resultados de presentan en las tablas 37 y 38.

Tabla 37. Datos de Qo, Qw, BSW, Np, Wp y Fr para el polímero 1 en el método CGM.

Polímero	Con. (ppm)	Tiempo	Q _o	Q _w	Q liq	BSw (%)	Np	Wp	Q iny	W iny	Fr
POL 1	0	1457,087387	343,76904	3245,9179	3589,6869	0,9042343	1427197	3775501,8	3600	5245514,6	0,1708792
	500	1457,087387	394,48923	3193,6761	3588,1653	0,8900582	2637733	2528649,3	3600	5245514,6	0,3158175
	1000	1457,087387	505,23061	3079,6125	3584,8431	0,8590648	3047237	2106860,9	3600	5245514,6	0,3648476
	1500	1457,087387	611,06332	2970,6048	3581,6681	0,8293914	3281365	1865708,8	3600	5245514,6	0,3928799
	2000	1457,087387	642,94487	2937,7668	3580,7117	0,8204422	3514654	1625421,2	3600	5245514,6	0,4208117

Fuente: elaboración propia.

Tabla 38. Datos de Q_o , Q_w , WOR y N_p posterior a la ruptura para el polímero 2 en el método CGM.

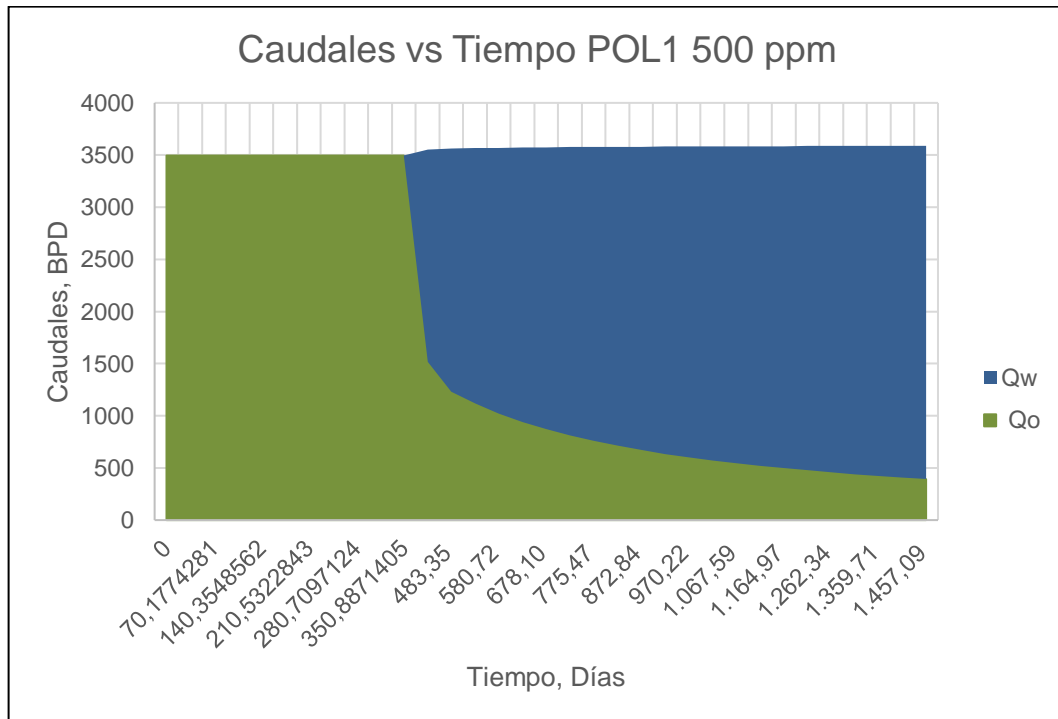
Polimero	Con. (ppm)	Tiempo	Q_o	Q_w	Q_{liq}	Bsw (%)	N_p	W_p	Q_{iny}	W_{iny}	Fr
POL 2	0	1457,087387	343,76904	3245,9179	3589,6869	0,9042343	1427197	3775501,8	3600	5245514,6	0,1708792
	500	1457,087387	403,80144	3184,0845	3587,886	0,8874542	2650706	2515287,8	3600	5245514,6	0,3173707
	1000	1457,087387	509,14787	3075,5777	3584,7256	0,8579674	3056207	2097621,1	3600	5245514,6	0,3659216
	1500	1457,087387	611,8764	2969,7673	3581,6437	0,8291632	3316121	1829909,7	3600	5245514,6	0,3970413
	2000	1457,087387	641,9583	2938,783	3580,7413	0,8207192	3548813	1590236,8	3600	5245514,6	0,4249017

Fuente: elaboración propia.

Los caudales de aceite más grandes se obtuvieron para la concentración de polímero de 2000 ppm en ambos casos.

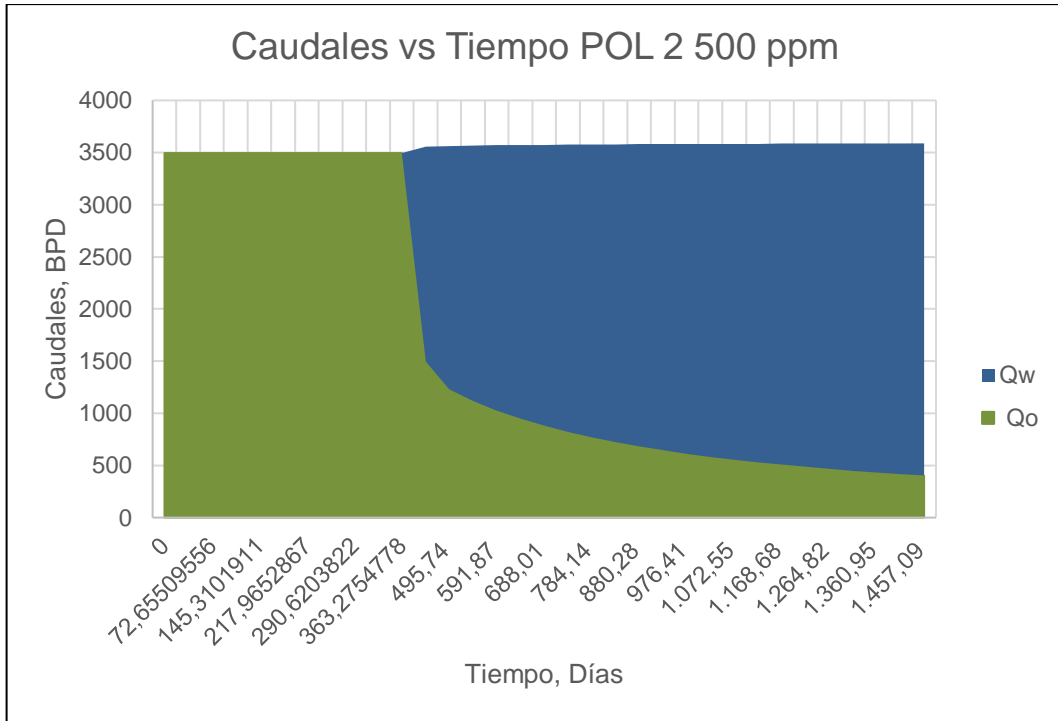
➤ **Resultados (Gráficas).** Debido a la gran cantidad de gráficas por cada caso, solo se pondrán las gráficas de Q_o , Q_w , N_p y W_p para el método de Craig, Geffen & Morse a distintas concentraciones, tal como se observa en las gráficas 13,14,15,16,17,18,19 y 20 para el caudal de aceite y en las gráficas 21,22,23,24,25,26,27 y 28 para el petróleo producido acumulado.

Gráfica 13. Gráfica de Q_o y Q_w vs tiempo para el polímero 1 a 500 ppm.



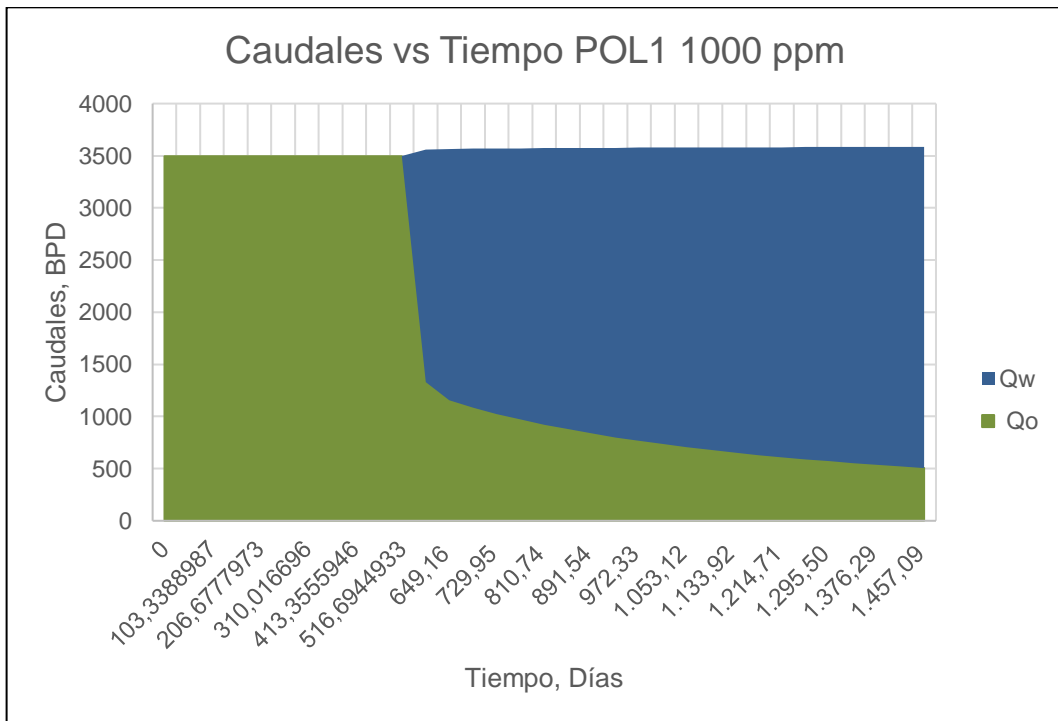
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 14. Gráfica de Qo y Qw vs tiempo para el polímero 2 a 500 ppm.



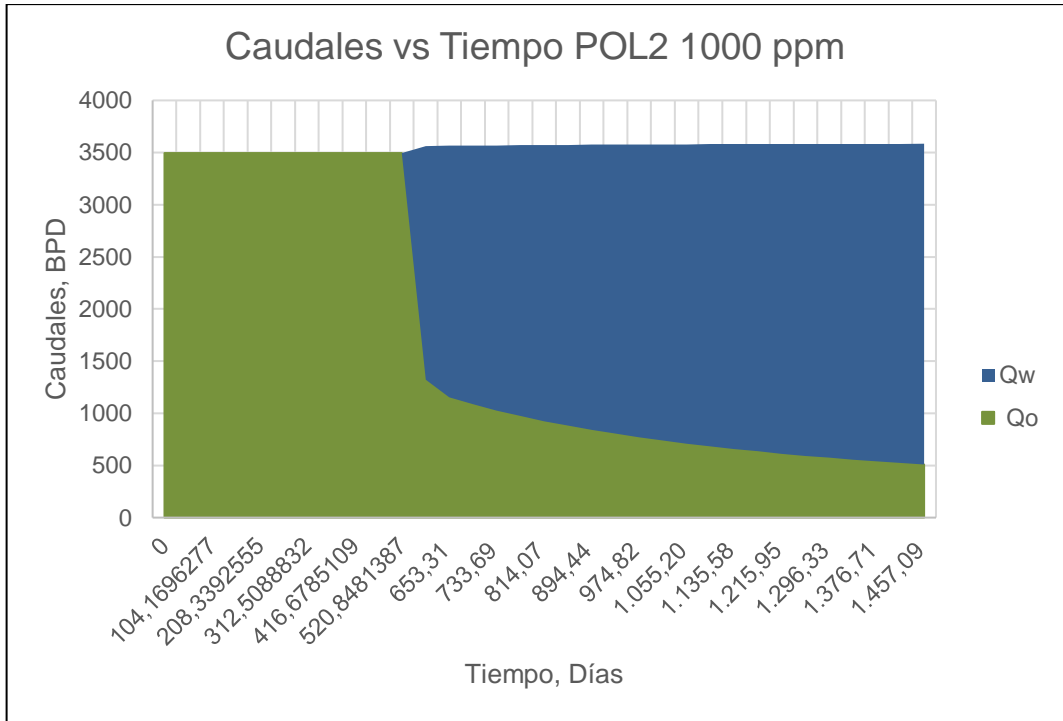
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 15. Gráfica de Qo y Qw vs tiempo para el polímero 1 a 1000 ppm.



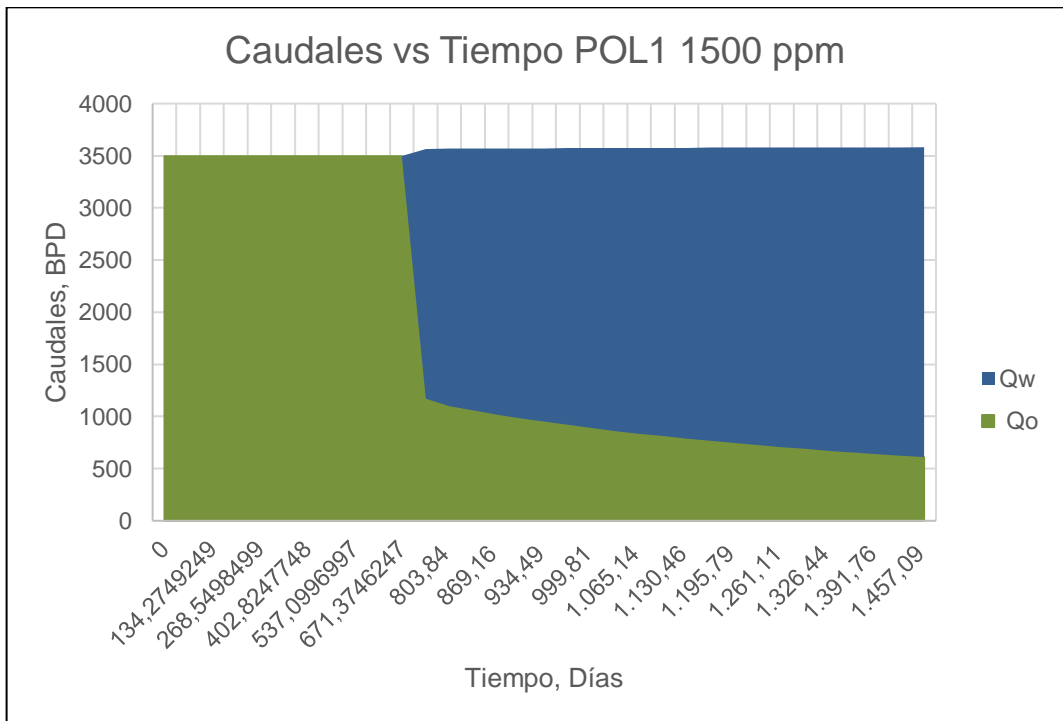
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 16. Gráfica de Qo y Qw vs tiempo para el polímero 2 a 1000 ppm.



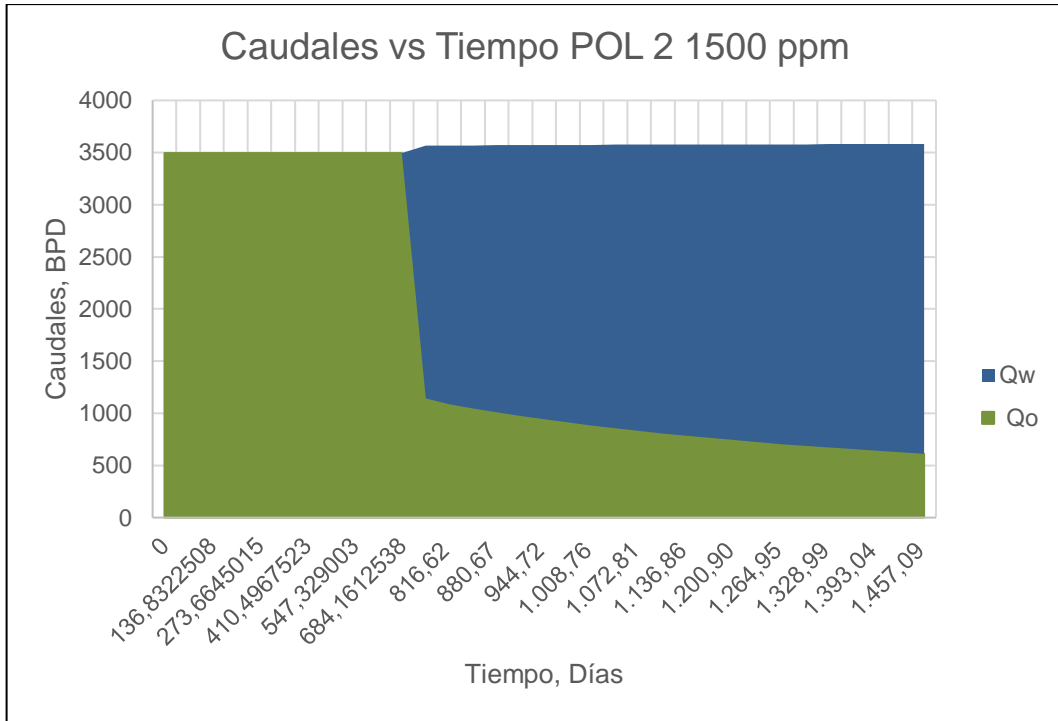
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 17. Gráfica de Qo y Qw vs tiempo para el polímero 1 a 1500 ppm.



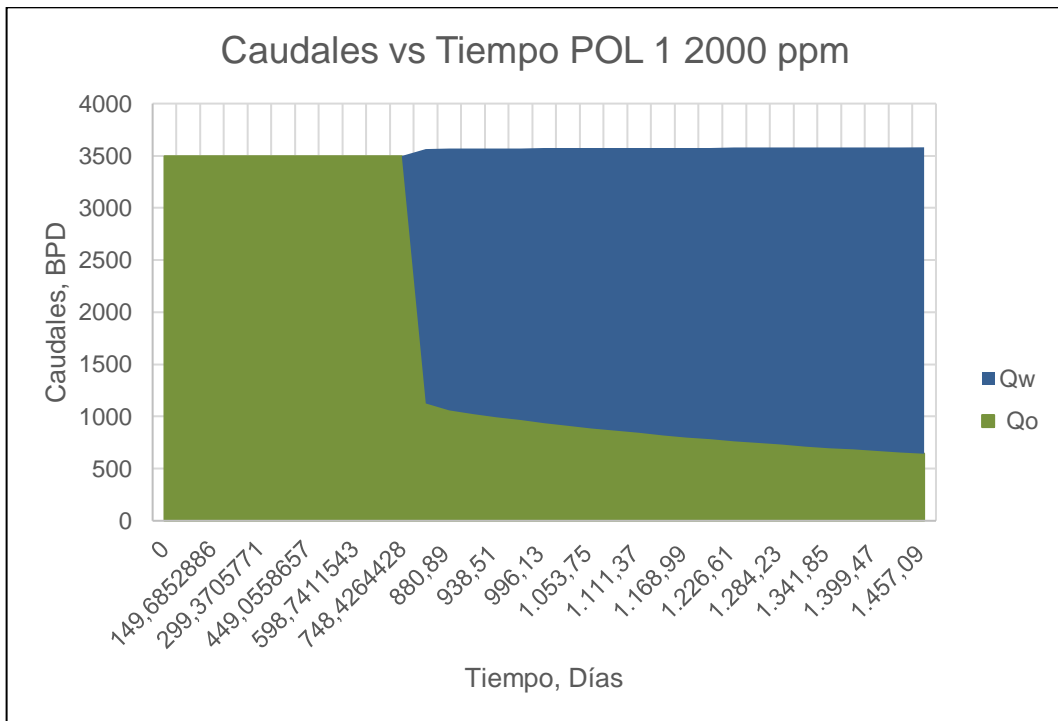
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 18. Gráfica de Qo y Qw vs tiempo para el polímero 2 a 1500 ppm.



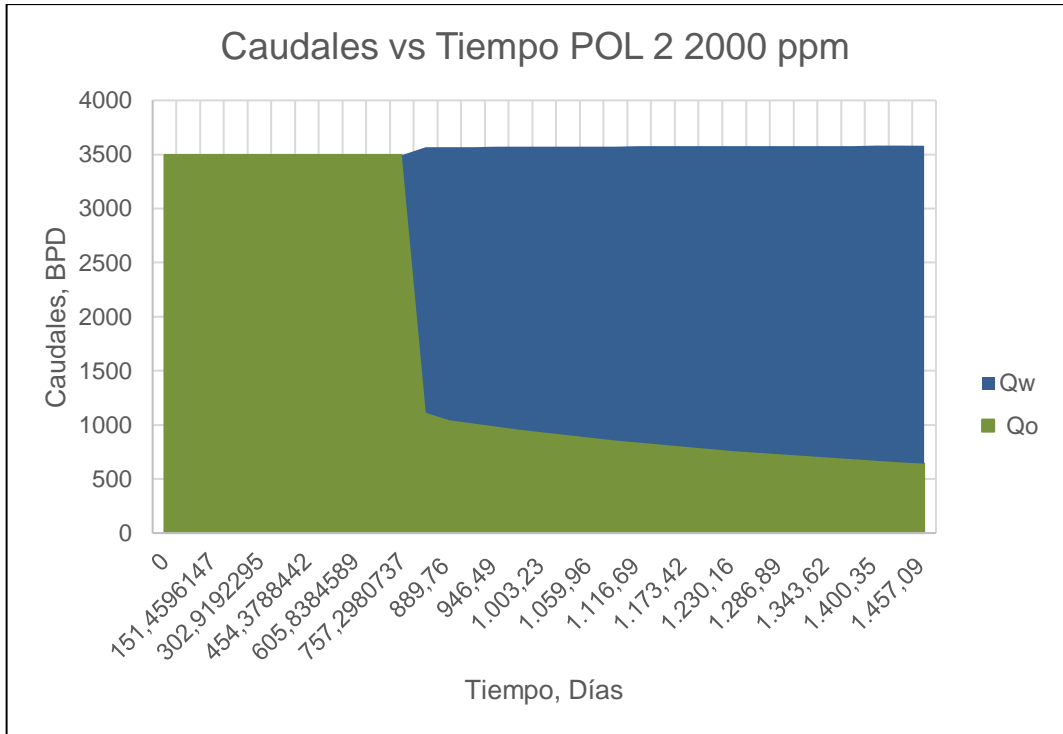
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 19. Gráfica de Qo y Qw vs tiempo para el polímero 1 a 2000 ppm.



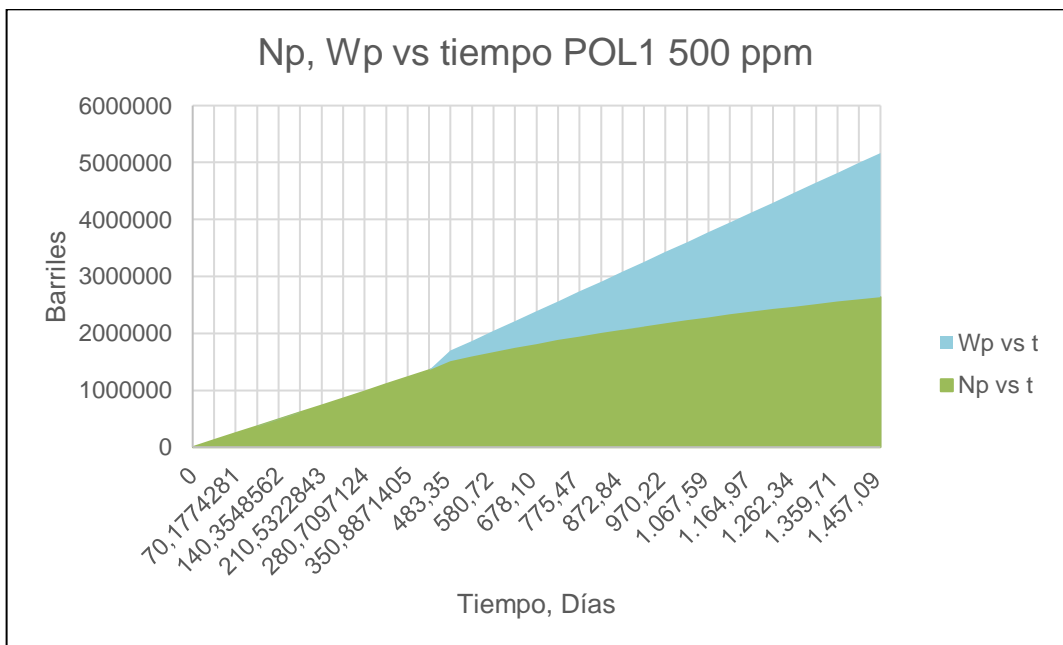
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 20. Gráfica de Qo y Qw vs tiempo para el polímero 2 a 2000 ppm.



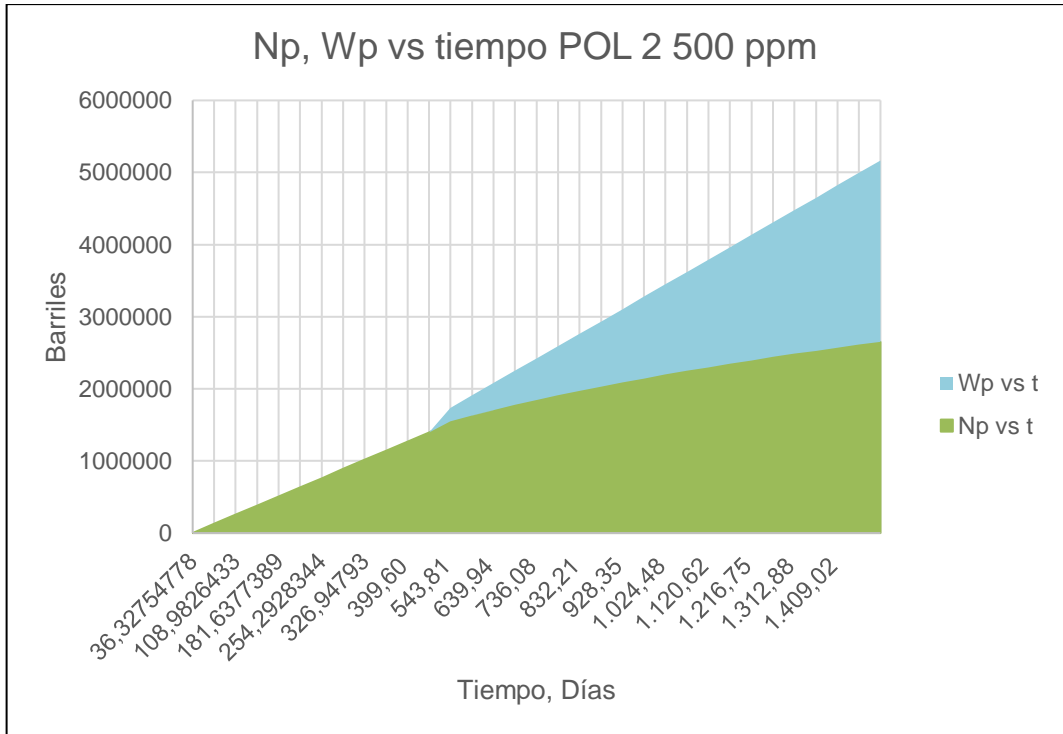
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 21. Gráfica de Np y Wp vs tiempo para el polímero 1 a 500 ppm.



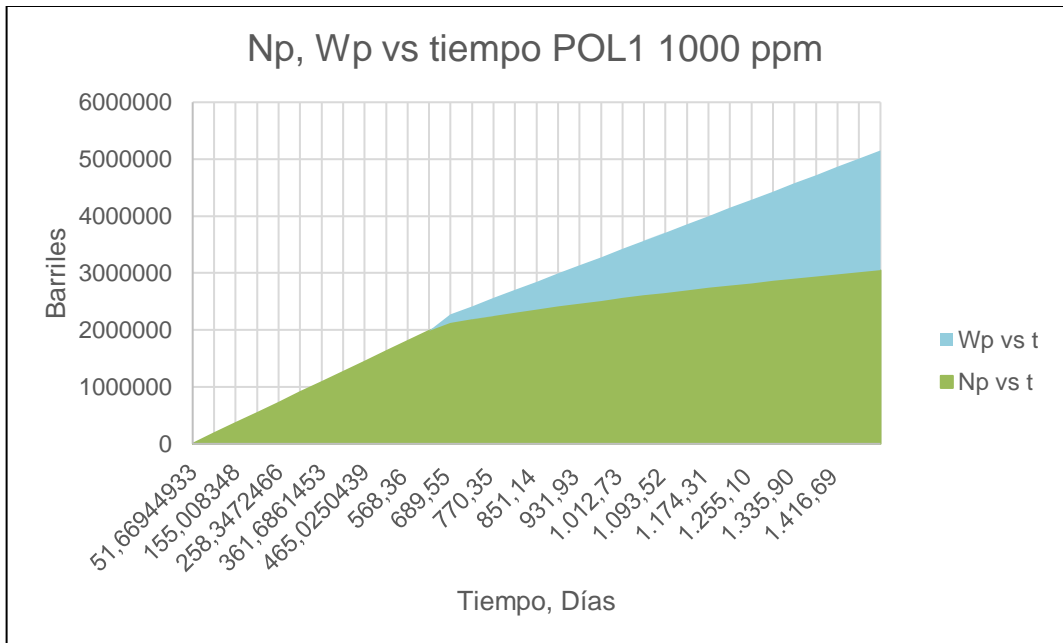
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 22. Gráfica de Np y Wp vs tiempo para el polímero 2 a 500 ppm.



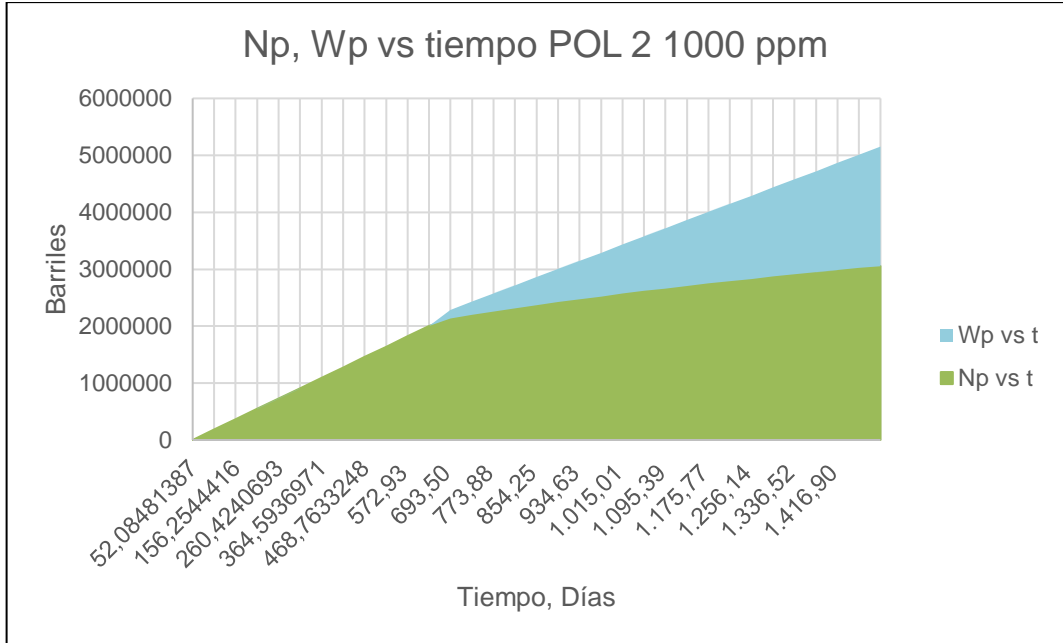
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 23. Gráfica de Np y Wp vs tiempo para el polímero 1 a 1000 ppm.



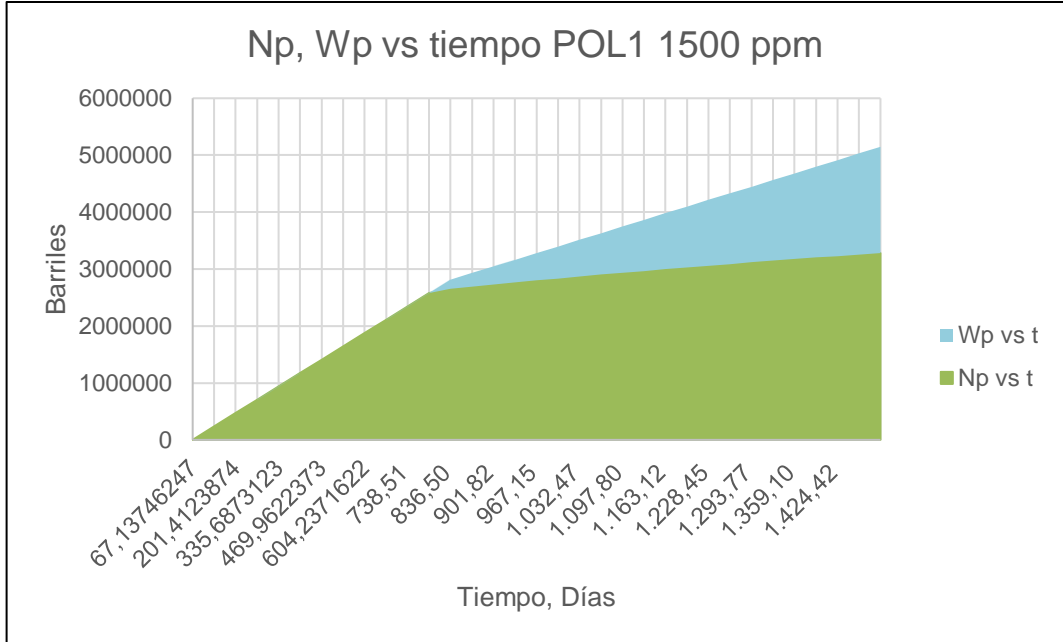
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 24. Gráfica de Np y Wp vs tiempo para el polímero 2 a 1000 ppm.



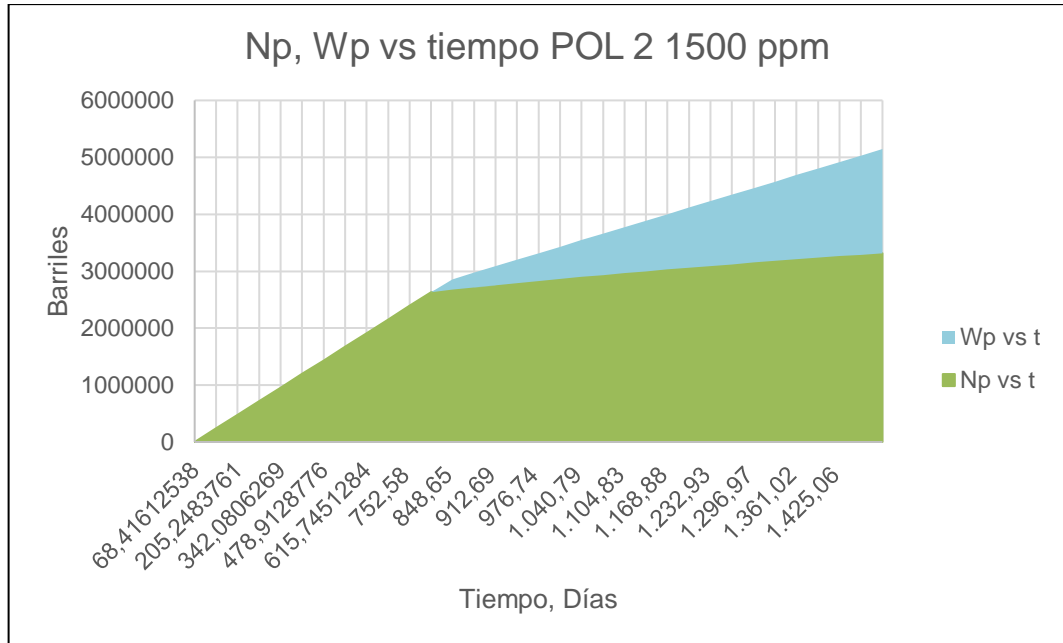
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 25. Gráfica de Np y Wp vs tiempo para el polímero 1 a 1500 ppm.



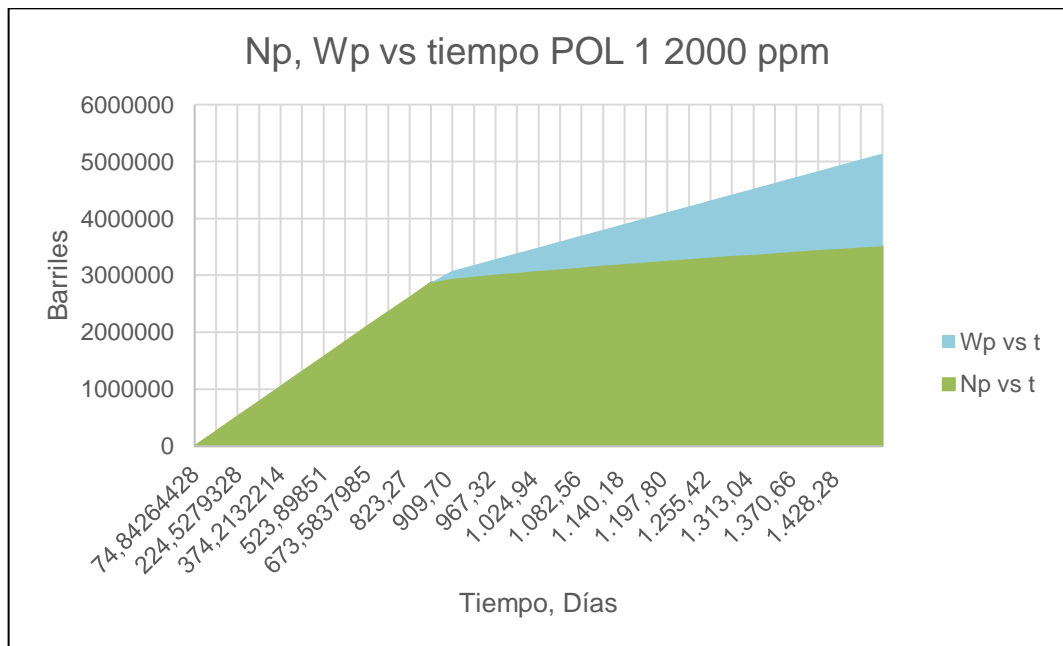
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 26. Gráfica de Np y Wp vs tiempo para el polímero 2 a 1500 ppm.



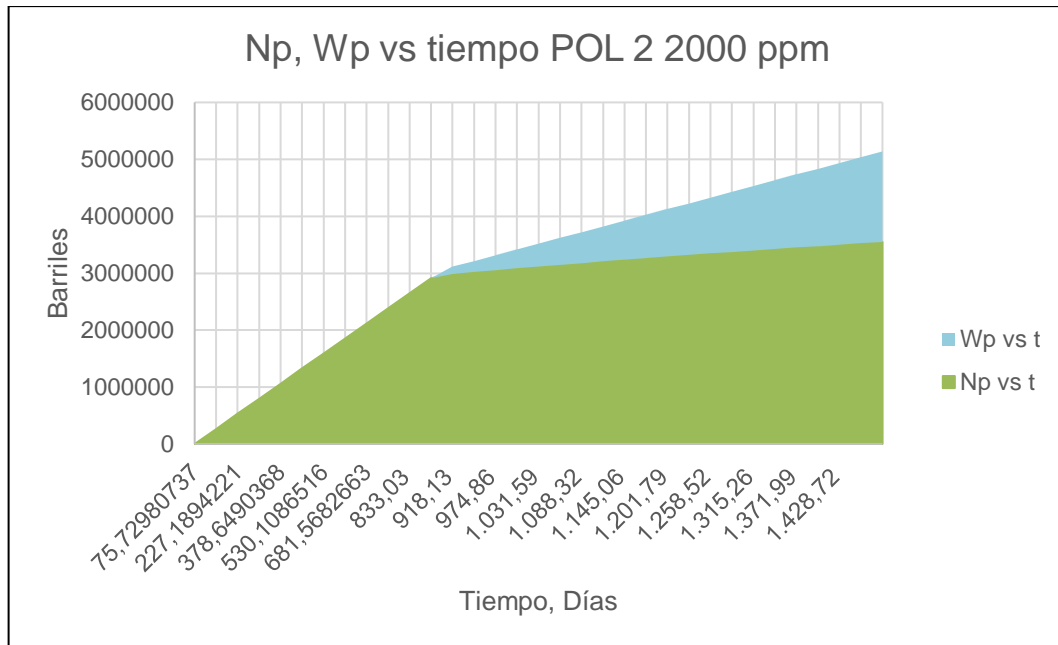
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 27. Gráfica de Np y Wp vs tiempo para el polímero 1 a 2000 ppm.



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 28. Gráfica de Np y Wp vs tiempo para el polímero 2 a 2000 ppm.



Fuente: elaboración propia.

➤ **Análisis de resultados.** Se pudo observar que en materia de tasas de petróleo y factor de recobro la concentración de 2000 ppm fue la que mejores resultados arrojó, tanto para la poliacrilamida como para el xanthan, por lo que esta sería la opción técnica más apropiada para implementar. Sin embargo, la diferencia de esta con respecto a la concentración de 1500 ppm no es tan elevada como con respecto al resto de las concentraciones, por lo que, en materia económica, podría ser que la concentración más apropiada a utilizar es la de 1500 ppm, cuyo factor de recobro es un 2,7% menor al obtenido por la concentración de 2000 ppm. Igualmente, se observó que las tasas de petróleo de ambas concentraciones son muy similares entre sí, así como los tiempos de ruptura. La adición de un 25% más de polímero (25% más costos) podría no justificarse por un 2% más de recobro, por lo que la opción más recomendada sería la de 1500 ppm. De igual manera, el reporte del ICP también concluyó que esta concentración es la más apropiada a utilizar en Campo Castilla, a fin de tener mejoras en el barrido de petróleo sin incurrir en costos excesivos o problemas de daño a la formación.

También se observa que la utilización de cualquier concentración de polímeros genera resultados considerablemente superiores a la inyección de agua convencional. Esto se vio reflejado en los valores de factor de recobro obtenidos, donde la concentración más baja (500 ppm) dio un 14% adicional en el factor de recobro ($Fr=31\%$) con respecto al 17% obtenido con la inyección de agua, por lo que la implementación de cualquier concentración generará mejores resultados de

los que se tienen actualmente con el agua convencional, siendo de esta manera, una opción atractiva para la empresa.

En cuanto al tipo de polímero a utilizar, esto depende más de las condiciones del yacimiento, debido a que como se pudo observar, las diferencias entre sus propiedades reológicas no son sustancialmente grandes. Por ejemplo, las poliacrilamidas son más sensibles a la salinidad que el xanthan, por lo que en aguas altamente saladas se recomendaría el uso de xanthan o en caso de que se tengan permeabilidades bajas, el xanthan presenta una menor adsorción, lo cual evitaría un taponamiento excesivo de los poros. Por otro lado, las HPAM son más confiables en su fabricación debido a que son sintéticas y su producción es más fácilmente controlable. En este caso se recomendaría el uso de la poliacrilamida debido a que es la que más se estudió en el laboratorio del ICP y fue seleccionada por estos mismos debido a que cumplía con todos los requisitos de compatibilidad con el reservorio de Castilla.

5.2.3 Modelo de Craig, Geffen & Morse estratificado. A fin de generar un modelo analítico más robusto y que se ajuste en mejor medida a la naturaleza de los reservorios, se creó una modificación al modelo predictivo de Craig, Geffen & Morse, en donde se tenga en cuenta la estratificación del yacimiento y como es el flujo del fluido inyectado a través de cada uno de los estratos. Una vez se tenga el comportamiento individual de cada capa, la suma de cada una de estas da como resultado el comportamiento total del yacimiento sometido al proceso de inyección de agua o polímeros. Las asunciones del método son las siguientes:

- Propiedades tales como permeabilidad, porosidad y espesor son diferentes para cada capa, sin embargo, se mantienen constantes a lo largo de toda la capa.
- No hay flujo cruzado entre las capas.
- La presión se mantiene constante a lo largo de toda la capa y es igual para cada estrato.
- La suma de las tasas de producción de cada estrato da como resultado el comportamiento total del yacimiento.
- Las propiedades de los fluidos contenidos en cada capa son iguales y constantes para todos los estratos.

La Unidad K1 Inferior cuenta con 6 capas o estratos. Los valores de permeabilidad, porosidad y espesor de cada una de estas se presentan en la tabla 39.

Tabla 39. Datos de entrada de cada capa de la Unidad K1 Inferior.

CAPA	Unidad	Porosidad, ϕ	Permeabilidad, k (mD)	Espesor, h (ft)
1	Tope K1 Inf	0,17249	1941	70
2	K1Inf_5	0,12	500	18
3	K1Inf_4	0,19	1605	32
4	K1Inf_3	0,16	965	18
5	K1Inf_2	0,18	350	31
6	K1Inf_1	0,17	796	11

Fuente: ECOPEPETROL S.A.

Como se puede observar en la tabla 39, la capa 1 corresponde a la capa utilizada para el modelo CGM no estratificado. Esta es la capa “base” del modelo. Utilizando los valores de espesor y permeabilidad de cada estrato, se procede a obtener el valor de kh de cada capa y luego dividir este entre la sumatoria del kh de todos los estratos, tal como se muestra en la tabla 40. Se hace esto a fin de saber de manera aproximada como va a ser la distribución del caudal total de inyección en cada una de las capas según su permeabilidad. Cabe esperar que los estratos con mayor k o h tenderán a transportar un mayor caudal del fluido inyectado, debido a que hay una mayor facilidad a fluir por este canal (alta k) y más espacio de flujo (gran espesor).

Tabla 40. Valores de kh y caudales para cada capa.

CAPA	Permeabilidad, k (mD)	Espesor, h (ft)	kh	FACTOR KH	INYECTIVIDAD DISTRIBUIDA/CAPA
1	1941	70	135870	0,582617943	2097,424595
2	500	18	9000	0,038592489	138,9329606
3	1605	32	51360	0,220234471	792,8440949
4	965	18	17370	0,074483504	268,1406139
5	350	31	10850	0,04652539	167,4914025
6	796	11	8756	0,037546204	135,1663336
				TASA TOTAL POZO	3600

Fuente: elaboración propia.

Los valores en la columna “Inyectividad distribuida” corresponderán al caudal de inyección que se tendrá en cada una de las capas. Esto sumado al valor de porosidad y espesor asignados a cada estrato generarán las predicciones individuales que en conjunto conformarán la predicción total de todo el yacimiento. Por ejemplo, para la capa 3, el volumen poroso y el OOIP se calcularán en base al espesor y porosidad de esta, mientras que las tasas de petróleo y agua se obtendrán basados en un caudal de 792,8440949 BPD. Para el cálculo de las tasas de aceite y agua, N_p , W_p , Factor de recobro, etc., se realiza el mismo procedimiento

realizado a la capa “base”, a excepción de que se debe utilizar el nuevo caudal correspondiente a cada capa y sus respectivos valores de porosidad y espesor. La tabla 41 muestra como quedarían los datos de entrada para la capa 3 en el caso de inyección de agua. Estos mismos datos se utilizarían para la predicción de la inyección de polímeros, cambiando los valores de viscosidad del agua a los del polímero como se mostró anteriormente en el modelo no estratificado. La metodología de desarrollo de cada estrato es la misma.

Tabla 41. Datos de entrada para la capa 3.

DATOS DE ENTRADA	
Nombre Campo	Castilla
# Capa	3
Bo (RB/STB)	1,03
Bwp (RB/STB)	1
Bwi (RB/STB)	1
Area Cross (ft ²)	99968
Espesor (ft)	32
Porosidad	0,19
K (mD)	1605
Tasa de inyección (BPD)	792,84409
Distancia I-P (L) (ft)	1562
Area del patrón (acre)	112
μ_w (cP)	0.45
μ_o (cP)	145.85
Buzamiento (°)	0
Swc	0,18
Swi	0,18
Sor	0,33
Soi	0,82
Sgi	0

Fuente: elaboración propia.

Nota: Los valores en rojo varían dependiendo de la capa que se esté trabajando.

Basados en las metodologías presentadas en las secciones 5.2.1 y 5.2.2, se procede a obtener los valores de interés de cada capa; estos son Q_o , Q_w , N_p , W_p , Fr , W_i , entre otros. La tabla 42 muestra un ejemplo de la predicción para la capa 3 en el caso de inyección de agua. Se realiza lo mismo para cada capa y para cada una de las concentraciones de ambos polímeros. Los datos sombreados en gris corresponden a los valores anteriores a la ruptura del agua, calculados en base a la

teoría de flujo fraccional, mientras que los valores en blanco fueron obtenidos mediante el método de Craig, Geffen & Morse.

Tabla 42. Resumen del pronóstico de inyección de agua para la capa 3.

Resumen de producción para la capa 3								
Tiempo	Qo	Qw	Q liq	Bsw (%)	Np	Wp	Q iny	W iny
0	769,75155	0	769,75155	0	0	0	792,84409	0
21,702504	769,75155	0	769,75155	0	16705,536	0	792,84409	17206,702
43,405008	769,75155	0	769,75155	0	33411,072	0	792,84409	34413,404
65,107511	769,75155	0	769,75155	0	50116,608	0	792,84409	51620,106
86,810015	769,75155	0	769,75155	0	66822,144	0	792,84409	68826,808
108,51252	769,75155	0	769,75155	0	83527,68	0	792,84409	86033,51
130,21502	769,75155	0	769,75155	0	100233,22	0	792,84409	103240,21
151,91753	769,75155	0	769,75155	0	116938,75	0	792,84409	120446,91
173,62003	769,75155	0	769,75155	0	133644,29	0	792,84409	137653,62
195,32253	769,75155	0	769,75155	0	150349,82	0	792,84409	154860,32
217,02504	769,75155	0	769,75155	0	167055,36	0	792,84409	172067,02
238,72754	444,96178	334,53346	779,49524	0,4291668	183760,9	0	792,84409	189273,72
347,48166	388,99424	392,18003	781,17427	0,5020391	231410,21	37146,271	792,84409	275498,78
456,23578	329,02277	453,95064	782,97341	0,5797779	279355,82	73987,35	792,84409	361723,84
564,9899	286,53167	497,71647	784,24814	0,6346416	319297,1	119072,89	792,84409	447948,9
673,74402	254,73891	530,46302	785,20193	0,6755753	353787,2	169773,15	792,84409	534173,97
782,49814	229,98506	555,95948	785,94454	0,7073775	384299,46	224570,59	792,84409	620399,03
891,25225	210,11935	576,42116	786,54051	0,7328563	411763,26	282507,93	792,84409	706624,09
1000,0064	193,79284	593,23746	787,03031	0,753767	436804,82	342940,18	792,84409	792849,15
1108,7605	180,11532	607,32531	787,44064	0,7712649	459867,82	405410,36	792,84409	879074,21
1217,5146	168,47478	619,31507	787,78985	0,7861425	481279,16	469581,73	792,84409	965299,27
1326,2687	158,43612	629,65489	788,09101	0,7989622	501287,43	535198,27	792,84409	1051524,3
1435,0228	149,68121	638,67245	788,35366	0,8101344	520086,53	602060,26	792,84409	1137749,4
1543,777	141,97186	646,61308	788,58494	0,8199663	537830,98	670008,54	792,84409	1223974,5
1652,5311	135,12602	653,66429	788,79031	0,8286921	554646,13	738914	792,84409	1310199,5
1761,2852	129,00211	659,97192	788,97403	0,8364938	570635,24	808670,28	792,84409	1396424,6
1870,0393	123,48825	665,6512	789,13945	0,8435153	585884,51	879188,59	792,84409	1482649,6
1978,7934	118,49483	670,79442	789,28925	0,8498715	600466,73	950393,97	792,84409	1568874,7
2087,5476	113,94921	675,47641	789,42562	0,8556555	614443,96	1022222,5	792,84409	1655099,8

Fuente: elaboración propia.

Una vez se realiza esto para cada uno de los casos de inyección de polímeros (500,1000,1500 y 2000 ppm) y para el caso base de inyección de agua, se procede a sumar los valores de cada capa en el mismo tiempo a fin de obtener el valor total. Para tener los mismos tiempos en las predicciones de inyección de agua y polímero en la capa n se asume que en cada uno de los casos se inyecta el mismo W_i . Sin embargo, los tiempos entre cada una de las capas no son iguales debido a las diferencias de las permeabilidades, espesores y porosidades de los estratos. Puede ser que el W_i utilizado para la capa 1 sea muy grande para la capa 2 o viceversa, por lo que este cambio en la cantidad de agua inyectada según la capacidad de cada capa genera que no se tengan los mismos tiempos de evaluación. A fin de mitigar este efecto, lo que se hace es interpolar el valor de interés a un tiempo común o estándar. La tabla 43 muestra el tiempo máximo y mínimo que se tienen

por capa, los cuales ayudarán a seleccionar el rango óptimo para obtener los valores interpolados.

Tabla 43. Tiempos máximos y mínimos en las predicciones de cada estrato.

Capa	TMIN	TMAX
1	0	1907,1007
2	0	4318,6296
3	0	2522,564
4	0	2983,5092
5	0	8955,6836
6	0	4438,9752

Fuente: elaboración propia.

Se observa que el valor mínimo de todas las capas es el mismo ($t=0$ días), sin embargo, el valor máximo si difiere bastante entre cada una de ellas, siendo valor más bajo en tiempo, el correspondiente a la capa de mayor kh, debido a su mayor capacidad de permitir el paso del fluido a través de ella. Esto dice de manera indirecta que en estas capas de alto kh se va tener producción de agua mucho más rápido que en capas de baja permeabilidad. Por ejemplo, es de esperarse que para el tiempo $t=8955$ días se tenga una producción exclusivamente de agua para todas las capas menos la capa 5, la cual aún produce 25 BOPD, debido a su bajo factor kh (menor capacidad de permitir el paso de fluidos y, por ende, un desplazamiento mucho más lento de los mismos a través del medio poroso).

El método de interpolación utilizado corresponde al de trazadores cúbicos o *Cubic Splines* en inglés (ver Anexo B), el cual es bastante preciso para funciones o polinomios de alto grado con cambios abruptos en ciertas regiones del mismo. El rango utilizado para cada una de las capas corresponde a un tiempo mínimo de 0 días y un tiempo máximo de 1907 días (máximo valor de la capa de mayor permeabilidad). Se selecciono este tiempo máximo por las siguientes razones:

- Tiempos mucho mayores a 5 años no son necesarios debido a que la proyección económica se hará hasta un periodo de 5 años, al igual que la validación numérica, la cual es hasta el 2025.
- Se mantiene el rango más pequeño entre cada una de las capas debido a que el uso de trazadores para extrapolar datos fuera del rango genera valores extremadamente alejados, es decir, se toma un rango más pequeño a fin de llevar a cabo solo interpolaciones y no extrapolaciones (mayor incertidumbre).
- Las tasas de petróleo obtenidas en tiempos altos son muy bajas y, por ende, no son tan representativas debido a que económicamente no son considerables.

Ya con el rango de tiempo definido e igual para cada caso y cada capa, se procede a sumar cada uno de los valores de Qo, Qw, Np, Wi, Wp, Fr, etc., y obtener el total de cada uno de los pronósticos, tal como se resume para el caso base de inyección de agua en la tabla 44.

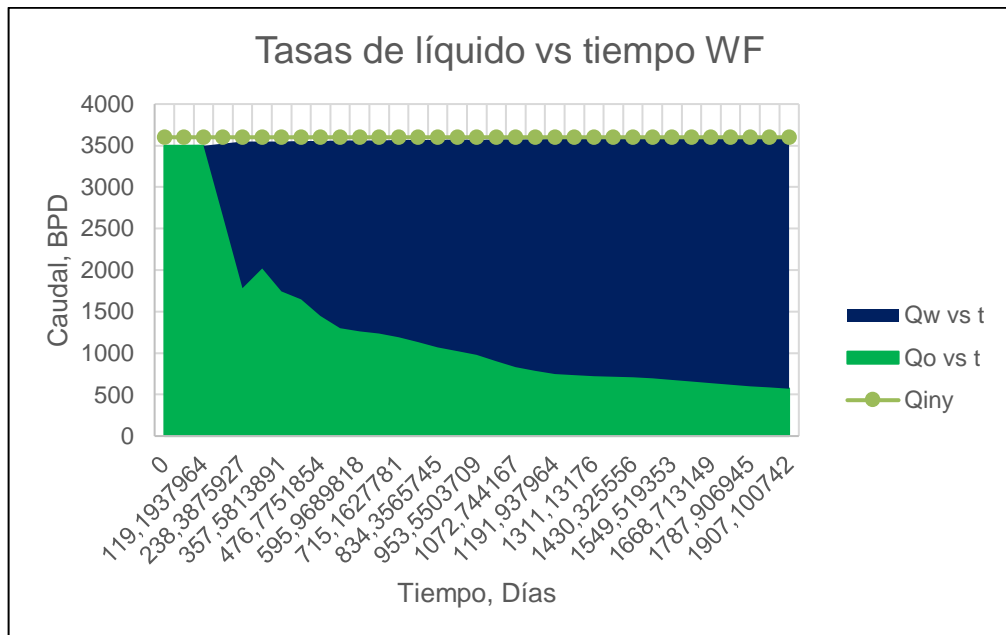
Tabla 44. Resumen del modelo estratificado para el caso base de inyección de agua.

Tiempo	Qo	Qw	Np	Wp	Q liq	Q iny	W iny	Fr
0	3495,14563	0	0	0	3495,14563	3600	0	0
59,5968982	3495,17111	0,00271256	208299,803	0,04239863	3495,17382	3600	214548,833	0,00982667
119,193796	3498,73885	0,00049932	416594,437	5,39962328	3498,73935	3600	429097,667	0,0196531
178,790695	2656,05024	864,297659	624965,354	0,09801361	3520,3479	3600	643646,5	0,02948312
238,387593	1783,74821	1763,26548	786837,698	47771,6578	3547,01369	3600	858195,334	0,03711955
297,984491	2017,14391	1530,79469	920477,729	124652,524	3547,9386	3600	1072744,17	0,0434241
357,581389	1743,58451	1805,35898	1051757,78	203984,084	3548,9435	3600	1287293	0,04961732
417,178287	1647,40916	1907,96832	1168806,87	298037,97	3555,37748	3600	1501841,83	0,05513918
476,775185	1445,06021	2111,59119	1277488,83	400644,028	3556,6514	3600	1716390,67	0,06026632
536,372084	1300,80841	2260,19932	1376113,3	513542,802	3561,00774	3600	1930939,5	0,06491899
595,968982	1260,28066	2301,91092	1465803,02	635712,073	3562,19158	3600	2145488,33	0,06915015
655,56588	1233,62247	2329,36886	1549934,23	763605,245	3562,99133	3600	2360037,17	0,07311909
715,162778	1191,38543	2373,32805	1630679,02	894986,609	3564,71348	3600	2574586	0,07692828
774,759676	1131,00457	2435,0653	1708588,29	1029296,71	3566,06986	3600	2789134,83	0,0806037
834,356575	1068,03034	2499,92875	1783175,08	1167025,57	3567,95909	3600	3003683,67	0,08412237
893,953473	1025,67174	2549,36633	1853837,51	1308779,87	3575,03807	3600	3218232,5	0,08745592
953,550371	979,114925	2591,51163	1921203,75	1453994,42	3570,62655	3600	3432781,34	0,09063396
1013,14727	904,46179	2668,40436	1985828,03	1602158,31	3572,86615	3600	3647330,17	0,09368265
1072,74417	833,403646	2741,59424	2046896,94	1753575,15	3574,99789	3600	3861879	0,09656361
1132,34107	782,992901	2793,51731	2104195,35	1909106,63	3576,51021	3600	4076427,84	0,0992667
1191,93796	750,243952	2827,24873	2158243,71	2067985,65	3577,49268	3600	4290976,67	0,10181647
1251,53486	731,296967	2846,76412	2209577,42	2229660,76	3578,06109	3600	4505525,5	0,10423816
1311,13176	721,287628	2857,07374	2258769,03	2393542,24	3578,36137	3600	4720074,34	0,10655881
1370,72866	714,915484	2863,63705	2306402,54	2559028,55	3578,55254	3600	4934623,17	0,10880595
1430,32556	706,927775	2871,86439	2353046,45	2725534,16	3578,79217	3600	5149172	0,1110064
1489,92245	694,348376	2884,82117	2399038,5	2892711,18	3579,16955	3600	5363720,84	0,11317611
1549,51935	678,061614	2901,59654	2444323,42	3060616,55	3579,65815	3600	5578269,67	0,11531245
1609,11625	659,362709	2920,85641	2488799,31	3229355,22	3580,21912	3600	5792818,5	0,11741063
1668,71315	639,499129	2941,3159	2532355,42	3399041,26	3580,81503	3600	6007367,34	0,11946541
1728,31005	619,665502	2961,74453	2574881,37	3569788,36	3581,41003	3600	6221916,17	0,1214716
1787,90695	601,054178	2980,9142	2616274,31	3741702,46	3581,96837	3600	6436465	0,12342434
1847,50384	584,704145	2997,75473	2656386,09	3914936,16	3582,45888	3600	6651013,84	0,12531664
1907,10074	570,457612	3012,42866	2695372,73	4089328,76	3582,88627	3600	6865562,67	0,12715586

Fuente: elaboración propia.

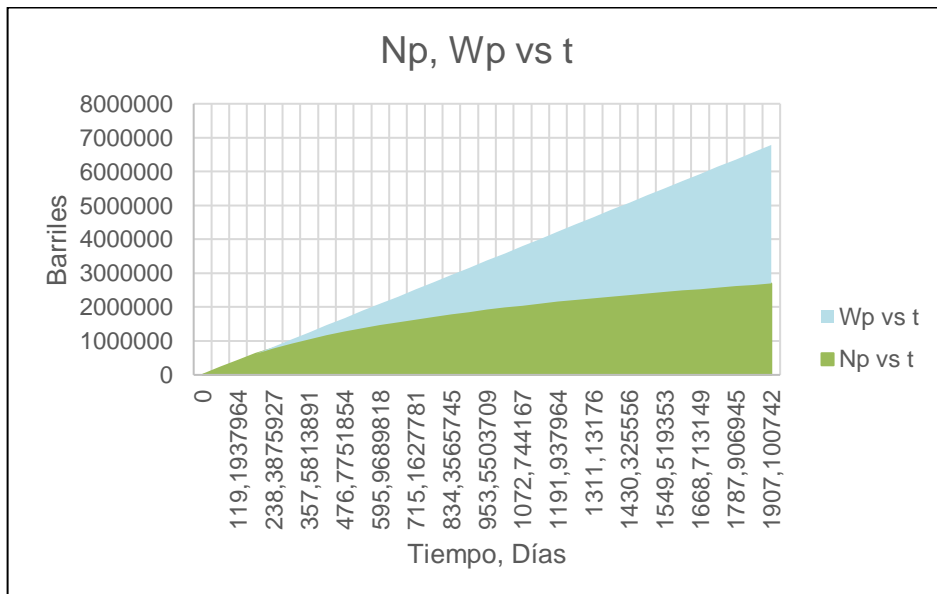
5.2.3.1 Resultados (Gráficas). En las gráficas 29, 30 y 31 se muestran los resultados obtenidos para la inyección de agua (WF) con el modelo estratificado, donde se muestra Qo, Qw, Qliq, Np, Wp y Fr vs tiempo.

Gráfica 29. Qo, Qw, Qliq vs tiempo para el caso de inyección de agua (modelo estratificado).



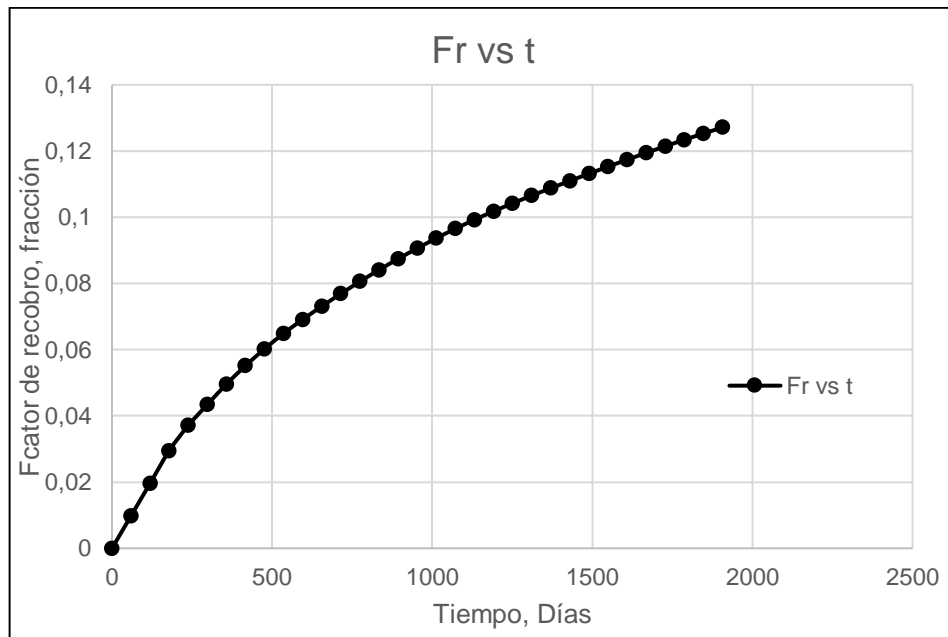
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 30. Np y Wp vs tiempo para el caso de inyección de agua (modelo estratificado).



Fuente: elaboración propia.

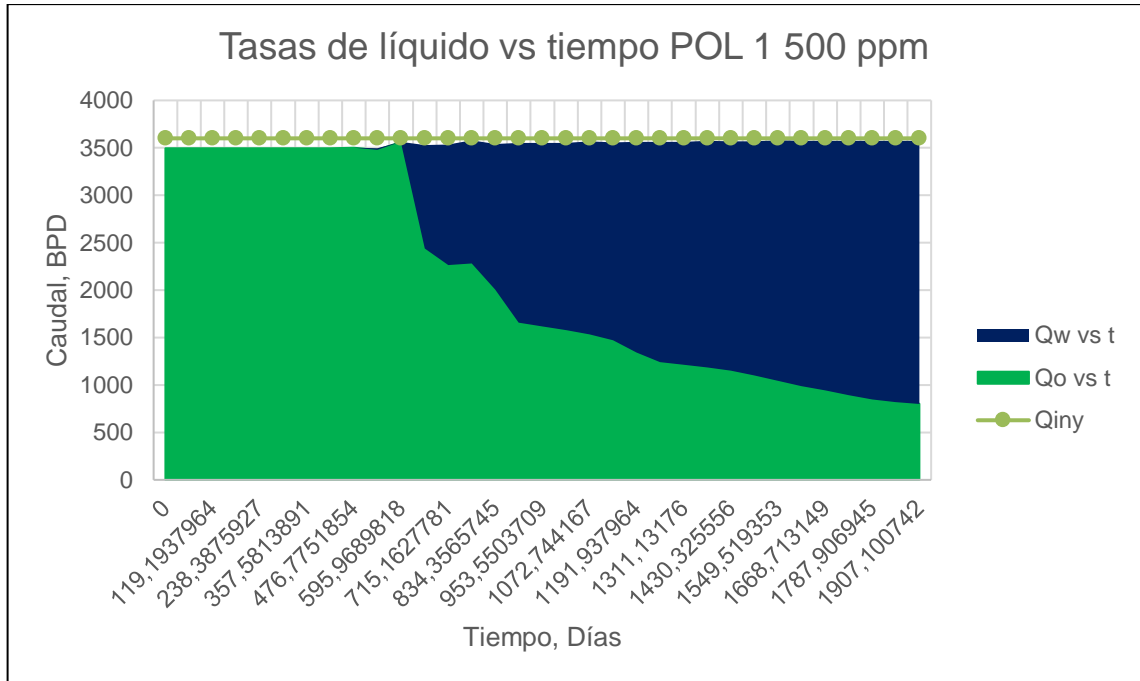
Gráfica 31. Factor de recobro vs tiempo para el caso de inyección de agua (modelo estratificado).



Fuente: elaboración propia.

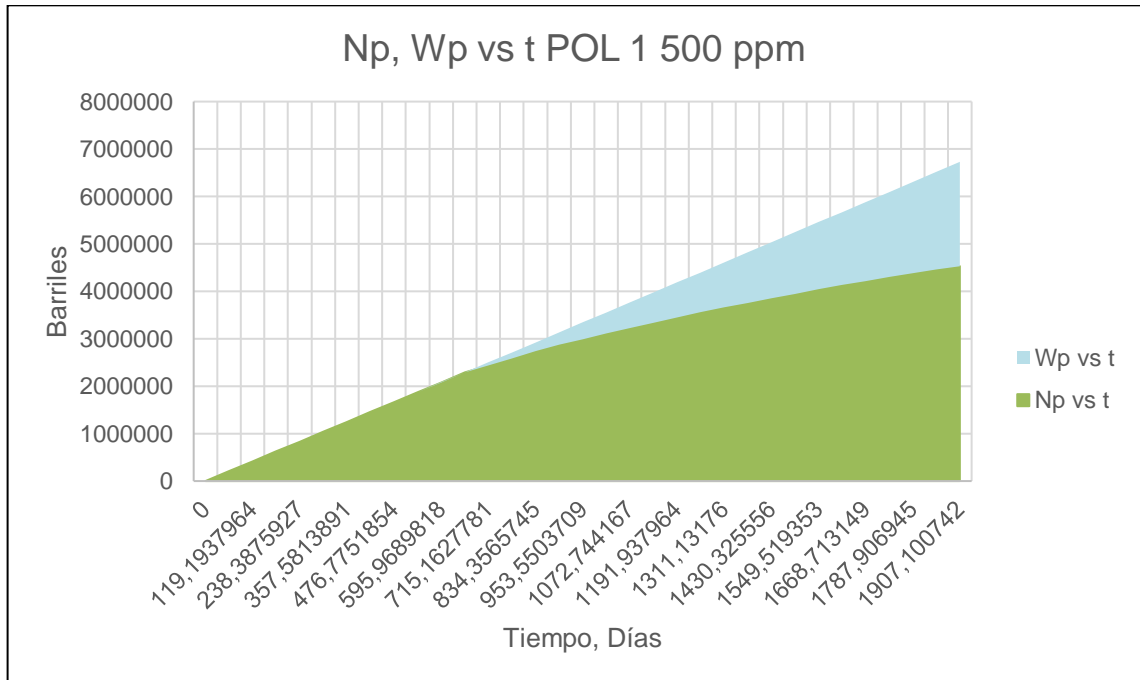
Las gráficas 32,33,34,35,36,37,38,39,40,41,42 y 42 muestran los resultados obtenidos para la inyección de polímeros con el modelo estratificado, donde se muestra Q_o , Q_w , Q_{liq} , N_p , W_p y Fr vs tiempo. Solo se graficó el polímero Pol 1 debido que son bastantes gráficas y el comportamiento de ambos polímeros resulto ser muy similar.

Gráfica 32. Qo, Qw, Qliq vs tiempo para el polímero Pol 1 a 500 ppm (modelo estratificado).



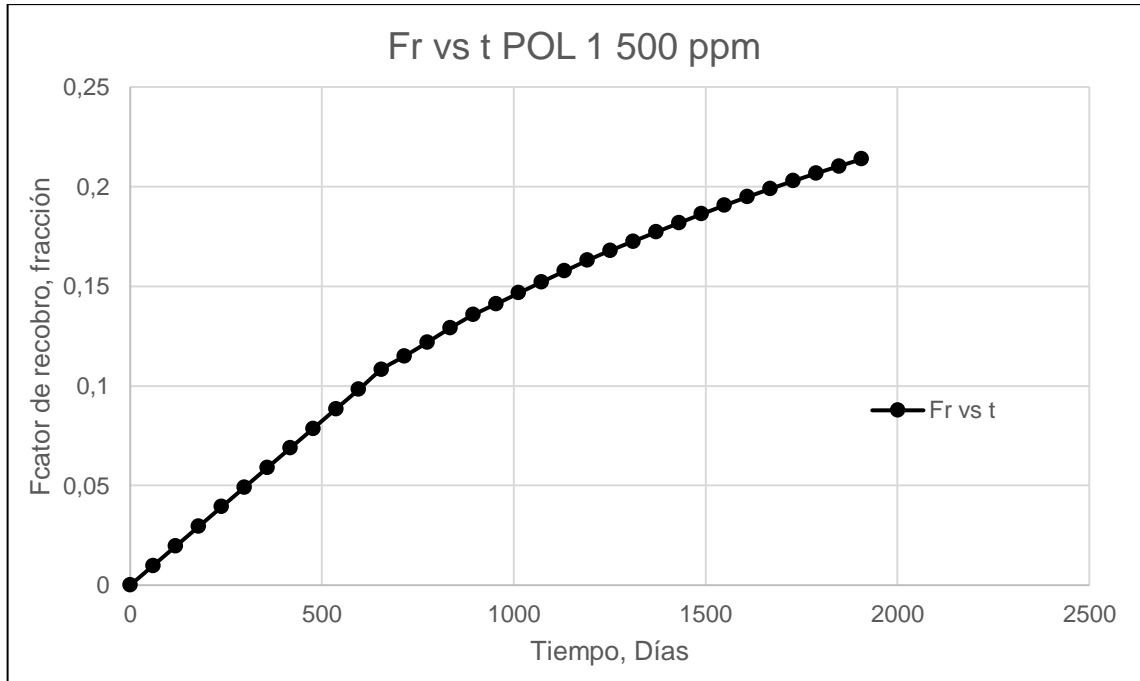
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 33. Np y Wp vs tiempo para el polímero Pol 1 a 500 ppm (modelo estratificado).



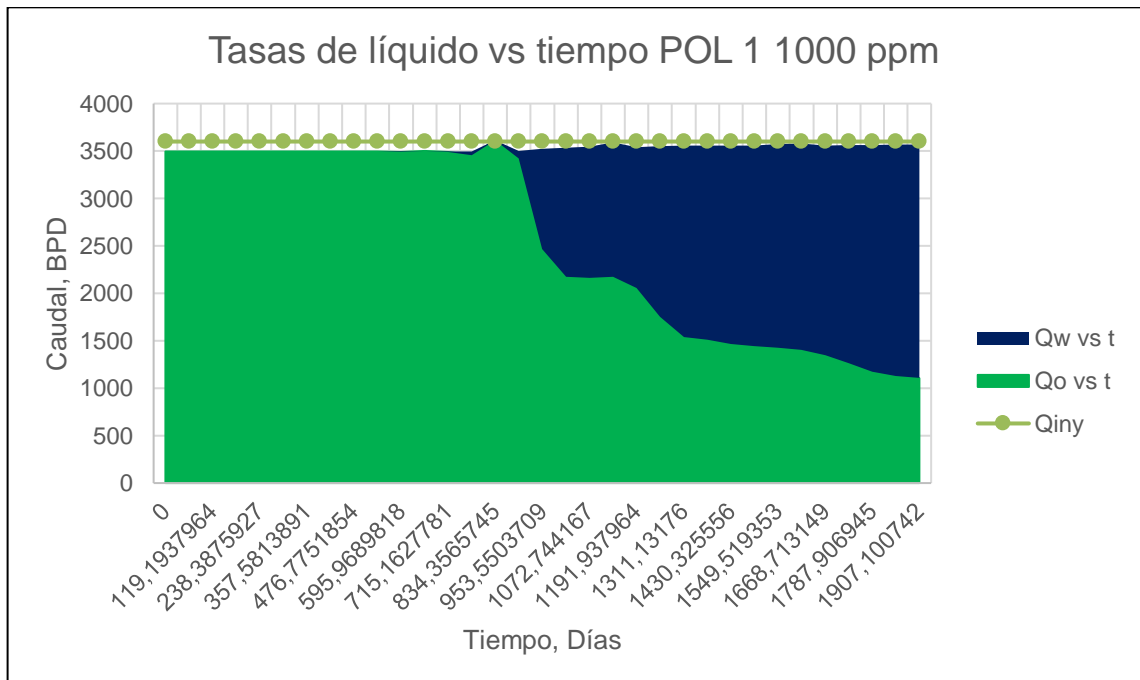
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 34. Factor de recobro vs tiempo para el polímero Pol 1 a 500 ppm (modelo estratificado).



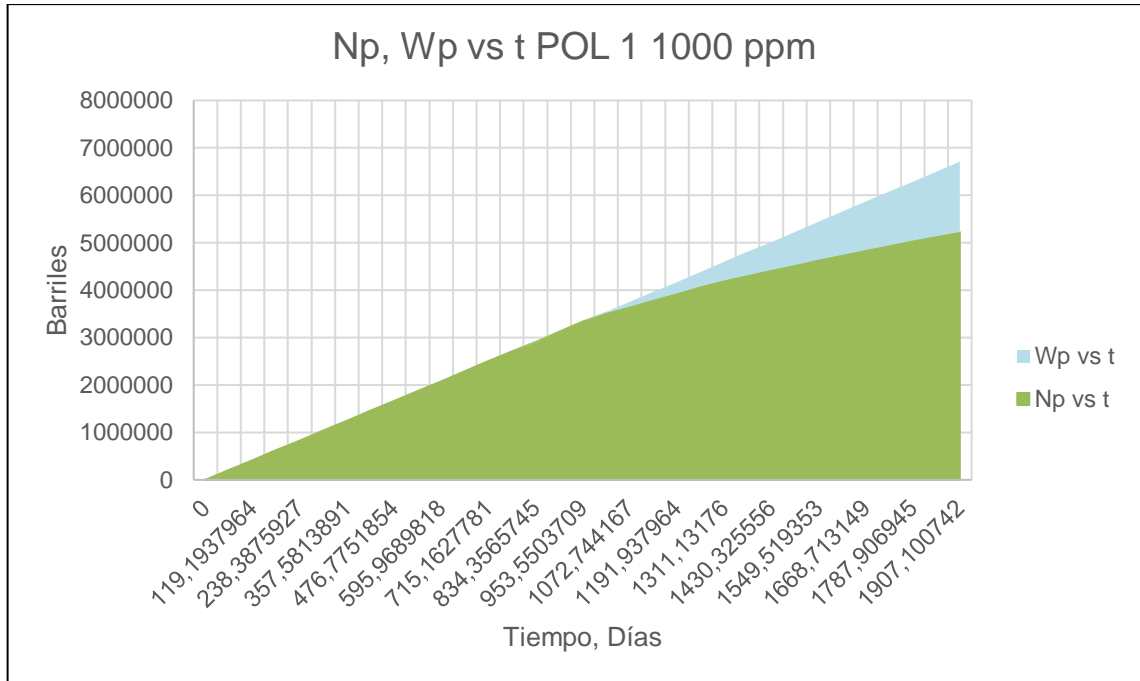
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 35. Qo, Qw, Qliq vs tiempo para el polímero Pol 1 a 1000 ppm (modelo estratificado).



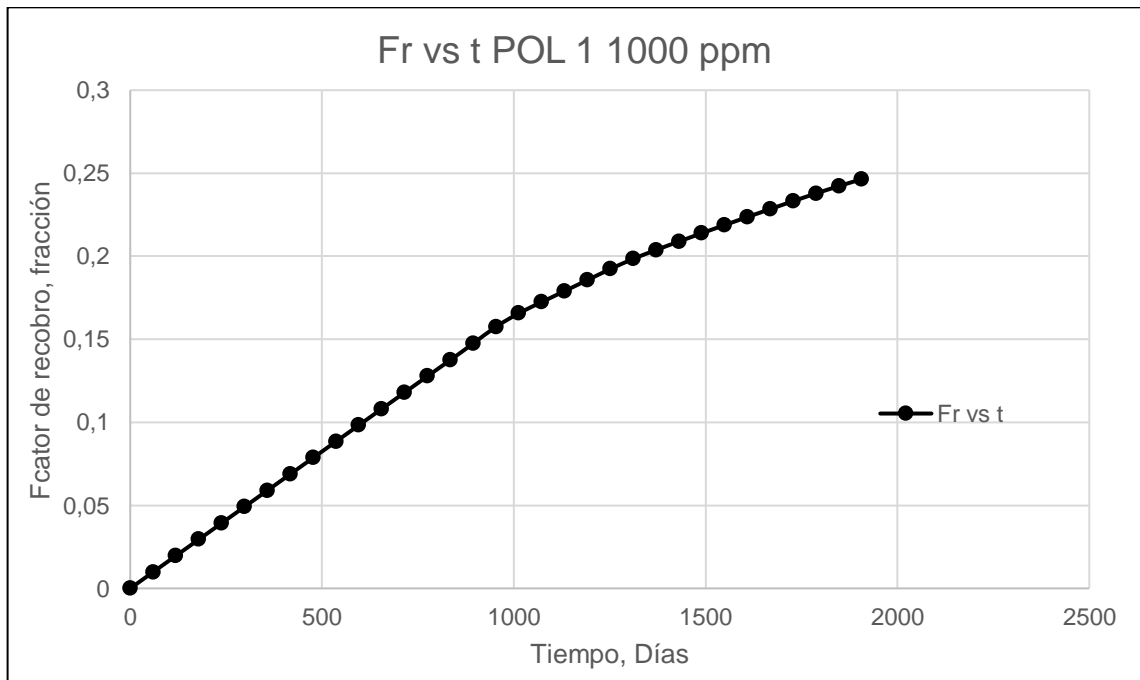
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 36. Np y Wp vs tiempo para el polímero Pol 1 a 1000 ppm (modelo estratificado).



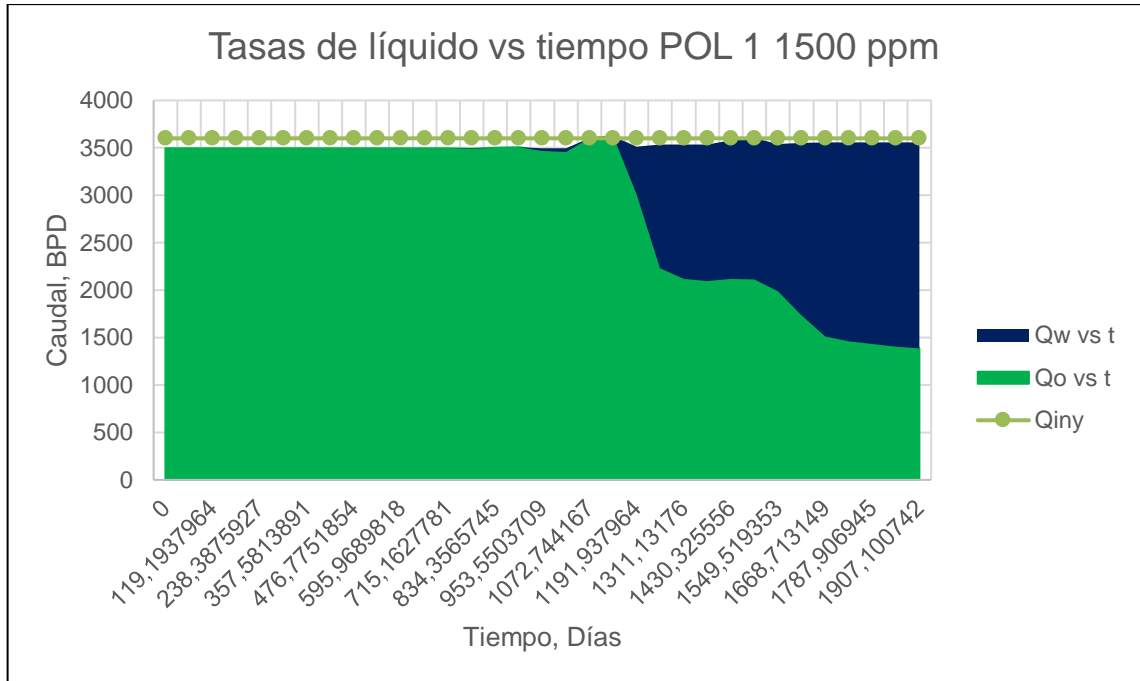
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 37. Factor de recobro vs tiempo para el polímero Pol 1 a 1000 ppm (modelo estratificado).



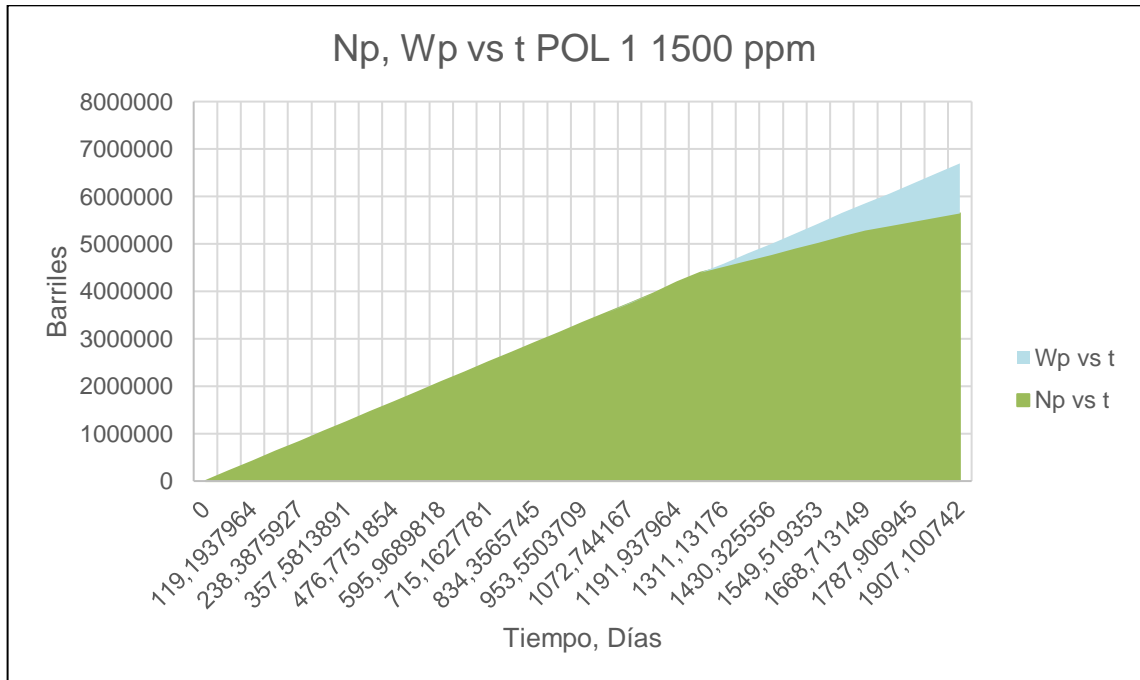
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 38. Qo, Qw, Qliq vs tiempo para el polímero Pol 1 a 1500 ppm (modelo estratificado).



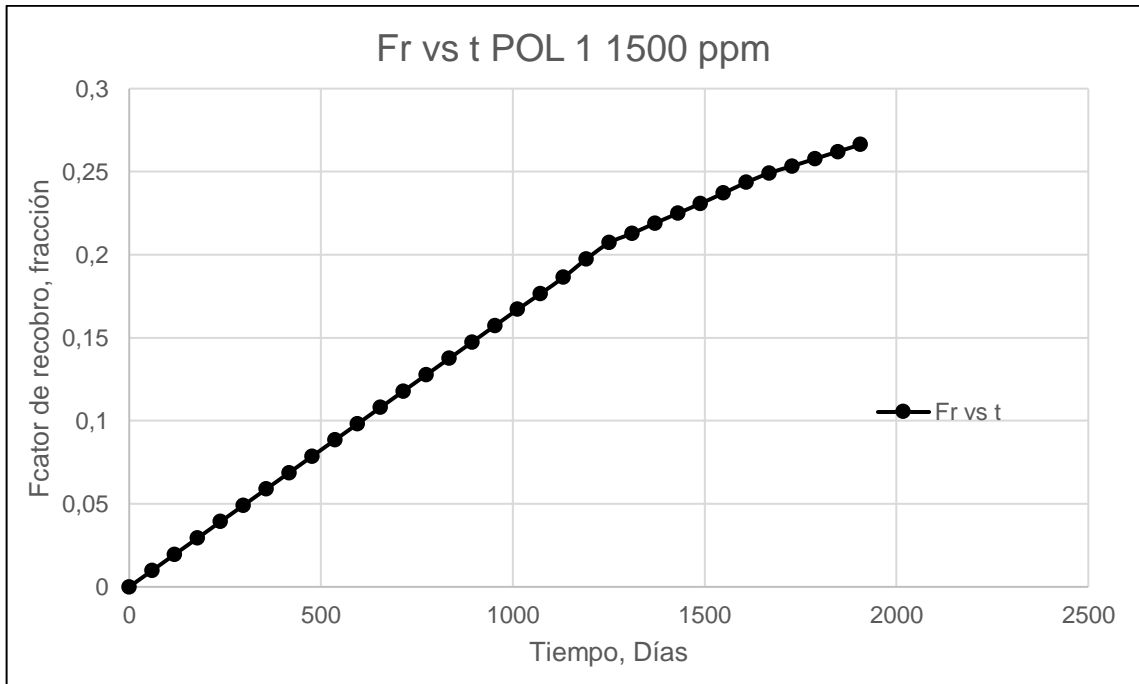
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 39. Np y Wp vs tiempo para el polímero Pol 1 a 1500 ppm (modelo estratificado).



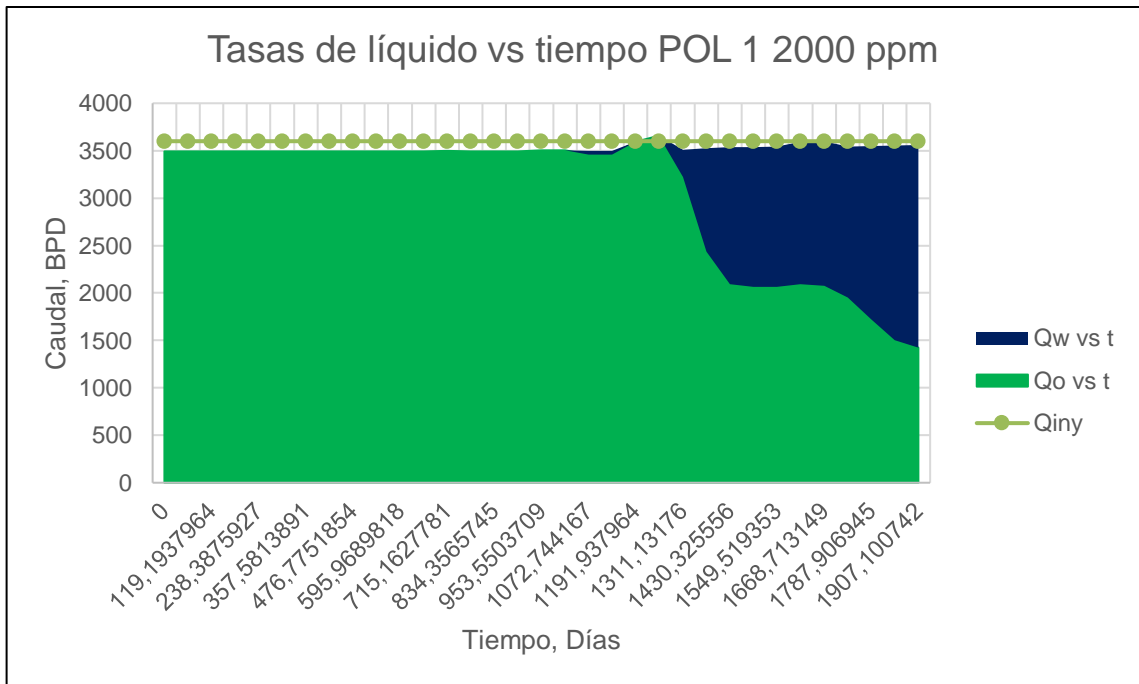
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 40. Factor de recobro vs tiempo para el polímero Pol 1 a 1500 ppm (modelo estratificado).



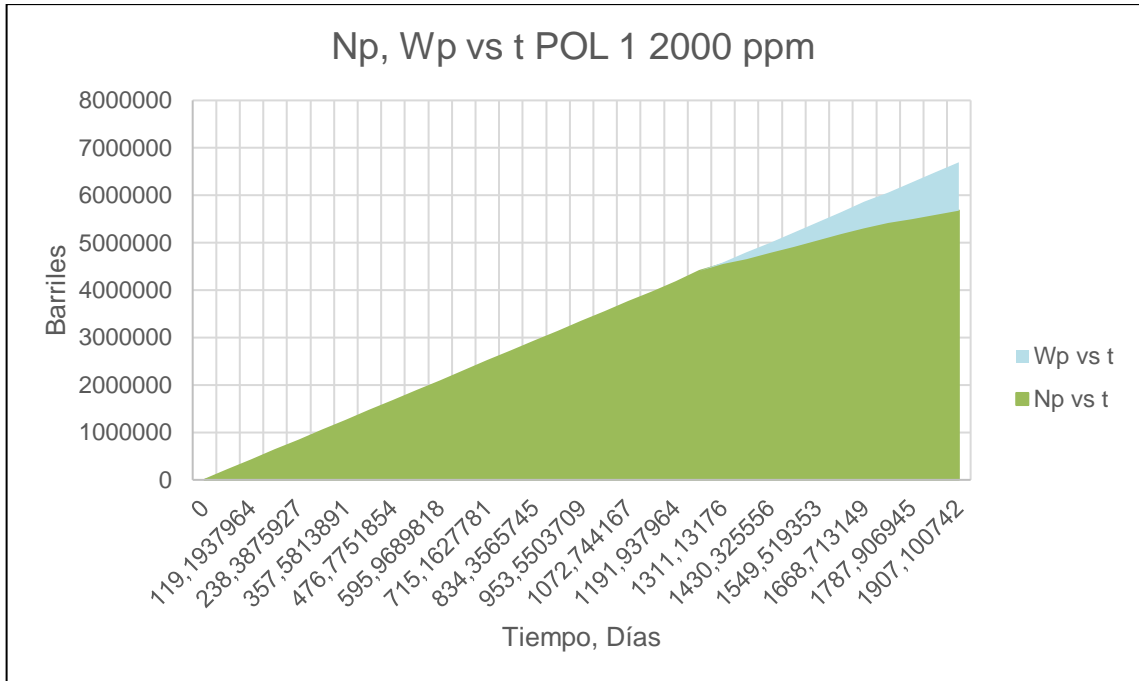
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 41. Qo, Qw, Qliq vs tiempo para el polímero Pol 1 a 2000 ppm (modelo estratificado).



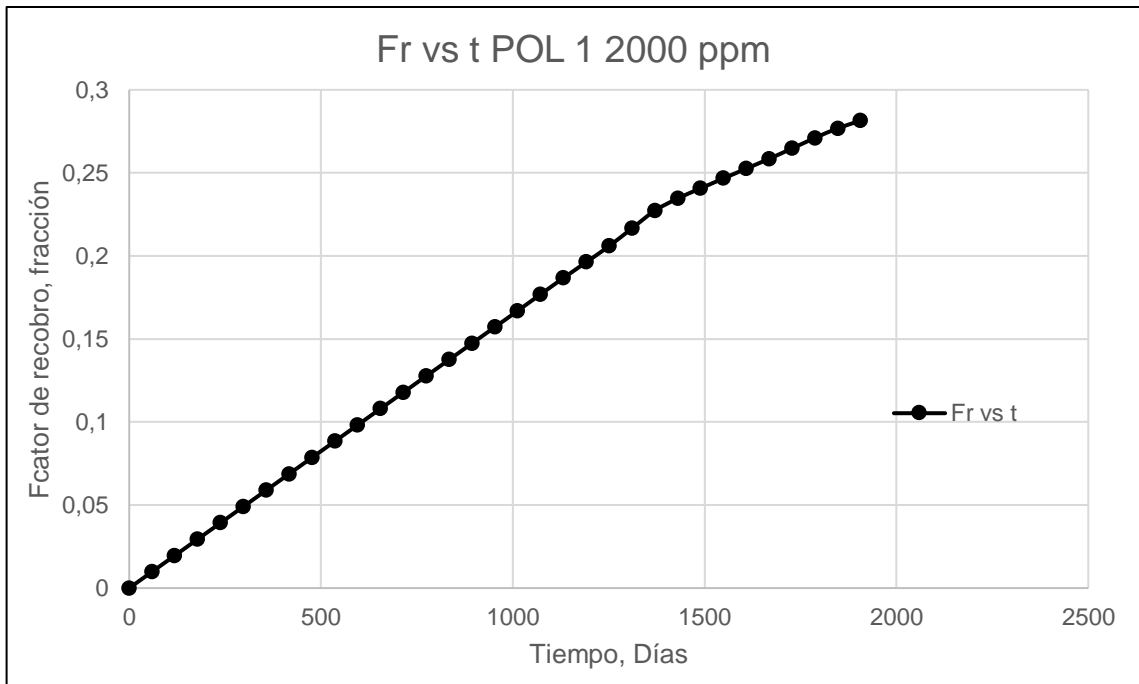
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 42. Np y Wp vs tiempo para el polímero Pol 1 a 2000 ppm (modelo estratificado).



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 43. Factor de recobro vs tiempo para el polímero Pol 1 a 2000 ppm (modelo estratificado).



Fuente: elaboración propia.

5.2.3.2 Análisis de resultados modelo estratificado. Se puede evidenciar que el modelo estratificado si bien da valores diferentes a los obtenidos en el modelo de una sola capa, este sigue las mismas tendencias del mismo, mostrando, por ejemplo, que la concentración de 2000 ppm es la que arroja el mayor factor de recobro y las tasas más altas de producción de petróleo. De nuevo se puede observar que la concentración de 1500 ppm genera valores muy similares a los de la concentración de 2000 ppm a un menor costo, por lo que este método también sugiere usar la concentración de 1500 ppm. La diferencia en los factores de recobro en este caso es aún menor que para el modelo no estratificado (26% a 1500 ppm vs 28% a 2000 ppm).

Se observó de igual manera que las capas cuyo kh es alto, tienden a ser las que aportan la mayoría de producción de agua y aceite debido a su facilidad a permitir el paso de fluidos a través del medio poroso, sin embargo, estas también van a empezar a producir agua de manera más rápida y, por ende, sufrir una depleción más rápida en sus niveles de producción de petróleo.

El método demostró ser una buena herramienta de predicción para procesos de inyección de agua o polímeros debido a que dio resultados congruentes con lo que se esperaba y adicionalmente representó de manera más realista el comportamiento del yacimiento al tener en cuenta la estratificación del mismo. Adicionalmente, al ser un modelo analítico, permite llevar a cabo predicciones rápidas que pueden dar indicios a un ingeniero de yacimientos acerca de la viabilidad de este tipo de tecnologías sin requerir una gran cantidad de datos.

6. VALIDACIÓN DE LA CAPACIDAD PREDICTIVA DEL MODELO ANALÍTICO POR MEDIO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

6.1 GENERALIDADES DEL SIMULADOR STARS

Cada día la industria del petróleo y gas enfrenta mayores desafíos, que obligan a los ingenieros de yacimientos a contar con los conocimientos y las herramientas necesarias para enfrentar los nuevos retos. El simulador de yacimientos de procesos especiales de CMG denominado como STARS, es una herramienta que permite predecir el comportamiento futuro de un reservorio y/o hacer el respectivo monitoreo del mismo.

STARS es un simulador que permite la evaluación de procesos de recobro mejorados tanto simples como complejos de procesos térmicos, como inyección de vapor, procesos químicos como inyección de polímeros, surfactantes, geles, álcali y modelamiento de fenómenos geomecánicos como integridad de pozos. A su vez permite modelar diferentes fenómenos complejos tales como precipitación de asfaltenos, deposición de parafinas, formación de coque, transporte de finos, arena y taponamientos en el pozo²¹⁰.

Una de las principales ventajas con las que cuenta este simulador con respecto a la competencia es que es considerablemente más sencillo de utilizar gracias a su interfaz gráfica. Con STARS las curvas de permeabilidad relativa pueden ser introducidas como un dato o generadas como una respuesta por parte del programa. Con respecto al flujo a través de yacimientos fracturados, el software ofrece el modelo de porosidad dual y de permeabilidad dual. En cuanto a la información PVT, Los modelos usados en STARS son capaces de simular múltiples datos y estos pueden ser dados en forma de tabla PVT, tablas de liberación diferencial o mediante el uso de ecuaciones de estado (modelos composicionales)²¹¹. El simulador STARS, utiliza un modelamiento numérico, para cuantificar e interpretar los fenómenos físicos, con la habilidad para extender dicho modelo al análisis del comportamiento futuro del proyecto.

La compañía CMG inició en 1978 como una pequeña empresa de desarrollo e investigación con base en Calgary, Canadá. Para ese entonces, estaba especializada en la producción de crudos pesados y desde entonces, ha venido avanzando en materia del modelamiento del flujo de fluidos y de procesos especiales. Actualmente, la compañía posee más de 617 clientes del sector Oil & Gas alrededor del mundo en 61 países. La gran ventaja que tuvo el desarrollo de los simuladores de CMG en su fecha de lanzamiento fue que para ese entonces la

²¹⁰ Computer Modelling Group, STARS Thermal & Advanced Processes Simulator {En línea}. {19 mayo de 2018}. Disponible en: <https://www.cmgl.ca/stars>

²¹¹ Computer Modelling Group, STARS Thermal & Advanced Processes Simulator {En línea}. {19 mayo de 2018}. Disponible en: <https://www.cmgl.ca/stars>

mayoría de simuladores disponibles eran más complejos de utilizar y económicamente más costosos que la opción que la compañía ofrecía²¹².

Al utilizar STARS, se puede modelar adicionalmente²¹³ :

- Procesos de recuperación in-situ como: SAGD, ES-SAGD, CSS, VAPEX, Combustión in-situ, inyección de espuma, emulsiones y geles, recobro químico, recobro mejorado microbiano e inyección de agua de baja salinidad.
- Capacidad de modelaje geomecánico y geoquímico con formulación totalmente implícita.
- Modelamiento del comportamiento físico de pozos complejos con transferencia de calor.
- Combinación de un mallado dinámico con una tecnología de paralelización para maximizar el potencial del hardware y realizar trabajos de simulación complejos y largos en el menor tiempo posible.

Está claro que la eficiencia de la herramienta dependerá en gran medida de la experiencia del modelador y la calidad de los datos que este diligencie en el programa. Al usar este tipo de software predictivos se debe tener en cuenta lo siguiente:

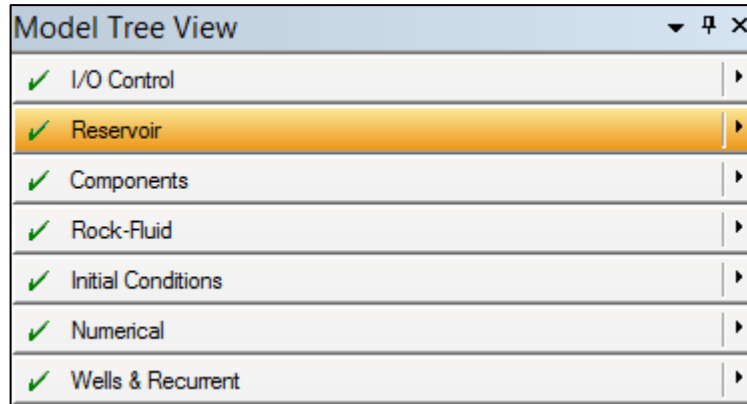
- El modelo que se generará no es idéntico al del reservorio
- El desempeño del modelo depende de la calidad y cantidad de la data.
- El modelo refleja el comportamiento del reservorio si el reservorio es representado correctamente.
- La data debe ser validada, por un ajuste histórico.
- Las modificaciones de la data deben ser viables físicamente y justificadas.

El programa está diseñado para utilizar un archivo de texto que se conoce como “data file”, el cual se subdivide en secciones: I/O Control, Reservoir, Components, Rock-Fluid, Initial Conditions, Numerical y Wells & Recurrent (ver Figura 52). Si bien estas son las secciones que muestra la interfaz gráfica inicialmente, cabe resaltar que como tal se tienen 9 secciones en el simulador, las cuales son: Encabezado (*I/O Control*), geometría del modelo y propiedades estáticas (*Reservoir*), sección edición, propiedades del fluido (*Components*), interacción roca-fluido (*Rock-Fluid*), sección sumario (*I/O Control*), condiciones iniciales y de equilibrio (*Initial Conditions*), sección de métodos numéricos (*Numerical*) y sección de información de pozos y datos recurrentes (*Wells & Recurrent*). La Figura 53 presenta las funciones básicas de cada sección.

²¹² Computer Modelling Group, About CMG {En línea}. {19 mayo de 2018}. Disponible en: <https://www.cmgl.ca/about-cmg>

²¹³ Computer Modelling Group, STARS Thermal & Advanced Processes Simulator {En línea}. {19 mayo de 2018}. Disponible en: <https://www.cmgl.ca/stars>

Figura 52. Secciones básicas del simulador.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2017.

Figura 53. Funciones de las secciones del simulador.

Encabezado (I/O Control)	Características generales del modelo: tipo de simulador, unidades de trabajo, porosidad, fecha de inicio de la simulación, título de la corrida, etc
Geometría del modelo y propiedades estáticas (Reservoir)	Geometría de la malla o grilla y definición de las propiedades estáticas del yacimiento.
Sección edición	Modificación de parámetros como permeabilidad o volumen poroso mediante el uso de multiplicadores
Propiedades del fluido (Components)	Propiedades PVT de las fases involucradas (Agua, Petróleo y Gas)
Interacción roca-fluido (Rock-Fluid)	Modelar el flujo de fluidos en la roca mediante el uso de curvas de permeabilidad relativas y presiones capilares.
Sección sumario (I/O Control)	Solicitar salida de los graficos 2D, 3D y tablas de resultados
Condiciones iniciales y de equilibrio (Initial Conditions)	Determinación de las condiciones iniciales del modelo al inicio de la simulación
Sección de métodos numéricos (Numerical)	Determinar la formulación a utilizar en el simulador.
Sección de información de pozos y datos recurrentes (Wells & Recurrent).	Pozos, completamientos, datos de tasas de producción o inyección, historia de eventos a los pozos, entre otros.

Fuente: elaboración propia.

6.1.1 Descripción del funcionamiento del modelo. En general, los simuladores comerciales tienen un funcionamiento bastante similar entre ellos, si bien, la interfaz y sus comandos pueden ser diferentes. Para la utilización del simulador, el ingeniero debe crear un solo “data file” de entrada. Este archivo contiene una descripción del modelo, en el cual se encuentra la descripción del reservorio, de las propiedades de la roca y del fluido, de las condiciones iniciales, de los pozos y las tasas de flujo de cada fase y de las facilidades en superficie²¹⁴.

El “data file” es un texto que contiene una colección de palabras claves y comentarios. Cada palabra clave tiene una sintaxis específica. La data es dividida en secciones por una baja cantidad de palabras clave, en donde cada una tiene un propósito particular²¹⁵.

El simulador lee cada sección de data y las procesa. Antes de seguir con la siguiente sección, múltiples chequeos y validaciones son realizados sobre los datos. La primera tarea llevada por el simulador es asignar memoria a los datos de entrada, posteriormente la geometría de la simulación y las propiedades son procesadas en la forma más conveniente para el cálculo de flujo²¹⁶. Subsecuentemente las propiedades de los fluidos son especificadas. El término de las propiedades de fluido se refiere a un conjunto de tablas de entrada que definen efectivamente el comportamiento de la fase en cada fase de fluido. La definición de la interacción roca-fluido se refiere al conjunto de entrada de tablas de permeabilidad relativa y presiones capilares versus saturación. Efectivamente esto define el agua connata, las saturaciones críticas y máximas de cada fase y genera la información para definir la zona de transición y define las condiciones de flujo²¹⁷.

Una vez las condiciones iniciales son definidas, frecuentemente por las profundidades del contacto agua petróleo y por la presión a esa profundidad, el simulador utiliza la información en conjunto con una gran cantidad de información proveniente de etapas para calcular los gradientes iniciales de presión hidrostática en cada zona del reservorio y asigna la saturación la saturación inicial de cada fase a cada celda anterior para producción e inyección. Este proceso se conoce como inicialización²¹⁸.

Si se desea, se puede modificar la sección de métodos numéricos presente en la pestaña *numerical*, sin embargo, esta sección ya viene con valores por defecto que realizan los cálculos de manera apropiada en la mayoría de los casos. En esta sección se puede modificar el número máximo de iteraciones, la tolerancia máxima

²¹⁴ Schlumberger Information Solutions. ECLIPSE Blackoil Reservoir Simulation. Training and Exercise Guide. 2007.p 16.

²¹⁵ Ibid. p 16.

²¹⁶ Ibid. p 16.

²¹⁷ Ibid. p 17.

²¹⁸ Ibid. p 17.

permitida, los *time steps* de los cálculos, etc. Se recomienda solo modificar esta sección si se conoce bien su funcionamiento.

Posteriormente se ingresa la información acerca de los pozos, tales como su identificación, trayectorias, MD, TVD, coordenadas, así como la información su completamiento y finalmente toda la data histórica de eventos e históricos de producción e inyección. Una vez se cuente con todas las secciones correctamente diligenciadas y verificando que los datos sean coherentes, se puede iniciar el proceso de simulación a fin de llevar a cabo monitoreos o predicciones sobre uno más esquemas de explotación actuales o propuestos.

Una vez la corrida haya terminado, los datos de salida son examinados usando editores de texto y diversos post-procesadores a fin de desplegar la información de manera clara y concisa. Estos datos de salida, pertenecientes a la sección sumario, pueden ser desplegados como gráficos 2D, 3D o como tablas de datos.

6.2 CASO DE ESTUDIO

Para el desarrollo del presente proyecto se realizó la simulación de diferentes escenarios de recuperación secundaria y recobro mejorado, como inyección de agua e inyección de polímeros, con el fin de poder realizar una comparación entre los resultados obtenidos en el modelo numérico y el modelo analítico, que permitan determinar la validez del método previamente desarrollado.

Para el desarrollo de la simulación se tienen utilizaron los datos de entrada presentados en la tabla 45.

Tabla 45. Data de entrada en el simulador.

Data de entrada	
Bo (RB/STB)	1,03
Bw (RB/STB)	1
Espesor (ft)	180
Porosidad	0,17249
Tasa de inyección (BPD)	3600
Distancia I-P (L) (ft)	1562
Área del patrón (acre)	112
μ_w (cP)	0,45
μ_o (cP)	145,85
Buzamiento (°)	0
Temperatura (°F)	185

Fuente: elaboración propia.

En la información de entrada del polímero se cuenta con la información mostrada en la tabla 46, la cual corresponde a la equivalencia en fracción molar de cada una

de las concentraciones utilizadas, debido a que el programa trabaja es con esta y no con partes por millón (ppm).

Tabla 46. Data de entrada del polímero al simulador.

Concentración polímero (ppm)	Fracción molar (M)
250	5,63265E-07
500	1,12681E-06
750	1,69064E-06
1000	2,25475E-06
1500	3,38381E-06

Fuente: Elaboración propia.

- **Reservorio.** La simulación comprende la creación de una malla, en donde se tiene un arreglo normal de 5 pozos. Se consideraron las dimensiones y número de celdas, presentadas en la tabla 47, para un total de 22103 celdas.

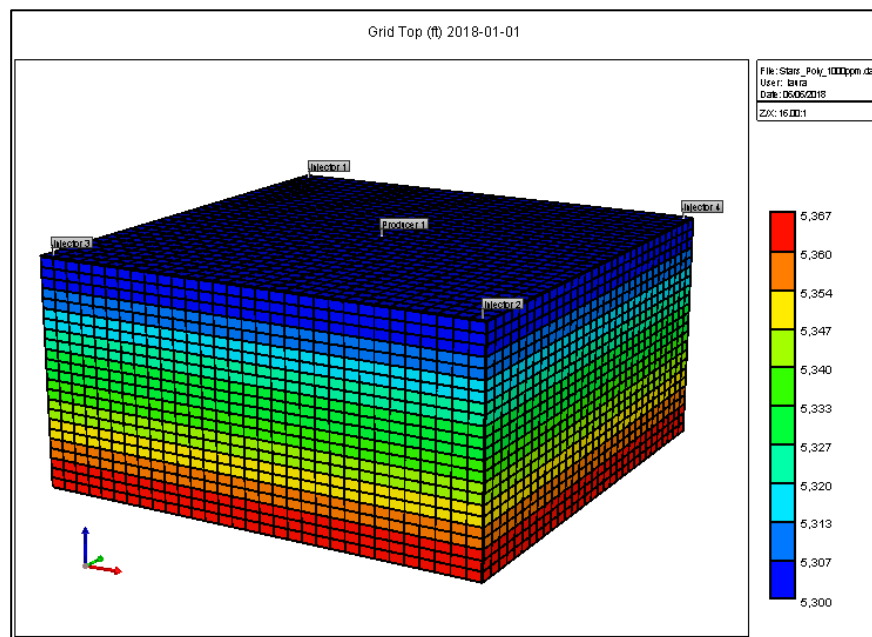
Tabla 47. Creación de la malla.

Dirección	Numero de Celdas	Magnitud
x	31	73,62608
y	31	73,62608
z	23	3,043457

Fuente: Elaboración propia.

La malla de simulación del patrón se puede observar en la figura 54.

Figura 54. Vista 3-D de la malla de simulación.



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP TECHNOLOGIES. [Programa]. Versión 2017.

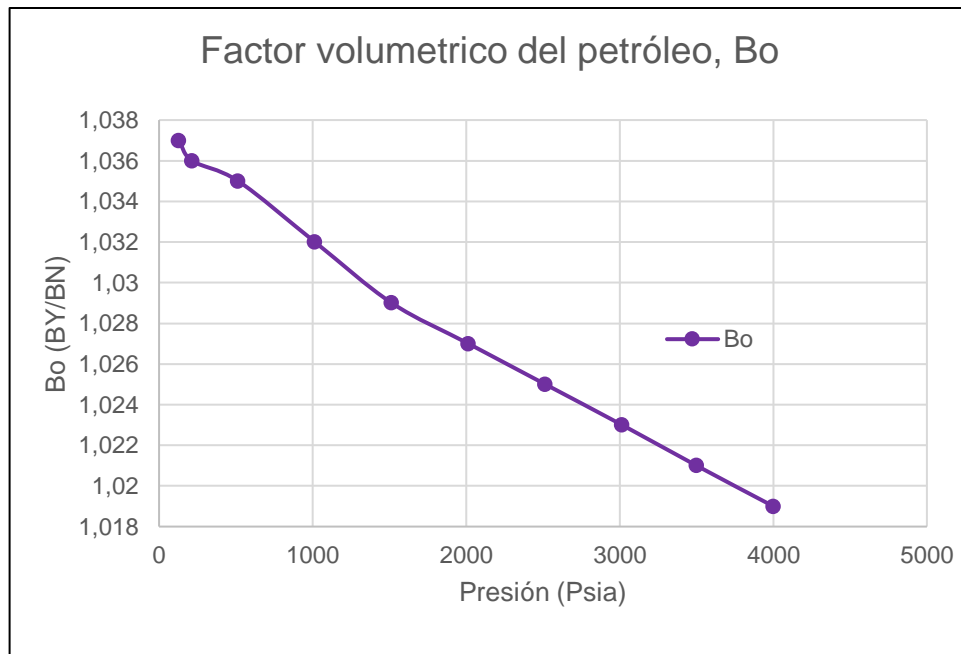
- **Componentes.** Para completar la sección *Components*, se cuenta con la información PVT, presentada en la tabla 48, en donde se tienen las propiedades del factor volumétrico del petróleo y de la viscosidad para una presión mayor a la presión de burbuja. Las respectivas graficas del PVT, son presentadas en las gráficas 44 y 45.

Tabla 48. Propiedades PVT.

Presión (psia)	Bo (B/STB)	μ (cP)
130	1,037	82,015
215	1,036	83,75
515	1,035	90,535
1015	1,032	101,05
1515	1,029	113,3
2015	1,027	124,2
2515	1,025	136,2
3015	1,023	145,85
3500	1,021	157,373
4000	1,019	168,573
6000	1,011	212,8
8000	1,003	257,2

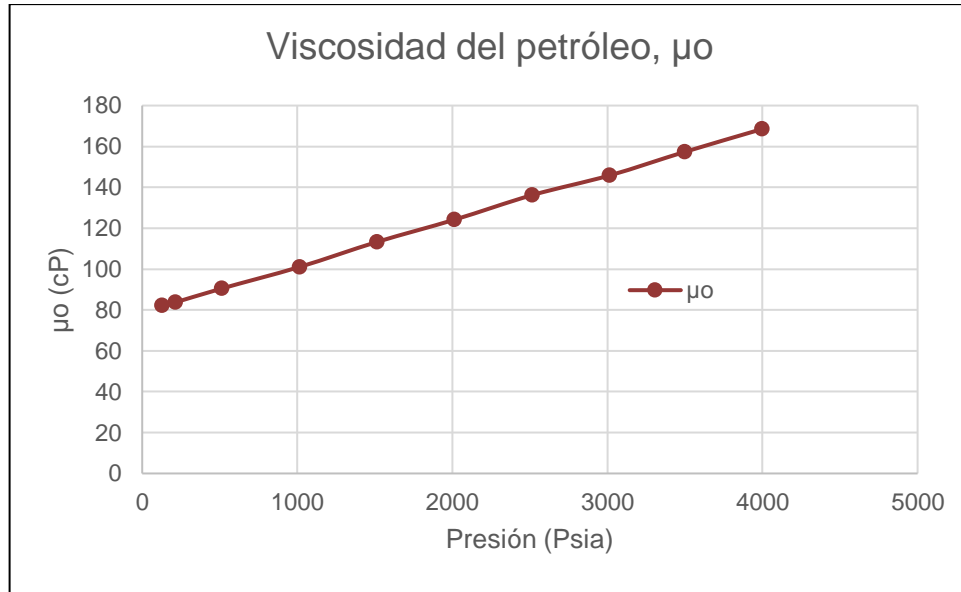
Fuente: ECOPETROL S.A.

Gráfica 44. Factor volumétrico del petróleo.



Fuente: elaboración propia.

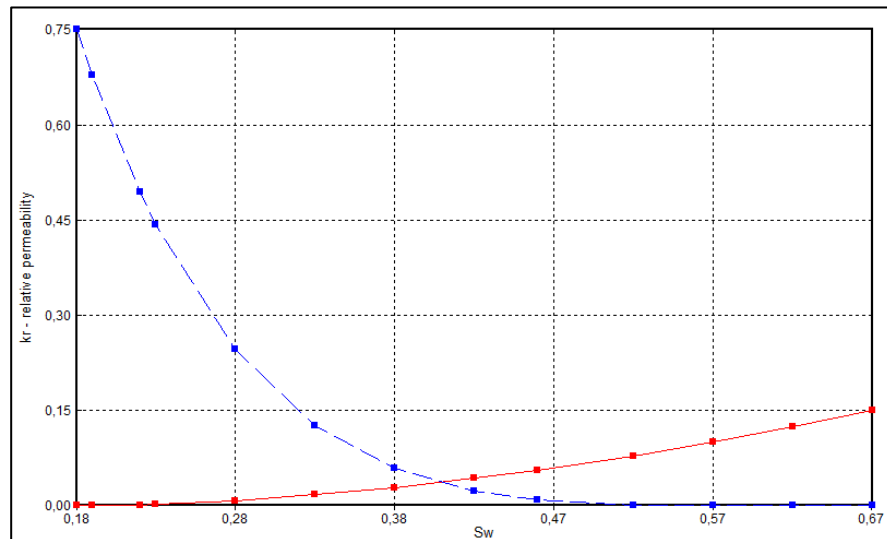
Gráfica 45. Viscosidad del petróleo.



Fuente: elaboración propia.

- **Interacción roca-fluido.** Para el desarrollo de esta sección de la simulación se cuenta con las permeabilidades relativas normalizadas, presentadas anteriormente en la tabla 9. La respectiva curva de permeabilidades relativas generada por el simulador con la data suministrada se presenta en la gráfica 46.

Gráfica 46. Curva de permeabilidades relativas.



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP TECHNOLOGIES. [Programa]. Versión 2017.

- **Condiciones Iniciales.** Para el establecimiento de las condiciones iniciales, se establece la presión de referencia, la profundidad de referencia, la profundidad del contacto agua petróleo y del contacto petróleo y gas, tal como se muestra en la figura 55.

Figura 55. Condiciones Iniciales.

Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP TECHNOLOGIES. [Programa]. Versión 2017.

- **Numérico.** En la sección numérica es necesario activar la opción isotérmica, para garantizar que no exista transferencia de calor en el reservorio, garantizando así que la temperatura permanezca constante.
- **Pozos y Datos recurrentes.** En esta sección se establecen que existen cuatro pozos inyectoros, con un pozo productor ubicado en el centro del arreglo. Se asume que la inyección de agua o la inyección de polímero con diferentes concentraciones (250 ppm, 500 ppm, 750 ppm, 1000 ppm y 1500 ppm), inicia el primero de enero del año 2018 y se realiza hasta el primero de enero del 2025, como se observa en la figura 56.

Figura 56. Fechas de predicción de la simulación.

* - no keyword data exists on this date (it can be deleted)

#	Date & Time (day)	set STOP	Comments
69	* 2023-09-01 (2069.00)	<input type="checkbox"/>	
70	* 2023-10-01 (2099.00)	<input type="checkbox"/>	
71	* 2023-11-01 (2130.00)	<input type="checkbox"/>	
72	* 2023-12-01 (2160.00)	<input type="checkbox"/>	
73	* 2024-01-01 (2191.00)	<input type="checkbox"/>	
74	* 2024-02-01 (2222.00)	<input type="checkbox"/>	
75	* 2024-03-01 (2251.00)	<input type="checkbox"/>	
76	* 2024-04-01 (2282.00)	<input type="checkbox"/>	
77	* 2024-05-01 (2312.00)	<input type="checkbox"/>	
78	* 2024-06-01 (2343.00)	<input type="checkbox"/>	
79	* 2024-07-01 (2373.00)	<input type="checkbox"/>	
80	* 2024-08-01 (2404.00)	<input type="checkbox"/>	
81	* 2024-09-01 (2435.00)	<input type="checkbox"/>	
82	* 2024-10-01 (2465.00)	<input type="checkbox"/>	
83	* 2024-11-01 (2496.00)	<input type="checkbox"/>	
84	* 2024-12-01 (2526.00)	<input type="checkbox"/>	
85	2025-01-01 (2557.00)	<input checked="" type="checkbox"/>	

Add a new date:

Add a range of dates:

Delete selected empty dates:

Delete all empty dates:

To limit output file size, limit grid output (with WSRF) to:

Do not limit grid output

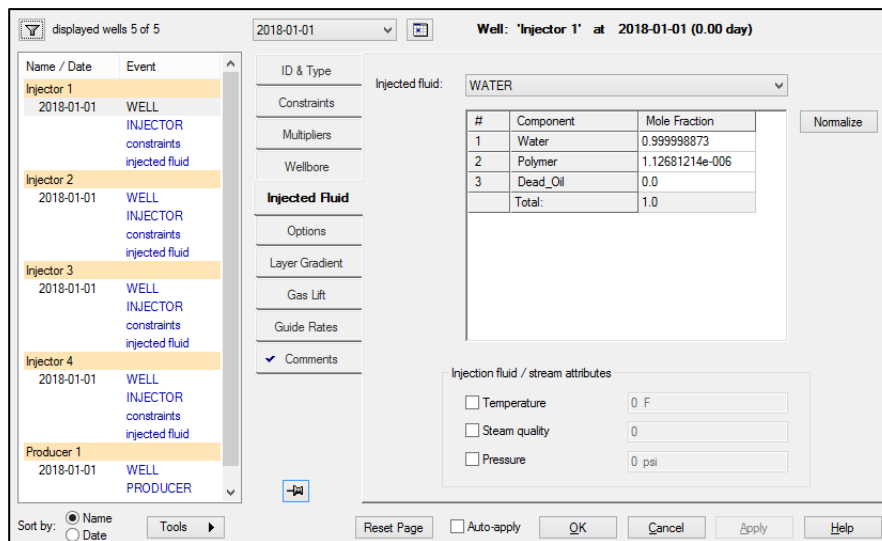
Remove existing keywords (WSRF) to limit grid output

Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP TECHNOLOGIES. [Programa]. Versión 2017.

La inyección de cada pozo es de 900 Bbl/día, para una total inyección diaria de 3600 Bbl/día, la cual es la tasa líquida máxima del pozo productor.

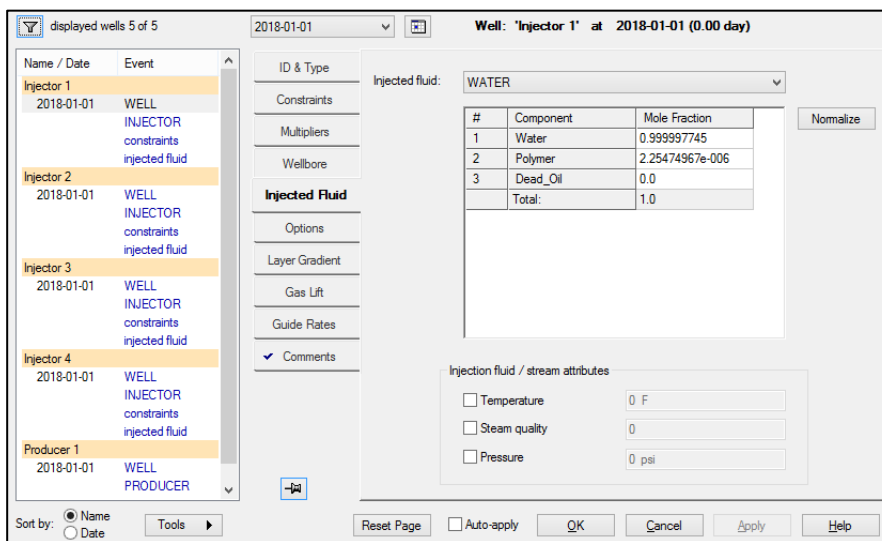
A su vez en esta sección se especifica los pesos moleculares correspondientes a cada concentración del polímero a trabajar, presentadas anteriormente en la tabla 46. Las figuras 57,58 y 59 corresponden respectivamente a las concentraciones de 500 ppm, 1000 ppm y 1500 ppm respectivamente.

Figura 57.Propiedades del polímero a 500 ppm.



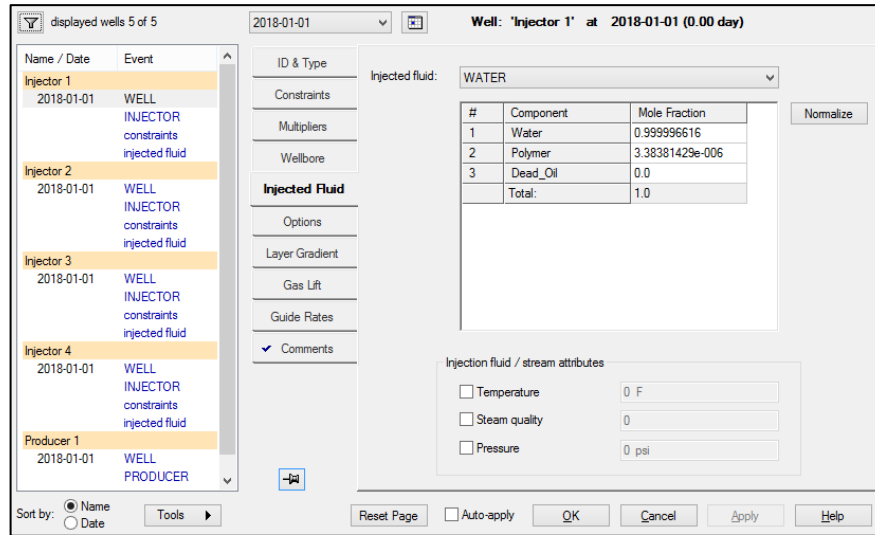
Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP TECHNOLOGIES. [Programa]. Versión 2017.

Figura 58.Propiedades del polímero a 1000 ppm.



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP TECHNOLOGIES. [Programa]. Versión 2017.

Figura 59.Propiedades del polímero a 1000 ppm.

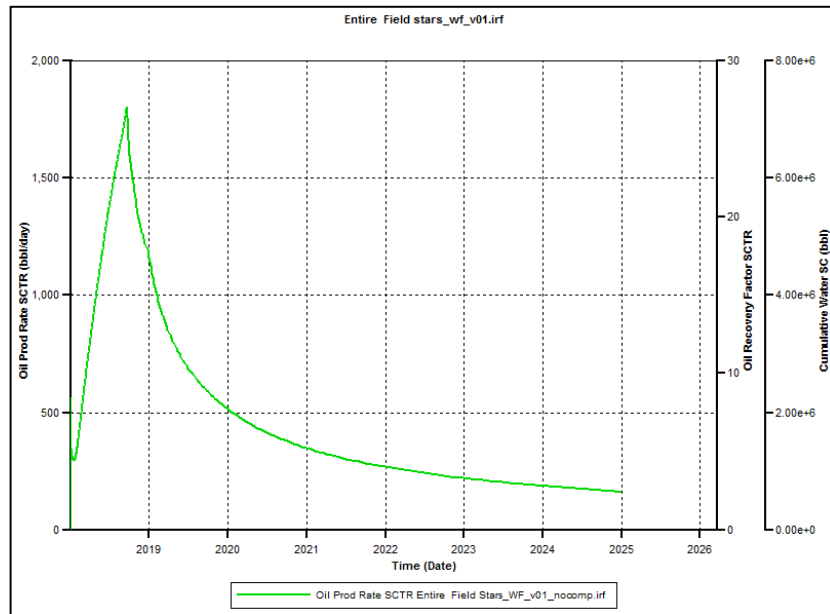


Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP TECHNOLOGIES. [Programa]. Versión 2017.

6.2.1 Resultados. A continuación, se presentan los resultados obtenidos por medio de la simulación numérica de la inyección de agua y de la inyección de polímeros bajo distintas concentraciones, presentados en Results Graph.

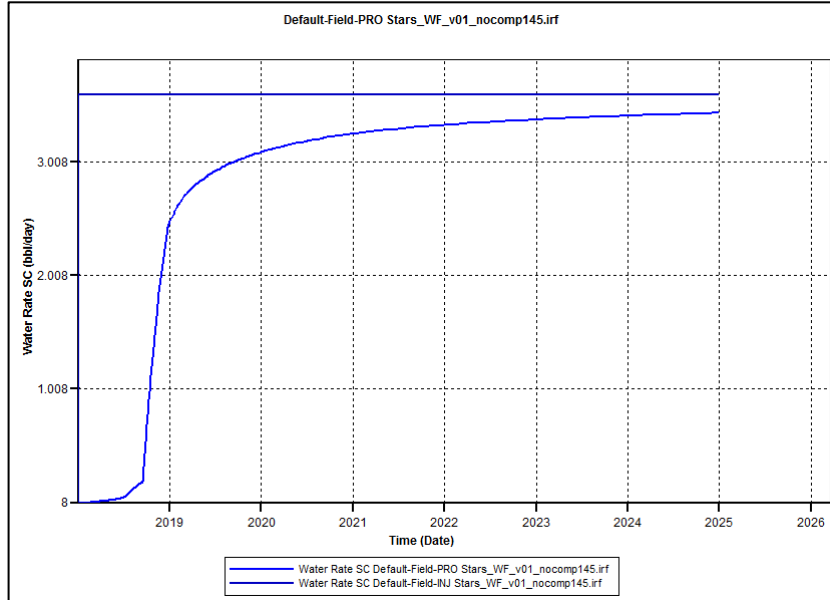
6.2.1.1 Resultados Inyección de agua. Las gráficas 47, 48, 49 y 50 presentan los resultados obtenidos para el caso de inyección de agua convencional, tanto para tasas de producción de petróleo, agua (producida e inyectada) como de factor de recobro y agua producida acumulada, W_p .

Gráfica 47. Tasa de producción de petróleo (Caso base inyección de agua).



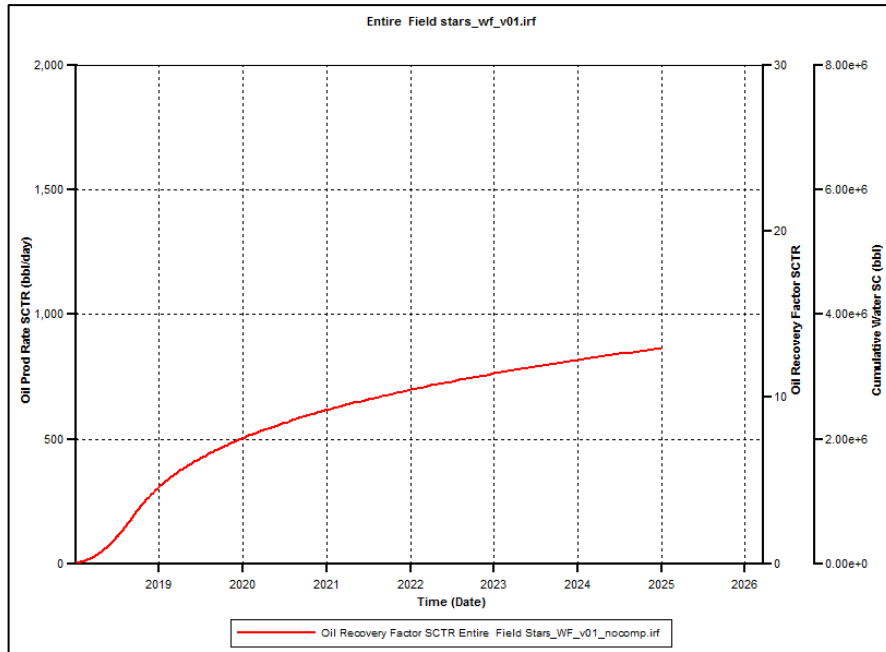
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 48. Caudales de agua (Producción e inyección de agua).



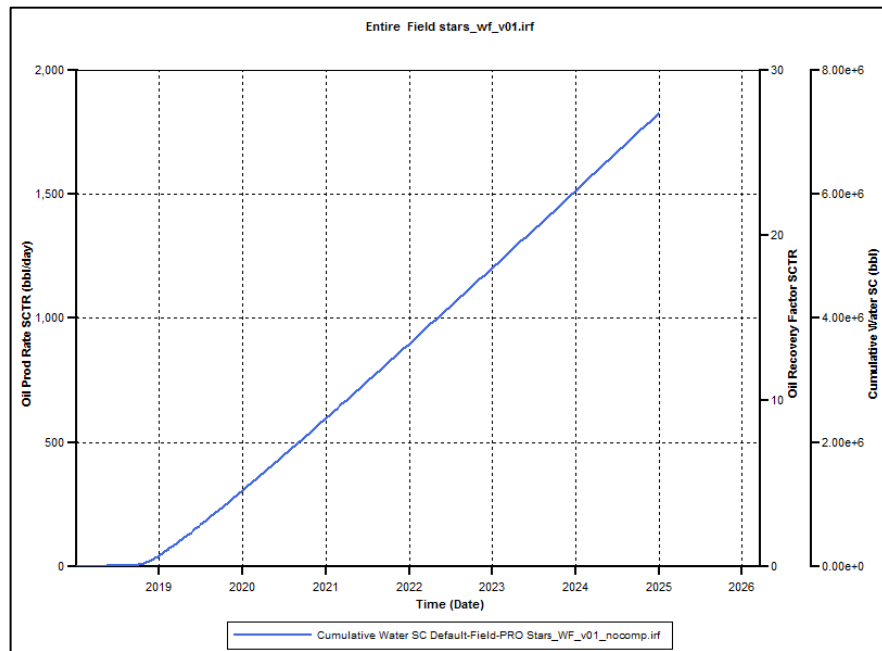
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 49. Factor de recobro (Inyección de agua).



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 50. Agua producida acumulada (Inyección de agua).

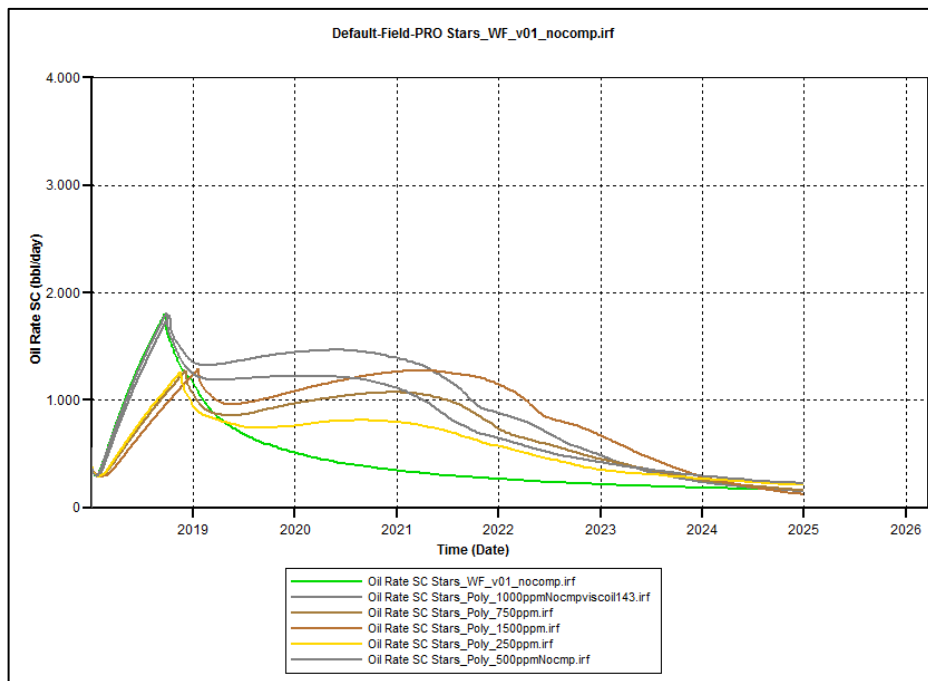


Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar, por medio de la inyección de agua se logra un aumento en el valor del factor de recobro, llegando en el año 2025 a un valor de 11%, sin embargo, a partir de la tasa máxima de petróleo diario que se logra a los 311 días de iniciar la inyección, la cual corresponde a 1257 Bbl/día, la tasa de producción de petróleo decrece rápidamente. Este fenómeno es generado por la ruptura del frente del agua a los 234 días de iniciada la inyección. El Campo Castilla ha reportado problemas de *fingering* debido a la permeabilidad de la formación, por lo que la inyección de agua como se dijo anteriormente no es el mejor método para la explotación del yacimiento.

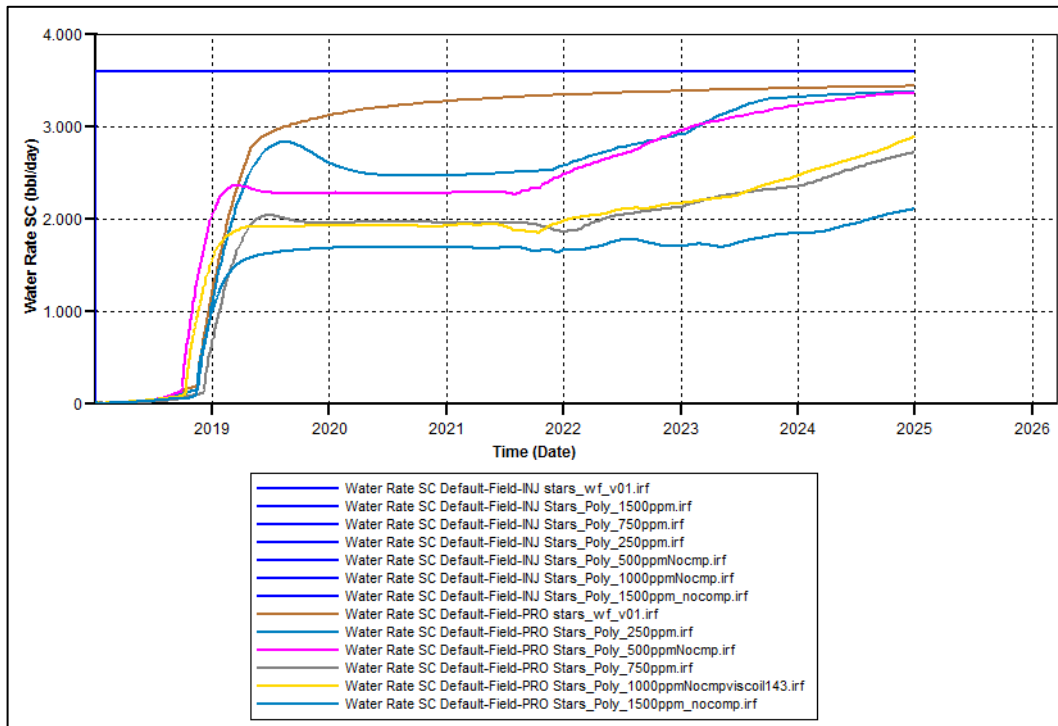
6.2.1.2 Resultados Inyección de polímeros. En cuanto a cada uno de los casos de inyección de polímeros, las gráficas 51, 52, 53 y 54 presentan los resultados de tasas de petróleo, agua (inyectada y producida), factor de recobro y agua producida acumulada para todas las concentraciones utilizadas.

Gráfica 51. Tasa de producción de petróleo para cada uno de los casos (Inyección de polímero).



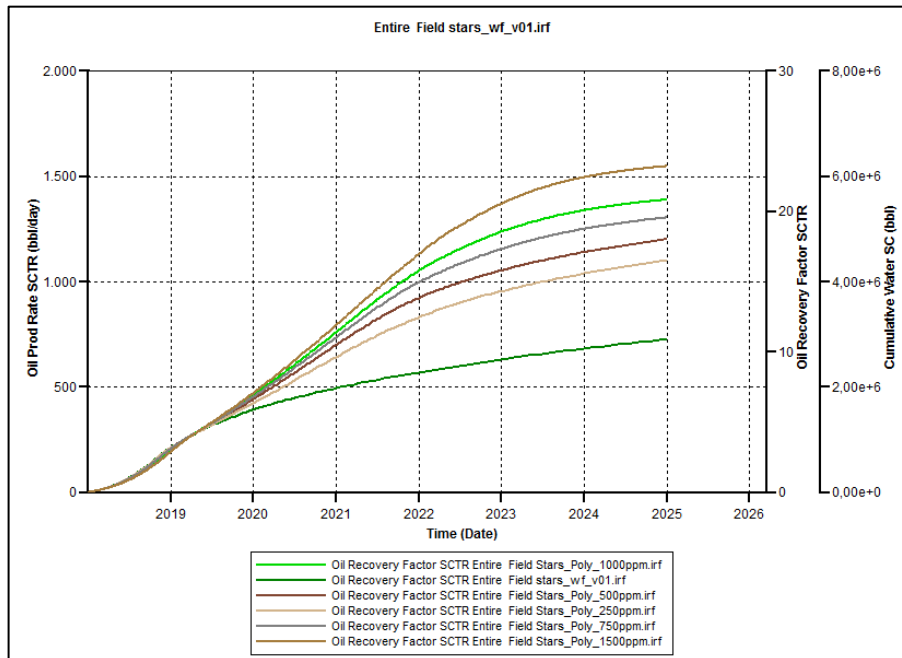
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 52. Tasa de producción e inyección de agua para cada uno de los casos (Inyección de polímero).



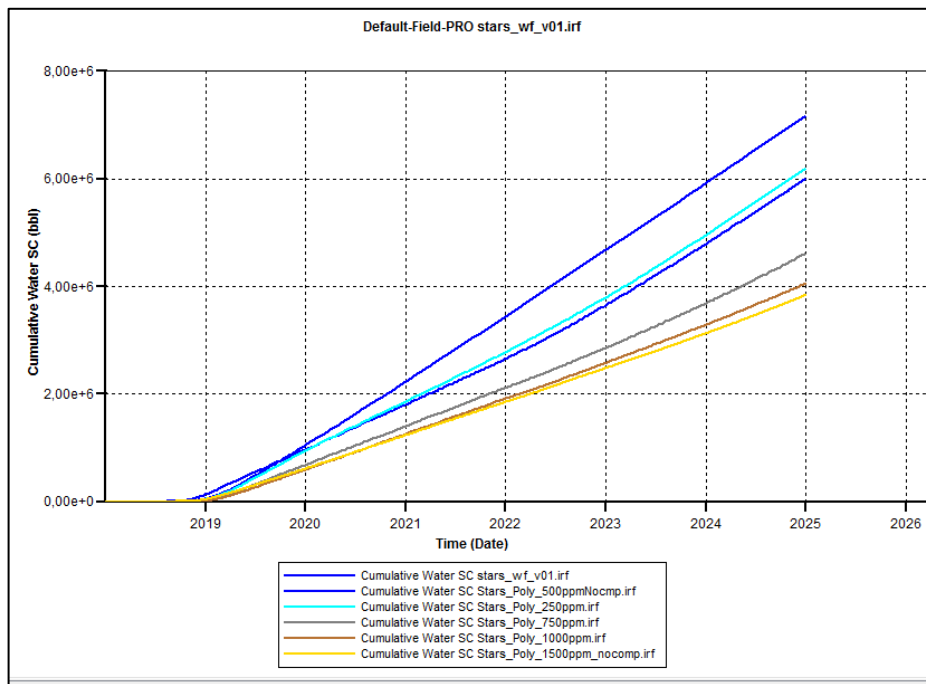
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 53. Factor de petróleo para cada uno de los casos (Inyección de polímero).



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 54. Agua producida acumulada para cada uno de los casos (Inyección de polímero).



Fuente: elaboración propia.

Se realizaron las corridas de las simulaciones, bajo distintas concentraciones de polímeros, las cuales corresponden a 250 ppm, 500 ppm, 750 ppm, 1000 ppm, 1500 ppm, con el fin de determinar la concentración de polímero óptima para lograr la mayor recuperación de petróleo.

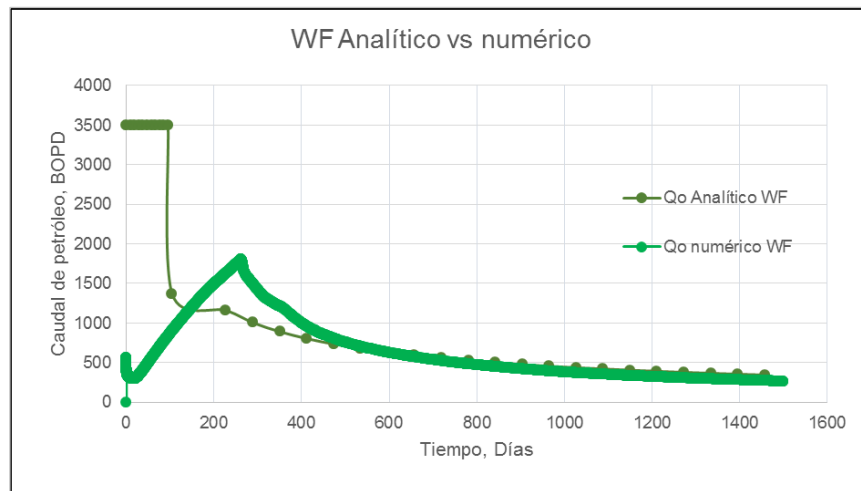
Como se puede observar en la gráfica 53, a medida que se aumenta la concentración del polímero se genera un mayor factor de recobro, llegando a ser más de 20% para concentraciones mayores a 1000 ppm. Independiente de la concentración de polímero que se tenga, la ruptura se alcanza 200 días después de la fecha registrada en la inyección de agua, sin embargo a pesar de la ruptura de la solución polimérica existe una ventaja en el uso de polímeros con mayores concentraciones, puesto que a medida que esta aumenta, la cantidad de agua producida acumulada presenta una notoria disminución, llegando a una diferencia de 2'904.380 Bbl de agua producidos en el año 2025, entre la inyección de polímero a una concentración de 250 ppm y a 1500 ppm.

6.2.2 Comparación resultados

6.2.2.1 Inyección de agua. A continuación, se presenta la comparación de los resultados obtenidos de la inyección de agua del modelo de simulación, frente al modelo analítico planteado.

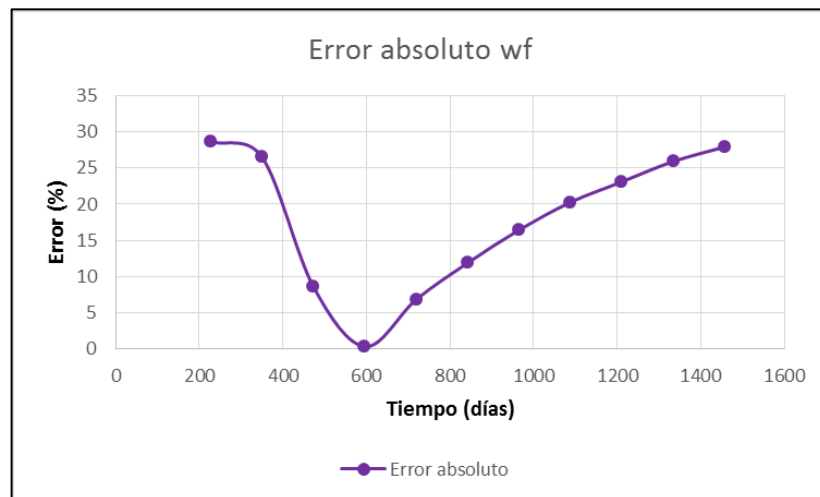
En las gráficas 55 y 57 se presentan los resultados obtenidos para el modelo planteado de una sola capa, con sus respectivas gráficas de errores absolutos (Gráfica 56 y 58), con el fin de determinar el grado de desfase entre el modelo analítico y numérico.

Gráfica 55. Comparación caudal de petróleo producido con Inyección de agua para una sola capa.



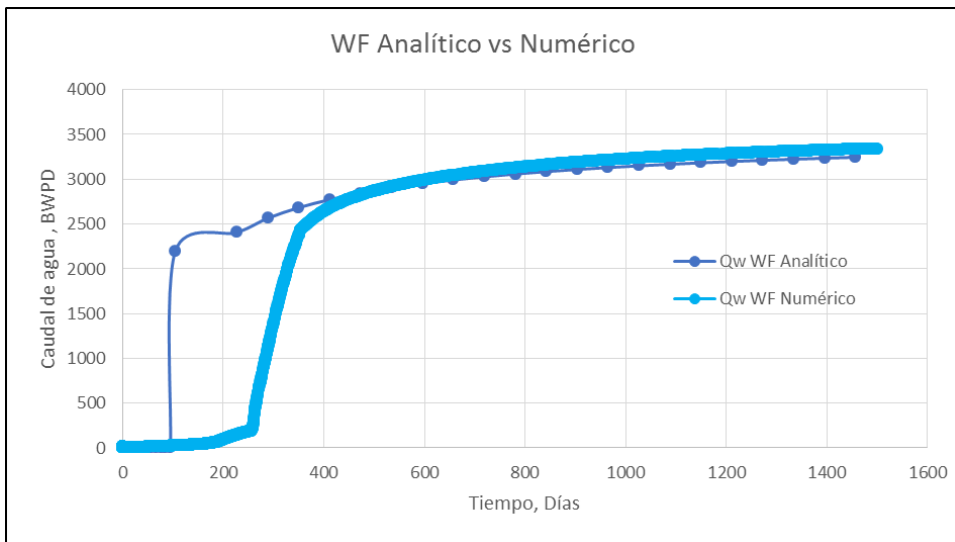
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 56. Error asociado al caudal de petróleo para inyección de agua para una sola capa.



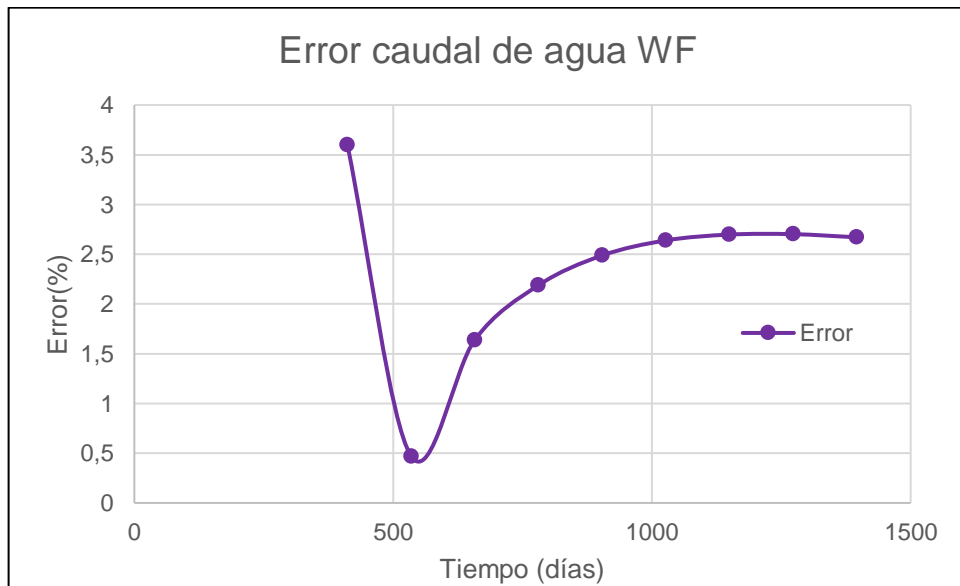
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 57. Comparación caudal de agua producida con Inyección de agua para una sola capa.



Fuente: elaboración propia.

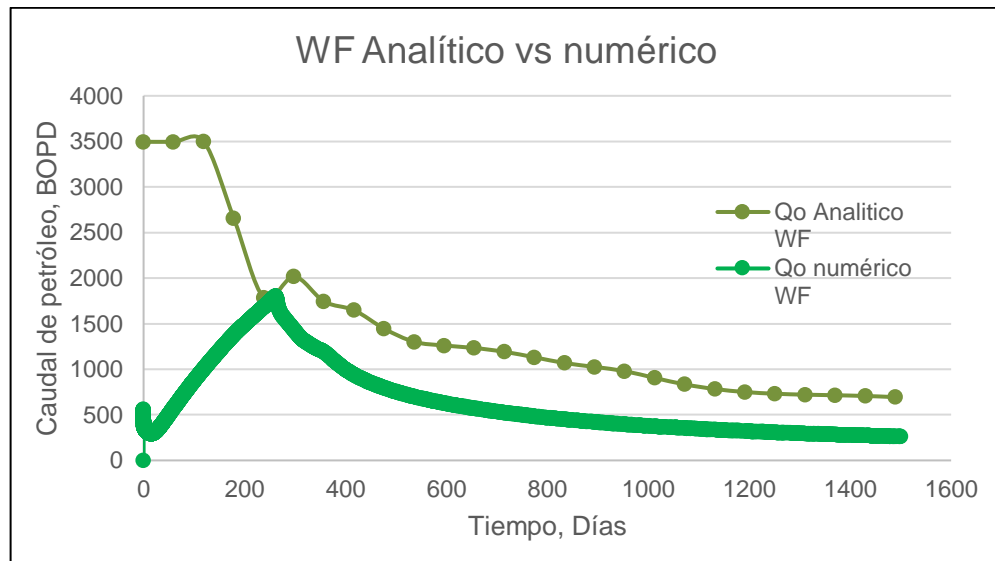
Gráfica 58. Error asociado al caudal de agua (inyección de agua) para una sola capa.



Fuente: elaboración propia.

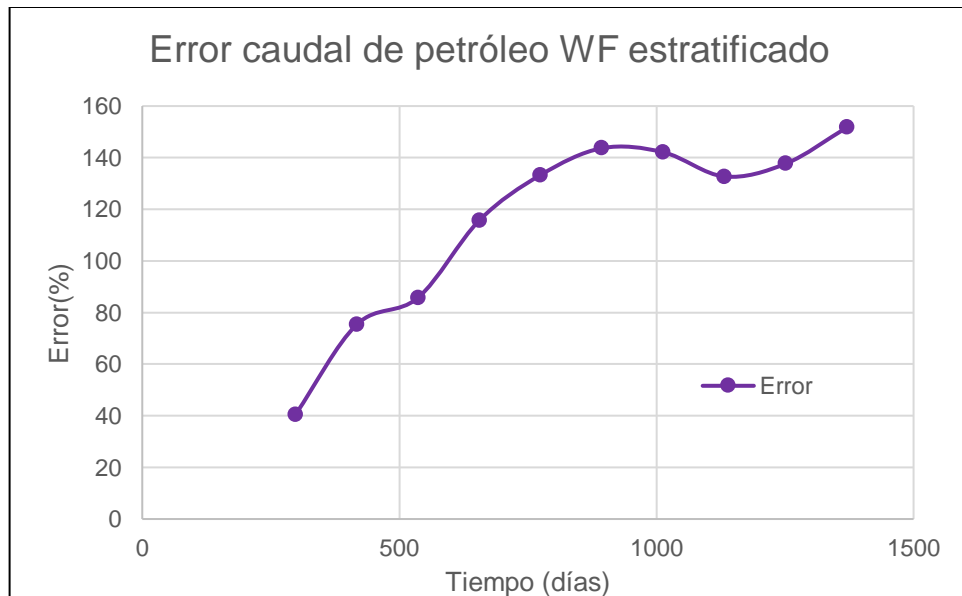
Teniendo en cuenta la modificación para el modelo estratificado, se obtienen las gráficas 59 y 61 para caudal de petróleo y de agua respectivamente.

Gráfica 59. Comparación caudal de agua producida con Inyección de agua estratificado.



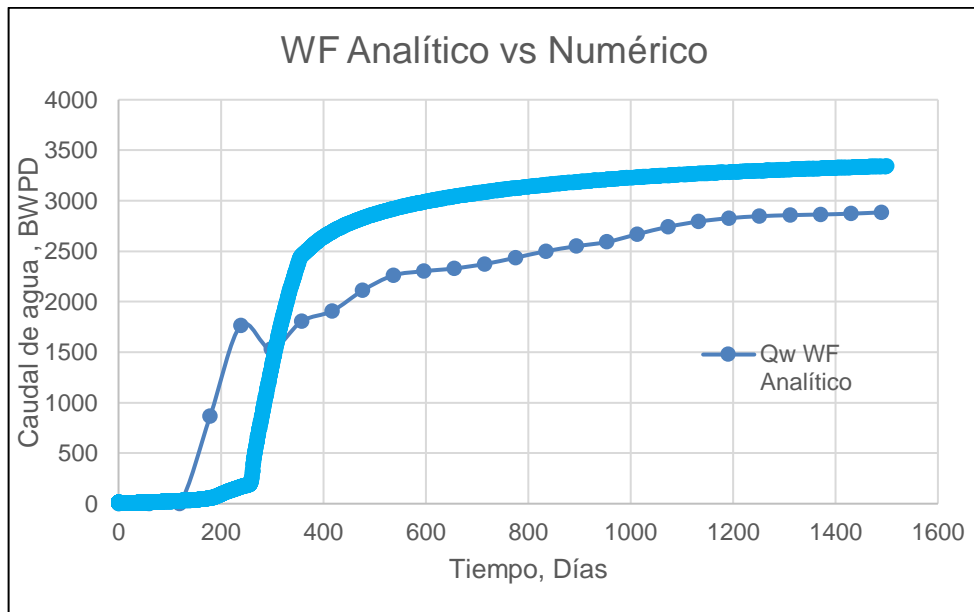
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 60. Error asociado al caudal de agua (inyección de agua) estratificado.



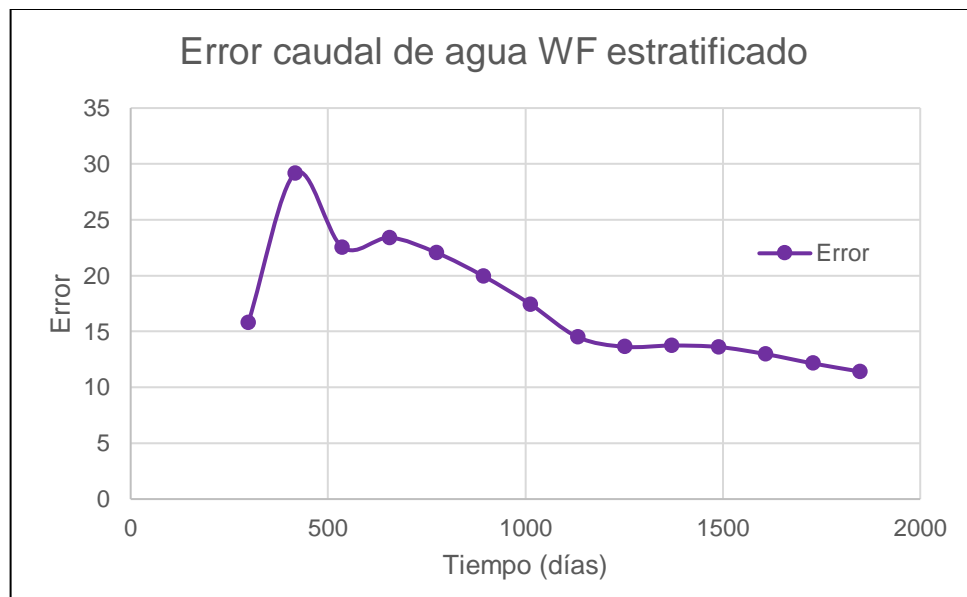
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 61. Comparación caudal de agua producida con Inyección de agua estratificado.



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 62. Error asociado al caudal de agua (inyección de agua) estratificado.



Fuente: elaboración propia.

6.2.2.2 Inyección de polímeros. La comparación de resultados llevada a cabo, para los casos de polímeros, fue realizada para las concentraciones de 500 ppm, 1000 ppm y 1500 ppm, debido a que no se contaba con datos experimentales sobre las viscosidades necesarias para el desarrollo del modelo analítico en las concentraciones de 250 ppm y 750 ppm.

Cabe la pena resaltar que en el modelo numérico se obtuvieron los valores de viscosidad de dichas concentraciones mediante aproximaciones matemáticas. A partir de los datos presentados en la tabla 49, se realizan interpolaciones y se obtienen la tabla 50, la cual también presenta los valores de viscosidad arrojados por el simulador numérico.

Tabla 49. Valores de laboratorio de las viscosidades del polímero 1.

Concentración (ppm)	Visc (cP)
0	0,43
500	4,7
1000	18,7
1500	42,6
2000	71

Fuente: elaboración propia.

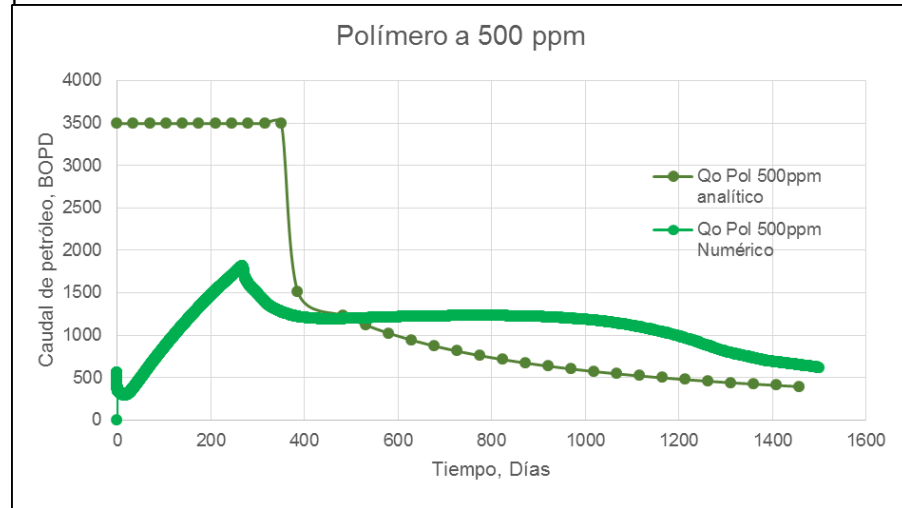
Tabla 50. Valores interpolados de las viscosidades del polímero 1.

Concentración (ppm)	Visc Input (cP)	Visc CMG (cP)
0	0,43	0,43
250	2,565	2,68
500	4,7	5,73
750	11,7	11,92
1000	18,7	19,33

Fuente: elaboración propia.

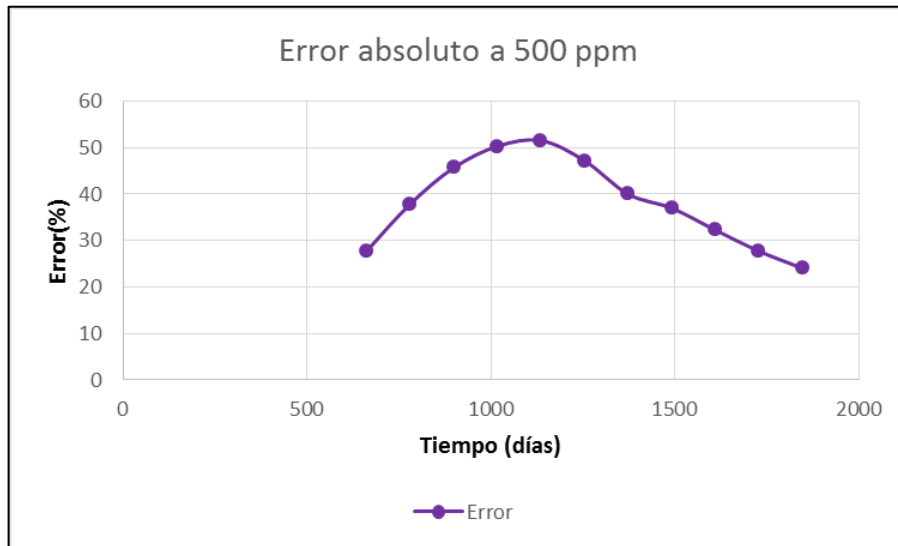
A continuación, se presenta las gráficas 63 a 74, en donde se comparan los resultados obtenidos por el modelo analítico de una sola capa y el modelo numérico para las tasas de agua y petróleo. Adicionalmente se presentan sus respectivos errores absolutos asociados.

Gráfica 63. Comparación caudal de petróleo producido a 500 ppm de polímero.



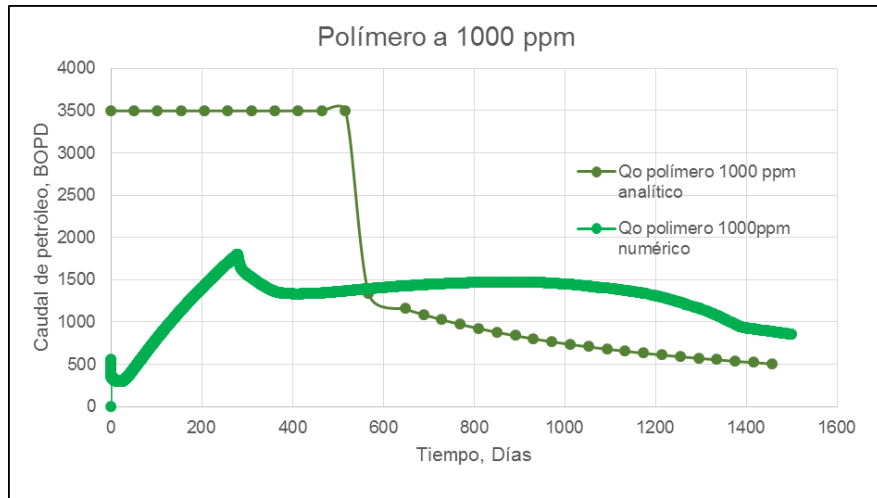
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 64. Error asociado al caudal de petróleo para polímero a 500 ppm.



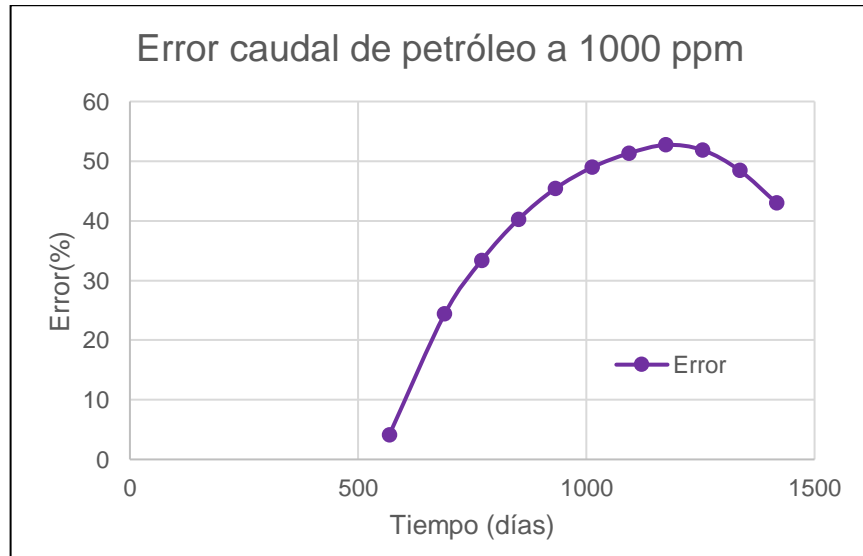
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 65. Comparación caudal de petróleo producido a 1000 ppm de polímero.



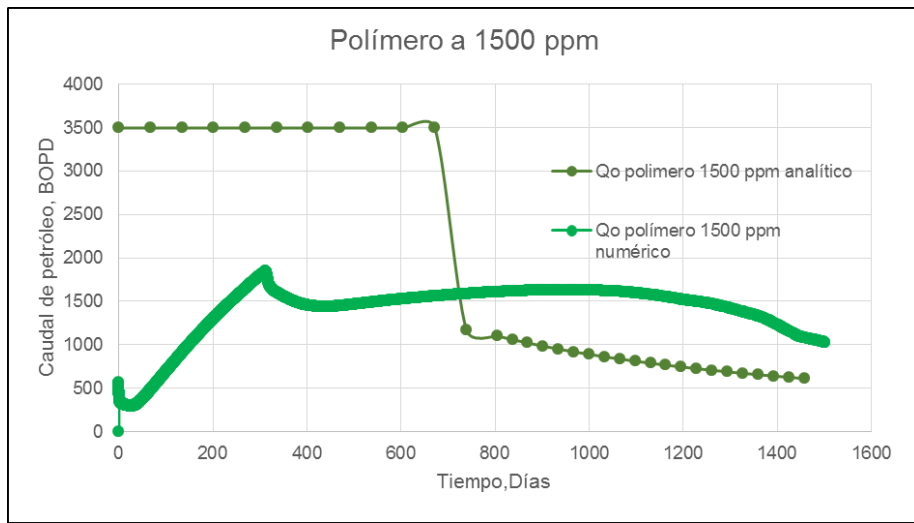
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 66. Error asociado al caudal de petróleo para polímero a 1000 ppm.



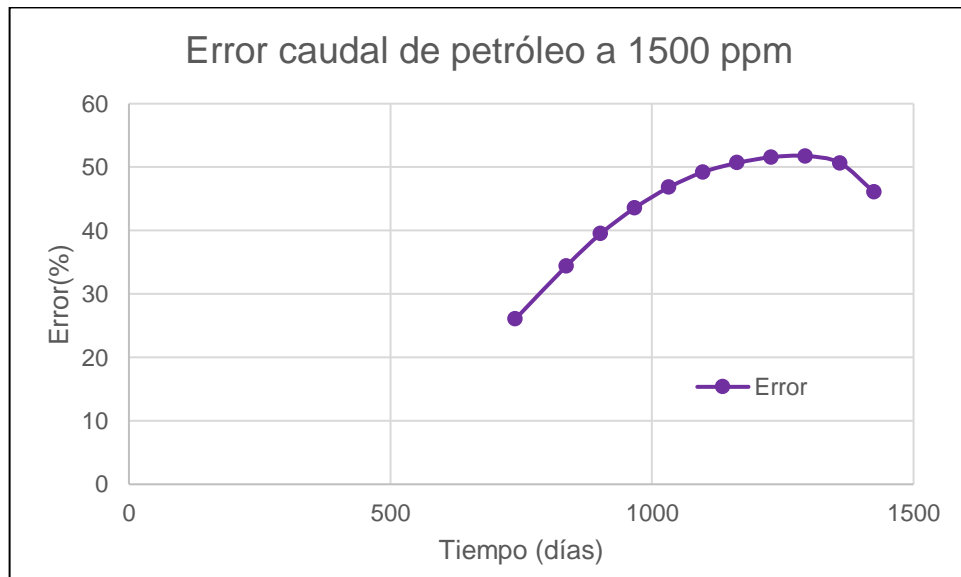
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 67. Comparación caudal de petróleo producido a 1500 ppm de polímero.



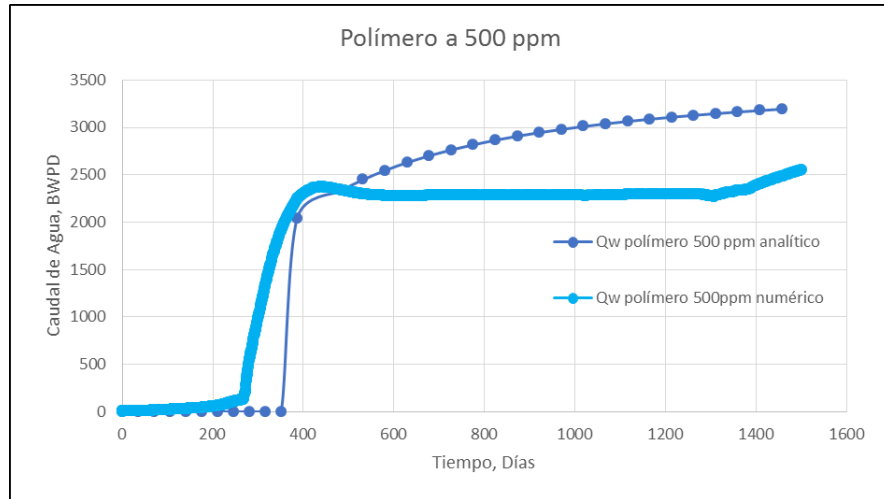
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 68. Error asociado al caudal de petróleo para polímero a 1500 ppm.



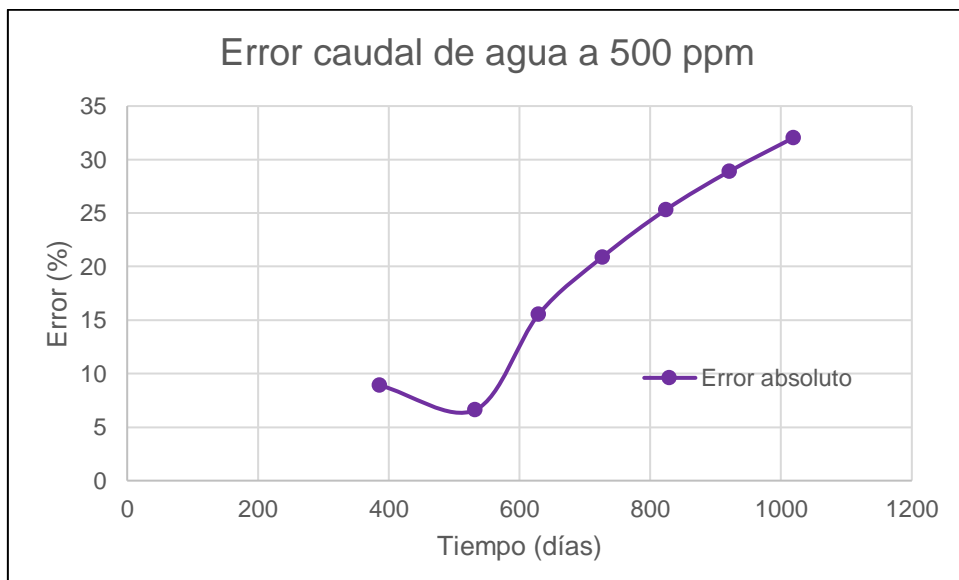
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 69. Comparación caudal de agua producida a 500 ppm de polímero.



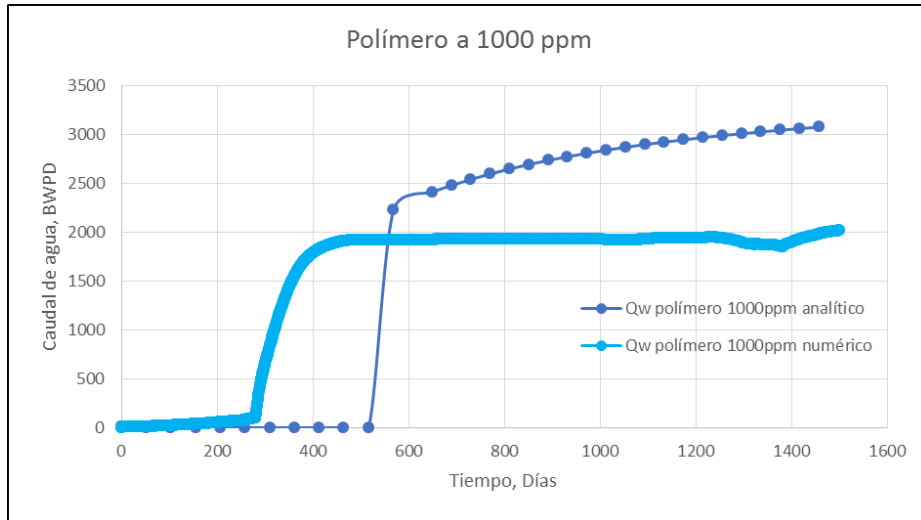
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 70. Error asociado al caudal de agua para polímero a 500 ppm.



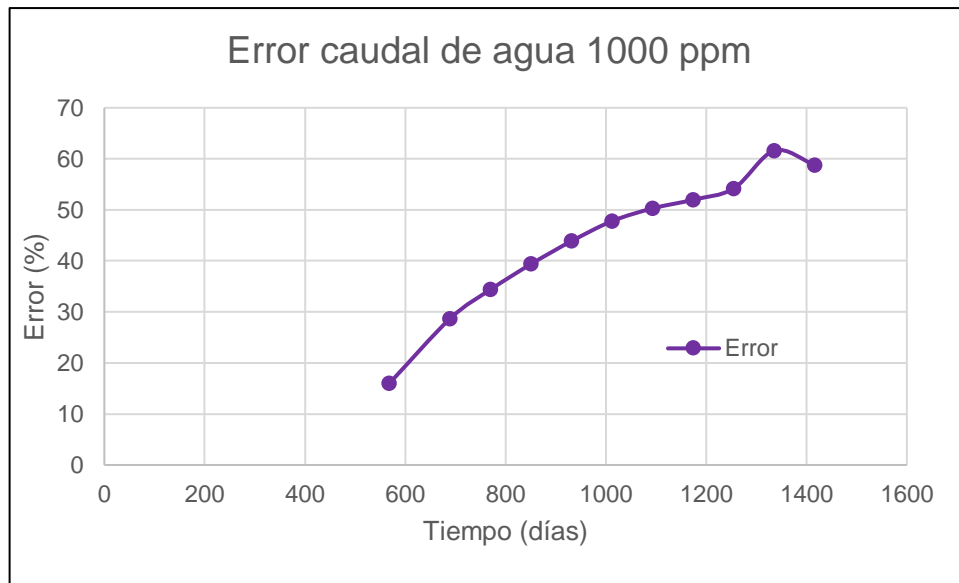
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 71. Comparación caudal de agua producida a 1000 ppm de polímero.



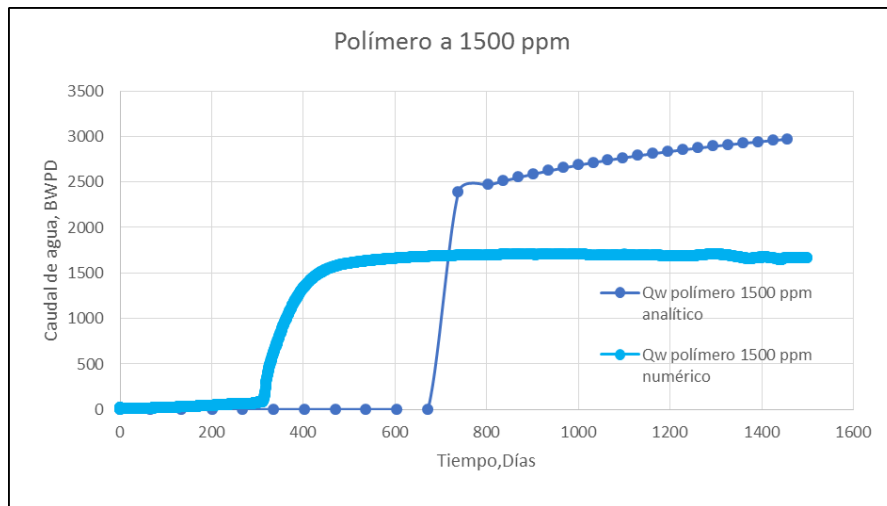
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 72. Error asociado al caudal de agua para polímero a 1000 ppm.



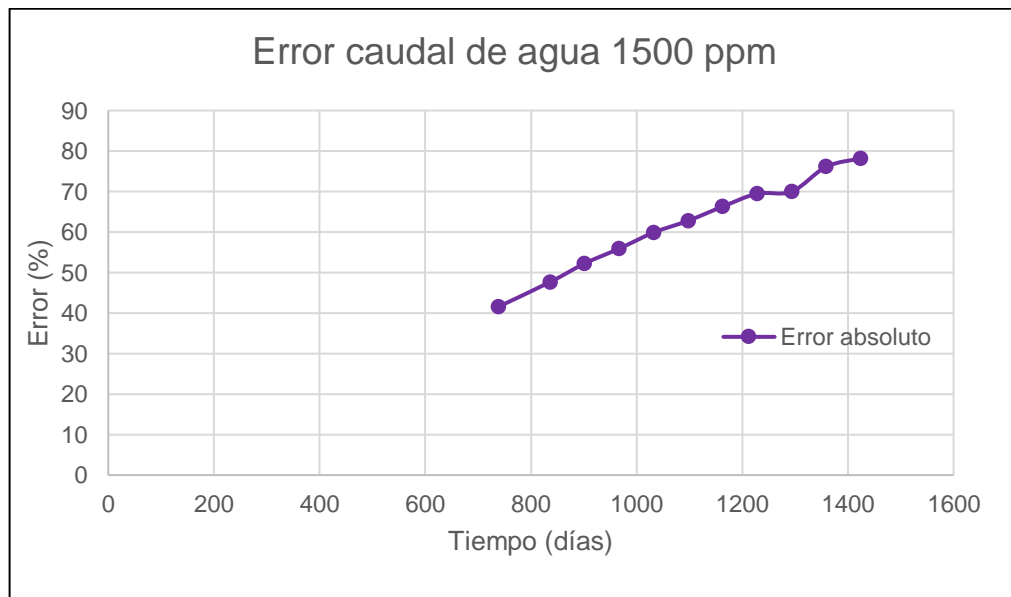
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 73. Comparación caudal de agua producida a 1500 ppm de polímero.



Fuente: elaboración propia.

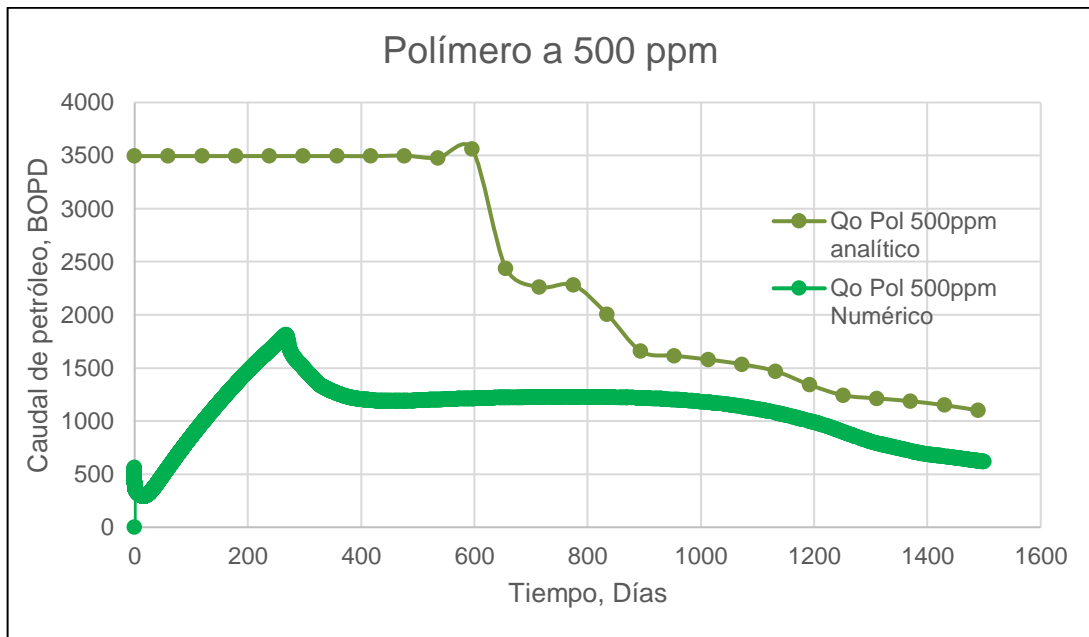
Gráfica 74. Error asociado al caudal de agua para polímero a 1500 ppm.



Fuente: elaboración propia.

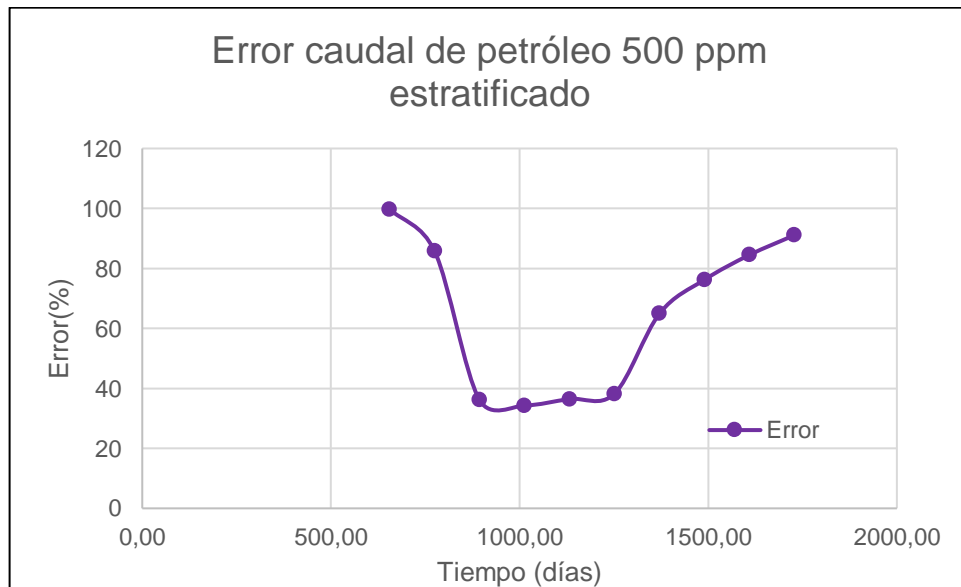
En las gráficas 75 a 86 se presentan los resultados para caudales de petróleo y de agua para el modelo estratificado analítico y el modelo numérico con los respectivos errores asociados.

Gráfica 75. Comparación caudal de petróleo producido a 500 ppm de polímero en el modelo estratificado.



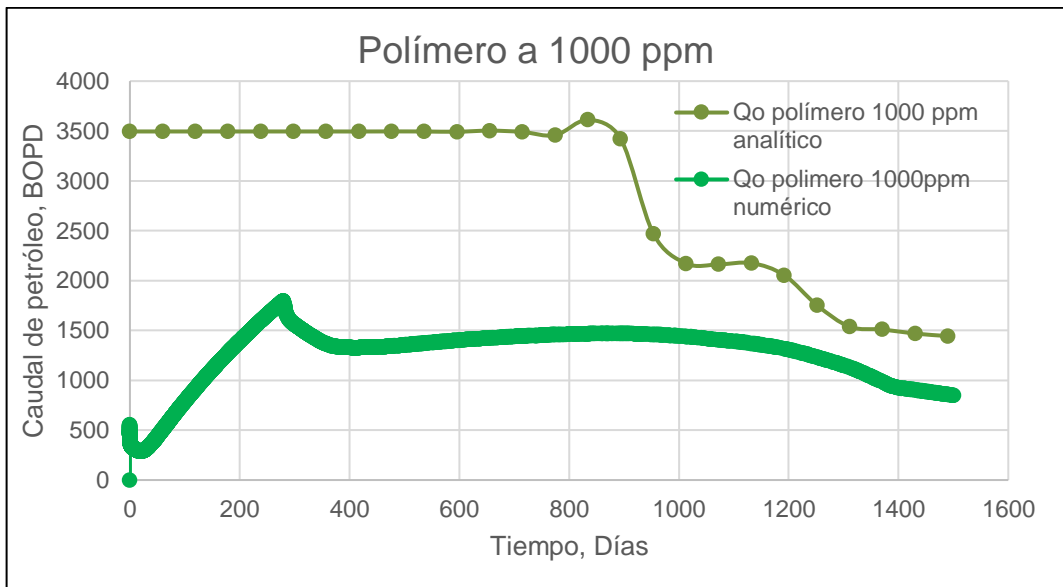
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 76. Error asociado al caudal de petróleo para polímero a 500 ppm en el modelo estratificado.



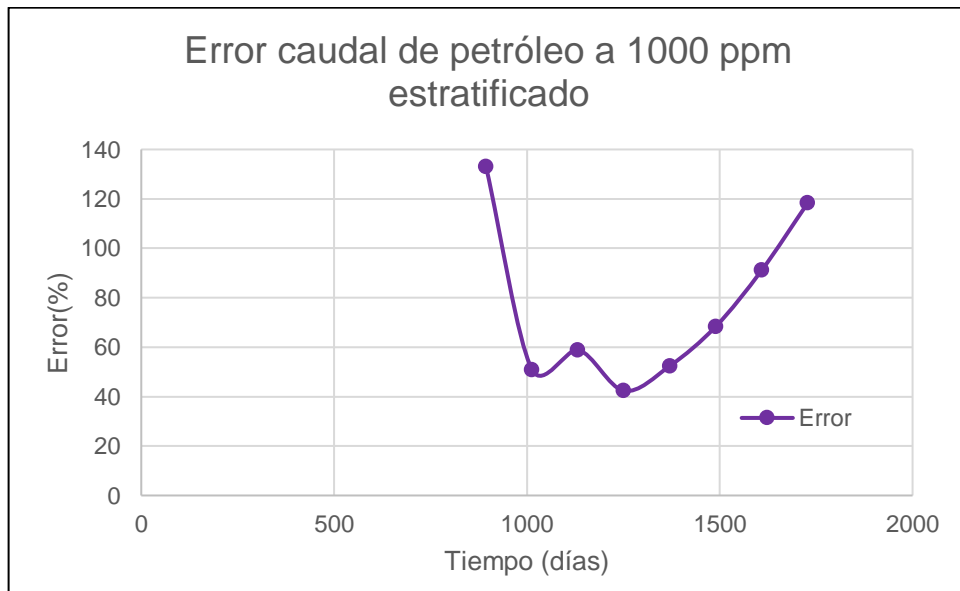
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 77. Comparación caudal de petróleo producido a 1000 ppm de polímero en el modelo estratificado.



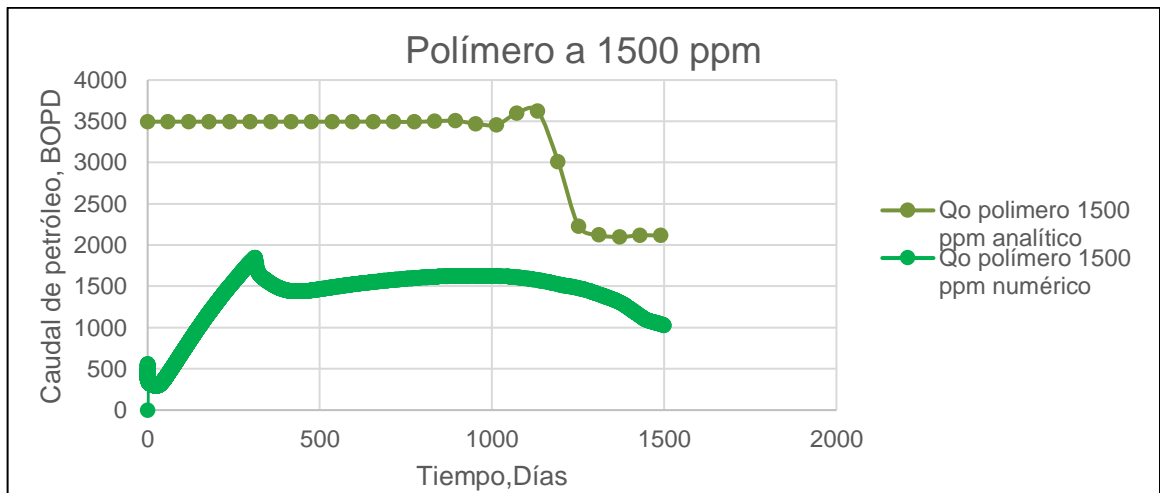
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 78. Error asociado al caudal de petróleo para polímero a 1000 ppm en el modelo estratificado.



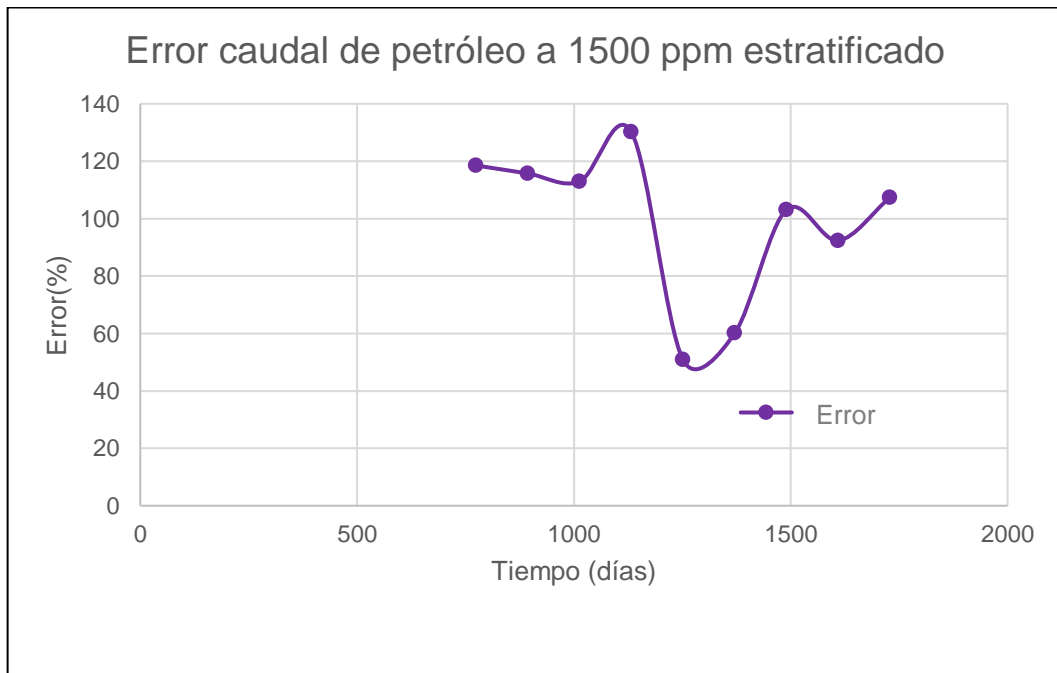
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 79. Comparación caudal de petróleo producido a 1500 ppm de polímero en el modelo estratificado.



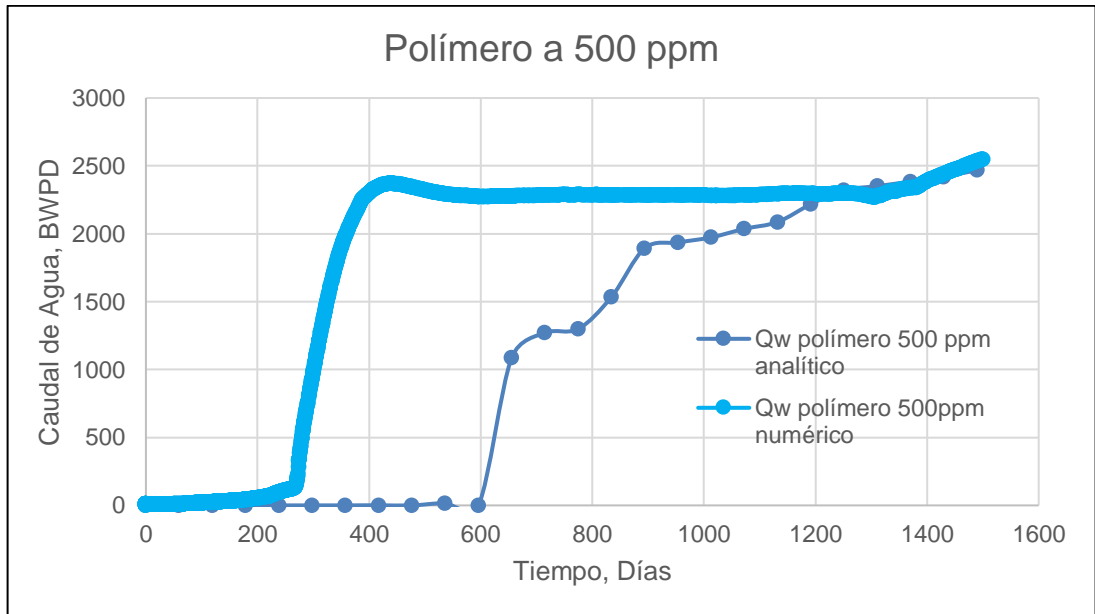
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 80. Error asociado al caudal de agua para polímero a 1500 ppm en el modelo estratificado.



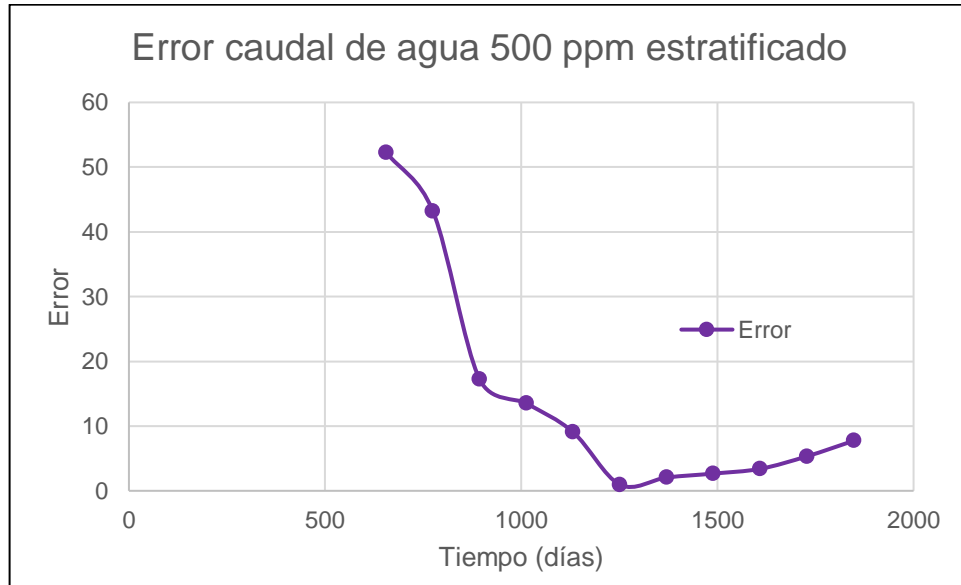
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 81. Comparación caudal de agua producido a 500 ppm de polímero en el modelo estratificado.



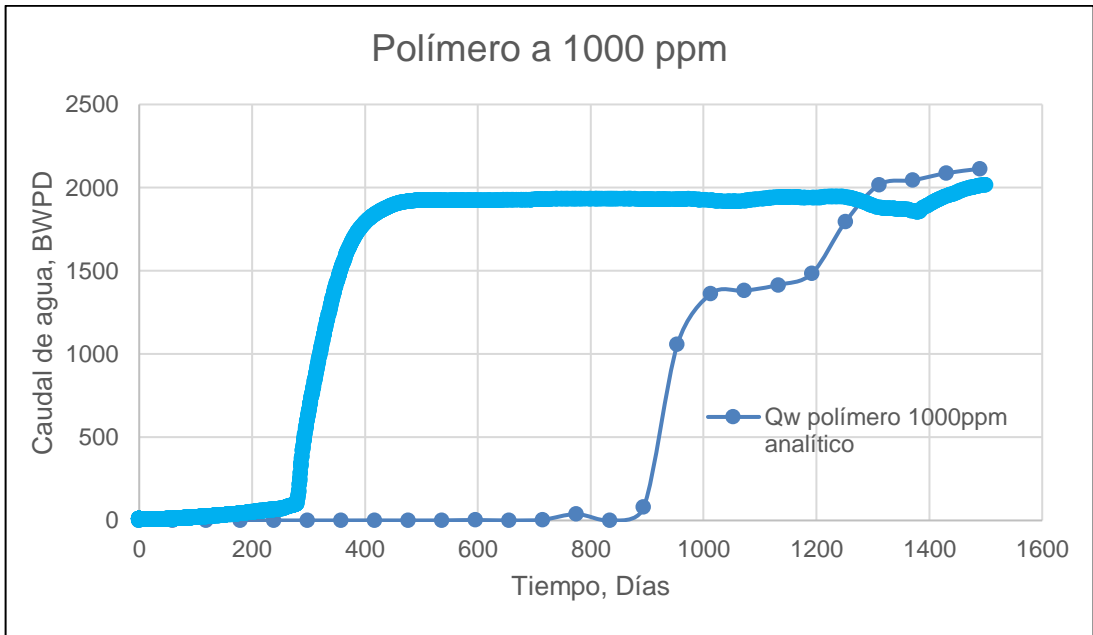
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 82. Error asociado al caudal de agua para polímero a 500 ppm en el modelo estratificado.



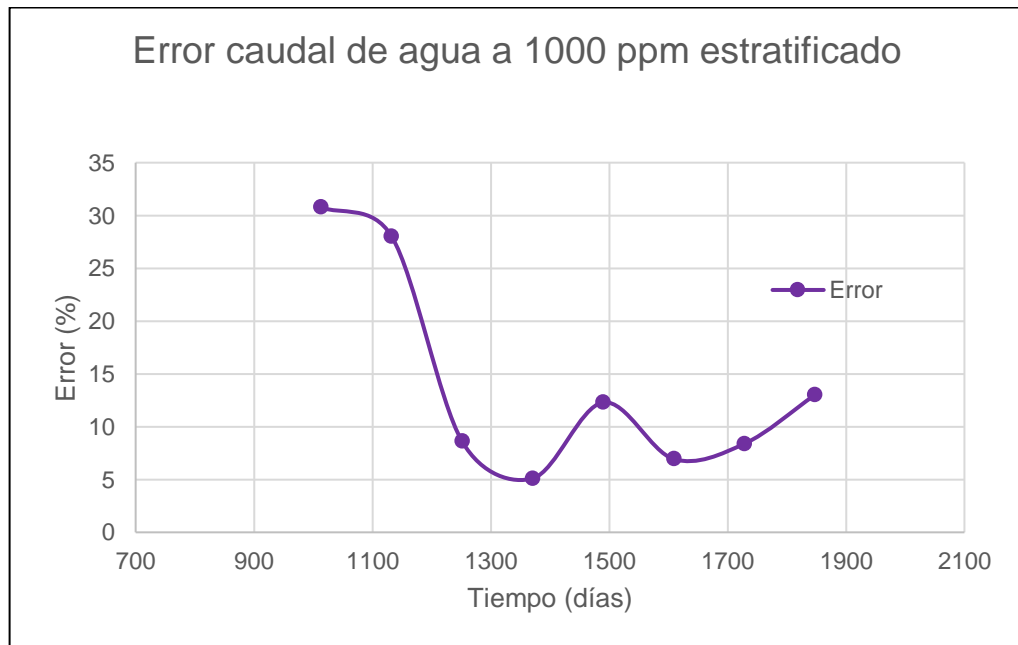
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 83. Comparación caudal de agua producido a 1000 ppm de polímero en el modelo estratificado.



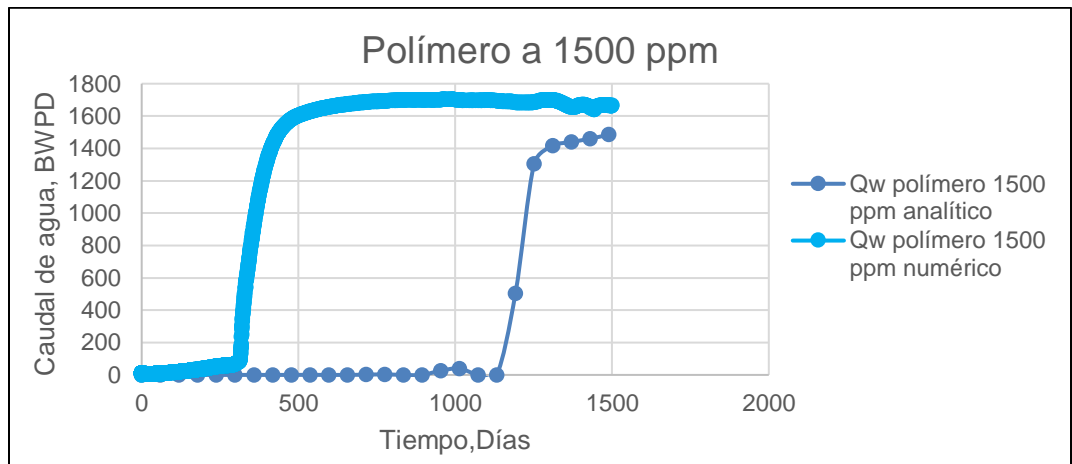
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 84. Error asociado al caudal de agua para polímero a 1500 ppm en el modelo estratificado.



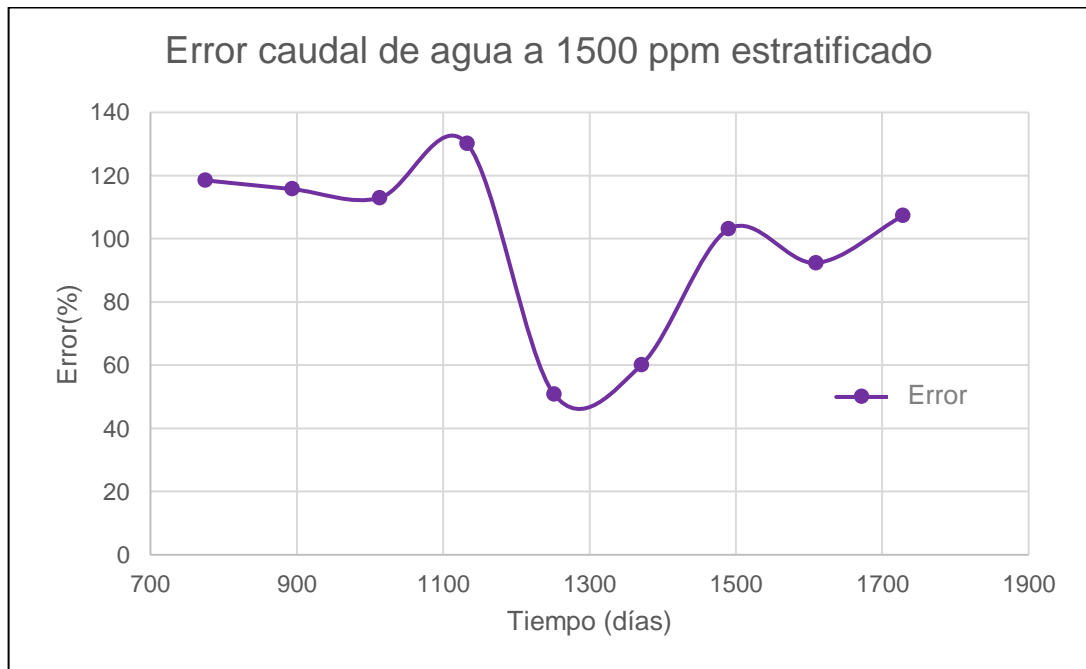
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 85. Comparación caudal de agua producido a 1500 ppm de polímero en el modelo estratificado.



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 86. Error asociado al caudal de petróleo para polímero a 1500 ppm en el modelo estratificado.



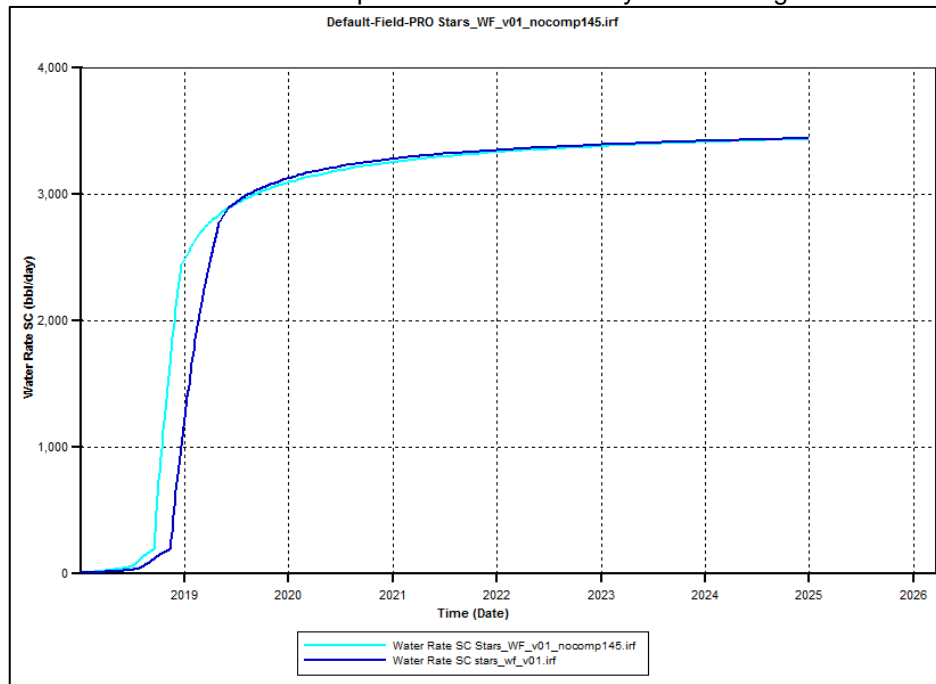
Fuente: elaboración propia.

6.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.3.1 Análisis de inyección de agua. Como se puede observar en la gráfica 55, el caudal de petróleo diario producido obtenido del modelo analítico y numérico para una sola capa coinciden tanto en su tendencia como en sus valores, los cuales son muy cercanos entre sí, lo que demuestra que el modelo analítico es representativo en casos de modelamiento de inyección de agua, donde el error máximo no supera el 30%, como se puede apreciar en la gráfica 56.

En cuanto al caudal de agua producida, se puede observar en la gráfica 57, que ambos siguen la misma tendencia. Sin embargo, el modelo analítico presenta un desfase de 130 días de la fecha en que se produce la ruptura del frente del agua (104 días), con respecto al obtenido en la simulación numérica (234 días), siendo este el causante del gran porcentaje de error observado en la gráfica 58. Este desfase en los resultados arrojados por el modelo analítico se puede deber a que este no tiene en cuenta una serie de factores adicionales que, si se tienen en cuenta en STARS, como por ejemplo la compresibilidad de la roca, la cual es una presión adicional sobre los fluidos y el yacimiento que genera un cambio en el régimen de flujo a través del reservorio. Este efecto de la compresibilidad sobre los resultados de las tasas de caudal obtenidas se puede observar en la gráfica 87.

Gráfica 87. Efecto de la compresibilidad sobre la inyección de agua.



Fuente: elaboración propia.

Con respecto al modelo estratificado, se puede observar en la figura 59 que a pesar de que no se obtienen resultados tan cercanos como en una sola capa, se aprecia

la misma tendencia de los datos en cuanto al caudal de petróleo. En cuanto al caudal de agua (ver figura 62.) el modelo estratificado arrojó un error máximo de 29,17%, lo cual muestra que los resultados obtenidos son representativos del modelo numérico.

6.3.2 Análisis de inyección de polímeros. En comparación con el modelamiento de la inyección de agua, los valores obtenidos de la inyección de polímeros en el modelo analítico presentan cierta discrepancia con respecto a los resultados obtenidos mediante la simulación numérica. Se obtuvo la misma tendencia entre las curvas graficadas a diferentes concentraciones lo que demuestra un correcto desarrollo del modelo analítico, sin embargo, muestra a su vez las limitaciones que sufren los modelos analíticos al no tener en cuenta factores tales como la adsorción del polímero, volumen poroso inaccesible y la heterogeneidad de las capas del yacimiento. Tanto en el modelo de una sola capa como en el estratificado se tiende a sobrestimar la producción de petróleo en tiempos iniciales de la inyección, sin embargo, esta sobrestimación se ve de manera más notoria en el modelo estratificado y a medida que aumenta la concentración del polímero utilizado. Este fenómeno se puede observar al comparar las curvas obtenidas a una concentración de 500 ppm versus las que se obtuvieron a 1500 ppm, tanto para los caudales de agua como de petróleo. El error promedio en los caudales de agua tiende a aumentar en el modelo de una sola capa de un 25% hasta un 61%, para concentraciones de 500 ppm a 1500 ppm. Para el caso del modelo estratificado se tiene un error promedio de 14% para las concentraciones utilizadas.

En cuanto a los caudales de petróleo se observó en el modelo de una sola capa que el error osciló entre un 38% a un 44%, mientras que en el modelo estratificado se llega a tener un error máximo promedio de 76% para la concentración de 1500 ppm. El mayor error asociado al modelo estratificado se puede deber al desarrollo del mismo, debido a que es una suma del desempeño de cada una de las capas que comprende el reservorio, por ende, es el resultado promedio de cada una de estas. Sin embargo, este tipo de asunciones permite tomar en cuenta la capacidad de flujo de las capas, lo cual representa en mejor medida la naturaleza del yacimiento.

La concentración de polímero que arrojó los resultados más óptimos en el modelo analítico correspondió a la de 1500 ppm, debido a que presentó el mayor tiempo de ruptura del frente del agua. Adicionalmente, se optó por utilizar la poliacrilamida hidrolizada, HPAM sobre el xanthan debido a que se cuenta con una mayor cantidad de datos de laboratorio para este polímero, reduciendo así, el grado de incertidumbre de la data de entrada. Por otra parte, para determinar la concentración más apropiada a utilizar mediante métodos numéricos, se llevó a cabo el cálculo de la razón de movilidad, puesto que la movilidad tiene influencia sobre la eficiencia de barrido areal y vertical y, por ende, en la eficiencia del fluido inyectado para barrer el petróleo. La tabla 51 muestra las razones de movilidades obtenidas para cada una de las concentraciones de polímero utilizadas.

Tabla 51. Cálculo de la razón de movilidad a cada concentración utilizada en STARS.

Concentración (ppm)	μ_o	μ_w	kro	krw	M_o	M_w	Razón de movilidad
0	145	0,43	0,75	0,1	0,0051724	0,2325581	44,96124
250	145	2,68	0,75	0,1	0,0051724	0,0373134	7,2139303
500	145	5,73	0,75	0,1	0,0051724	0,017452	3,3740547
750	145	11,92	0,75	0,1	0,0051724	0,0083893	1,6219239
1000	145	19,33	0,75	0,1	0,0051724	0,0051733	1,0001724
1500	145	42,6	0,75	0,1	0,0051724	0,0023474	0,453841

Fuente: elaboración propia.

El cálculo de la razón de movilidad se realizó mediante la ecuación 28. Como se explicó previamente en el capítulo 3, el obtener razones de movilidad mayores a 1 es desfavorable para el desplazamiento de la fase no mojante por parte de la fase mojante. Por lo tanto, las concentraciones de 0 (inyección de agua), 250, 500 y 750 ppm no alcanzan las eficiencias esperadas que se lograrían con concentraciones mayores, con las cuales se obtienen razones de movilidad menores o iguales a 1. Basados en este parámetro, la concentración más apropiada sería la de 1500 ppm, puesto que permite un aumento del factor de recobro del 2%, frente a la concentración de 1000 ppm.

7. EVALUACIÓN FINANCIERA

El Campo Castilla, operado por la empresa Ecopetrol S.A se sitúa en la Cuenca de los Llanos Orientales, a 30 Km al sur de la ciudad de Villavicencio en el departamento del Meta, dentro de las jurisdicciones municipales de Acacias, Guamal, Castilla La Nueva y San Martín y a 156 km de la ciudad de Bogotá. El yacimiento perteneciente a este campo fue descubierto en el año 1969 y desde ese entonces ha estado en producción de crudos pesados y extrapesados. Debido al grado de madurez del campo, la compañía se ha visto en la necesidad de implementar nuevos métodos de recobro a fin de mantener niveles de producción económicamente rentables. Este campo es el más importante para la compañía después de Campo Rubiales, por lo que la búsqueda de nuevas técnicas para la extracción de hidrocarburos se hace imperativo.

Actualmente este campo produce crudos entre 9 y 13 °API de densidad, con viscosidades entre 100 y 200 cP, asistido por sistemas de levantamiento artificial e inyección de agua a manera de arreglos irregulares, sin embargo, debido a la naturaleza del crudo producido, se ha evaluado la posibilidad de implementar una inyección de polímeros a fin de mejorar el barrido de petróleo y, por ende, tener tasas de producción mayores.

La inyección de soluciones de polímeros es un método de recuperación mejorada que consiste en adicionar polímeros solubles en agua, antes de que esta sea inyectada en el yacimiento, con el fin de aumentar la viscosidad del agua y de esta manera mejorar la eficiencia de barrido del fluido inyectado, ya que entre más similares sean las viscosidades entre el aceite y el agua, mejor barrido se tendrá. La compañía ya ha llevado a cabo pruebas de laboratorio con ayuda del Instituto Colombiano del Petróleo a fin de evaluar la viabilidad técnica de este proceso, probando una serie de polímeros a varias concentraciones y determinando la mejor concentración. Adicionalmente con los resultados obtenidos en el presente trabajo, se procedió a utilizar la concentración de polímero que arrojó los mejores resultados, la cual fue la correspondiente a 1500 ppm de poliacrilamida (HPAM).

Para realizar la evaluación financiera del proyecto se utilizó la metodología del Valor Presente Neto (VPN) desde el punto de vista de la compañía operadora del campo Ecopetrol S.A. Se utilizó como unidad monetaria de valor corriente, el dólar americano (USD). La tasa de Interés de Oportunidad (TIO) de la compañía utilizada fue del 17 % efectivo anual con un horizonte de tiempo de 5 años dividido en 5 periodos anuales.

7.1 ANÁLISIS DE COSTO DE INVERSIÓN (CAPEX)

CAPEX (*capital expenditures* por sus siglas en inglés), o gastos de capital es la cantidad que se gasta para adquirir o mejorar los activos productivos (tales como edificios, maquinaria, equipos y vehículos) con el fin de aumentar la capacidad o eficiencia de una empresa.

El área piloto, bajo la cual se hicieron los cálculos previos de inyección de agua y de polímero, corresponde a un patrón de 5 pozos normal. En el campo previamente para la implementación de la inyección de agua, se realizó el acondicionamiento de pozos inyectores y productores, por tal motivo el costo del acondicionamiento de dichos pozos no se tiene en cuenta en las inversiones que tiene que hacer la compañía para el desarrollo de la inyección de polímeros. Así mismo, el campo cuenta actualmente con facilidades de producción instaladas para el tratamiento del crudo y agua en superficie, en donde se incluyen tratadores térmicos, tratadores electrostáticos, bombas de transferencia, tanques, entre otros.

Sin embargo, para el desarrollo del proyecto es necesario tratar el polímero y el agua, para lo cual se requiere la instalación adicional de un silo de almacenamiento, de una unidad de mezcla y dilución de polímero y de un tanque de maduración, en la planta de tratamiento de agua. En la tabla 52 se presentan los distintos costos asociados al acondicionamiento de la facilidad.

Tabla 52. Acondicionamiento de las facilidades de inyección.

Equipo	USD
Silo de almacenamiento	96.000.00
Unidad de mezcla y de dilución de polímero	165.000.00
Tanque de almacenamiento	175.000.00
Total	436.000.00

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

Previo a la inyección, es necesario un correcto tratamiento del agua, donde el volumen poroso a inyectar a un tiempo de 5 años corresponde a 6'865.563 Bbl, según el modelo predictivo. En el caso de que solo se contemple una inyección de agua el costo asociado al tratamiento se observa en la tabla 53.

Tabla 53. Costo de tratamiento del agua.

Fluido	Tratamiento (USD/Bbl)	Volumen (Bbl)	USD
Agua	0,3	6'865.563	2'059.668,90

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

Teniendo en cuenta que el polímero a utilizar corresponde a HPAM, con una concentración de 1500 ppm, se procede a calcular las libras necesarias de polímero que se deben adicionar al volumen de agua, por lo que se realiza el siguiente cálculo.

$$1500 \text{ ppm} \times \frac{8,3454 \times 10^{-6} \text{ lb/gal}}{1 \text{ ppm}} \times \frac{42 \text{ gal}}{1 \text{ Bbl}} \times 6865563 \text{ Bbl} = 3'609.639,8 \text{ lb}$$

Se necesitan 3'609.640 lb del polímero HPAM, para el desarrollo del proyecto. La tabla 54 muestra el costo del polímero por libra y el costo total asociado a este.

Tabla 54. Costo de polímero.

Fluido	Costo (USD/lb)	Polímero (lb)	USD
HPAM	0,816	3'609.640	2'945.466,06

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

Una vez realizada la compra del volumen del polímero correspondiente, es necesario hacer un tratamiento tanto del polímero como del agua a inyectar; el costo de dicho tratamiento es presentado en la tabla 55.

Tabla 55. Costo de tratamiento de polímero y agua.

Fluido	Tratamiento (USD/Bbl)	Volumen (Bbl)	USD
Solución polímero	0,3087	6'865.563	2'119.399.30

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

En la Tabla 56, se muestra el CAPEX o el costo de inversión total en dólares.

Tabla 56. Costo de inversión total.

Acondicionamiento de facilidades de inyección	Costo del polímero	Costo de tratamiento	Total
436.000.00	2'945.466,06	2'119.399.30	5'064.865,36

Fuente: elaboración propia.

7.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

El OPEX, del inglés *Operating Expenses*, es un costo continuo para el funcionamiento de un producto, negocio o sistema. Estos gastos pueden darse por el mantenimiento de los equipos y la maquinaria, consumos y/o alquileres.

Los costos están reflejados en el *lifting cost* del campo, el cual agrupa todos los costos referidos a suministros, transporte, producción, talento humano, mantenimiento, procesamiento, entre otros.

El *lifting cost* para el Campo Castilla, según Ecopetrol, tiene un valor de 6,6 USD/Bbl. Se determina los costos de operación, con base a la producción estimada para cada año, como se muestra en la tabla 57.

Tabla 57. Análisis de costos de operación del campo.

Periodo (Anual)	Producción diaria (Bbl)	Producción Anual (Bbl)	Lifting Cost (USD/Bbl)	USD
1	3495	1'275.675	6,6	8'419.455
2	3495	1'275.675	6,6	8'419.455
3	3495	1'275.675	6,6	8'419.455
4	2115	771.975	6,6	5'095.035
5	1407	513.555	6,6	3'389.463

Fuente: elaboración propia.

7.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

El análisis de ingresos se encuentra asociado a la producción de petróleo, por medio de la recuperación terciaria, que en este caso corresponde a inyección de polímeros. Para el cálculo de los ingresos se hace una proyección a cinco años donde se toma en cuenta el precio de venta del barril de crudo, el cual se referencia con respecto al petróleo Brent, las regalías y la producción asociada.

En la tabla 58, se observa se observa la proyección del precio de referencia del Brent, hasta el año 2022.

Tabla 58. Precios de referencia del crudo marcador Brent.

Año	Precio Bajo (USD/Bbl)	Precio Central (USD/Bbl)	Precio Alto (USD/Bbl)
2018	32	53	68
2019	34	55	73
2020	36	57	77
2021	38	59	81
2022	40	62	86

Fuente: Departamento de Energía y Cambio Climático de Reino Unido. DECC.

Sobre estos precios de referencia, se genera una penalidad de 11 USD/Bbl, dato suministrado por Ecopetrol, debido a la gravedad API que se tiene, la cual es muy baja y su alta viscosidad, obteniendo la nueva tabla de precios (ver tabla 59), trabajando con un precio central. Ecopetrol también asume un precio Brent entre 50 y 55 USD/Bbl, en donde descontando a su vez la penalidad, se puede obtener la tabla 60.

Tabla 59. Precios corregidos de venta del crudo.

Año	Precio Central (US/Bbl)	Penalidad (US/Bbl)	Precio final (US/Bbl)
2018	53	11	42
2019	55	11	44
2020	57	11	46
2021	59	11	48
2022	62	11	51

Fuente: elaboración propia.

Tabla 60. Precios corregidos de venta del crudo #2.

Precio sugerido ECP	Penalidad (US/Bbl)	Precio final (US/Bbl)
50	11	39
55	11	44

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

Con el fin de realizar el cálculo neto de los ingresos del proyecto, se debe tener en cuenta el porcentaje correspondiente a las regalías. Según la ley 756 del 2002,

Art.16 el porcentaje de regalías por la explotación de hidrocarburos de propiedad nacional se puede calcular por la tabla 61.

Tabla 61. Porcentaje de regalías según la Ley 756 de 2002.

Producción diaria promedio mes	Porcentaje
Producción igual o menor a 5 KBPD	8%
Producción mayor a 5 KBPD o igual a 125 KBPD	X%
Producción mayor a 125 KBPD o inferior o igual a 400 KBPD	20%
Producción mayor a 400 KBPD o inferior o igual a 600 KBPD	Y%
Producción mayor a 600 KBPD	25%

Fuente: COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPUBLICA. Ley 756. 23, Julio, 2002. Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial 44878. Julio 25 de 2002.

La producción promedio del Campo es de 114170 BPD, por lo que el porcentaje de regalías a pagar está en función de la ecuación 193.

Ecuación 193. Cálculo de Regalías.

$$X\% = 8 + (Produccion (KBPD) - 5 KBPD) \times 0,1$$

Fuente: COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPUBLICA. Ley 756. 23, Julio, 2002. Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial 44878. Julio 25 de 2002.

El cálculo 1 muestra la obtención de las regalías correspondientes para el Campo Castilla.

Cálculo 1. Cálculo de las regalías para el Campo Castilla.

$$X\% = 8 + \left(\frac{114170}{1000} - 5 \right) \times 0,1 = 18,917\%$$

Por medio de la ecuación 193, se obtiene que el porcentaje de regalías que debe cancelar el campo corresponde a 18,917%. Con este porcentaje es posible realizar la liquidación de las regalías.

Tabla 62. Porcentaje de regalías según la Ley 756 de 2002 (producción neta).

Periodo (Anual)	Producción Bruta (Bbl)	Producción promedio día (BPD)	Regalías (18,917%)	Producción neta (Bbl)
1	1'275.675	3495	241.102,58	1'034.572
2	1'275.675	3495	241.102,58	1'034.572
3	1'275.675	3495	241.102,58	1'034.572
4	771.975	2115	145.903,28	626.072
5	513.555	1407	97.061,90	419.493

Fuente: elaboración propia.

Teniendo en cuenta el valor de venta del barril, se obtienen los ingresos netos tomando como base diferentes escenarios del precio de venta, con el valor de las predicciones de precio central del departamento de energía del Reino Unido (Tabla 63), y con los valores sugeridos por Ecopetrol (Tabla 64 y Tabla 65).

Tabla 63. Ingresos netos, Precio central.

Periodo (Anual)	Producción neta (Bbl)	Precio de venta (USD/Bbl)	Ingresos (USD)
1	1'034.572	42	43'452.024
2	1'034.572	44	45'521.168
3	1'034.572	46	47'590.312
4	626.072	48	30'051.456
5	419.493	51	21'394.143

Fuente: elaboración propia.

Tabla 64. Ingresos netos, Valor Sugerido de 50 USD/Bbl.

Periodo (Anual)	Producción neta (Bbl)	Precio de venta (USD/Bbl)	Ingresos (USD)
1	1'034.572	39	40'348.308
2	1'034.572	39	40'348.308
3	1'034.572	39	40'348.308
4	626.072	39	24'416.808
5	419.493	39	16'360.227

Fuente: elaboración propia.

Tabla 65. Ingresos netos, Valor Sugerido de 55 USD/Bbl.

Periodo (Anual)	Producción neta (Bbl)	Precio de venta (USD/Bbl)	Ingresos (USD)
1	1'034.572	44	45'521.168
2	1'034.572	44	45'521.168
3	1'034.572	44	45'521.168
4	626.072	44	27'547.168
5	419.493	44	18'457.692

Fuente: elaboración propia.

7.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Con la finalidad de facilitar la decisión desde el punto de vista financiero sobre la realización o no de un proyecto, se utilizará el indicador Valor Presente Neto (VPN).

7.4.1 Valor Presente Neto (VPN). El Valor Presente Neto (VPN), es uno de los métodos más conocidos en la evaluación de proyectos de inversión debido a que permite determinar la viabilidad de la realización de un proyecto. Al usar el VPN se debe tener en cuenta que los ingresos se toman con signo positivo y en la línea del tiempo estarán ubicados en la parte superior, mientras que los egresos se tomarán con signo negativo y estarán ubicados hacia abajo en la línea del tiempo.

Si el VPN es mayor a cero significa que el valor de la empresa tendrá un incremento igual al monto del Valor Presente Neto. Si el VPN es menor a cero, la empresa tendrá pérdidas equivalentes al valor arrojado por el VPN, y, si el VPN es cero, los ingresos serán iguales a los egresos y financieramente le será indiferente a la compañía.

Desde el punto de vista matemático, el VPN es la sumatoria de los flujos de caja equivalentes a su valor actual, tal como muestra la ecuación 194.

Ecuación 194. Cálculo del Valor Presente Neto.

$$VPN = \sum F_n(1+i)^{-n} = F_0 + F_1(1+i)^{-1} + F_2(1+i)^{-2} + \dots F_n(1+i)^{-n}$$

Fuente: BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá D.C. Fondo Educativo Panamericano. 1996, p.197

Donde i , es la tasa de descuento, TIO.

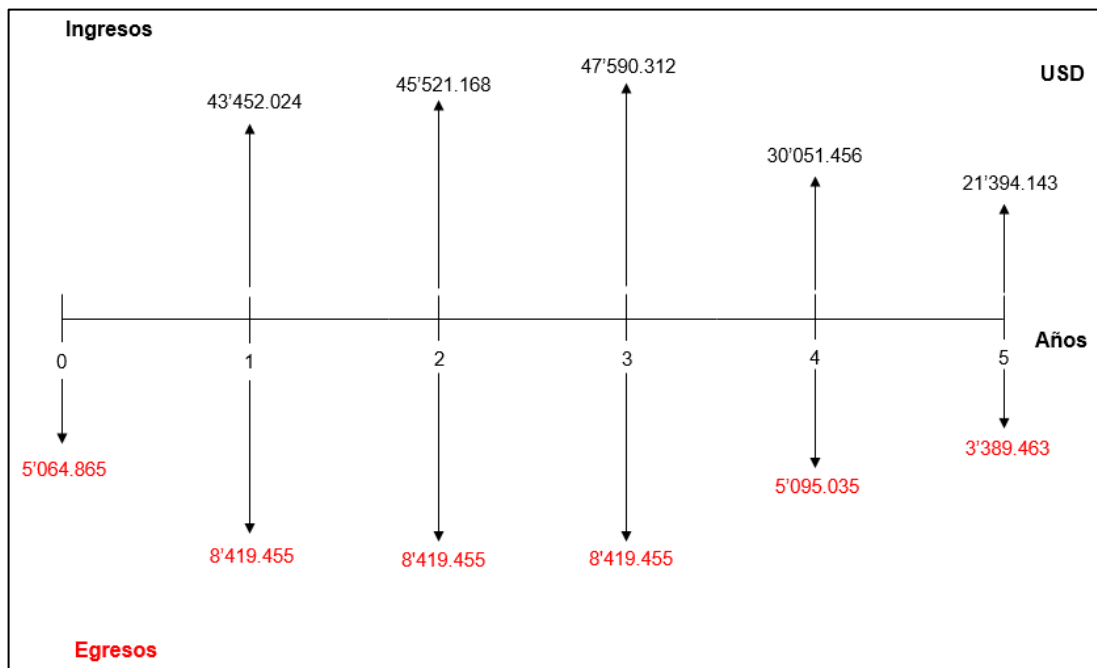
7.4.2 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO). La tasa de interés de oportunidad (TIO), es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica, con el objeto de realizar un proyecto. En este caso la tasa fue establecida en 17% E.A.

7.4.3 Flujo de Caja. Los flujos de caja son graficas que facilitan la comprensión de los ingresos y egresos que se tiene en un proyecto. Tienen una convención específica que consta de una línea horizontal de representa el tiempo, de esta salen unas flechas, unas hacia arriba y otras hacia abajo, que representan los ingresos y egresos respectivamente.

Los flujos de caja y los flujos de caja neto se presentan a continuación para cada uno de los precios de venta evaluados.

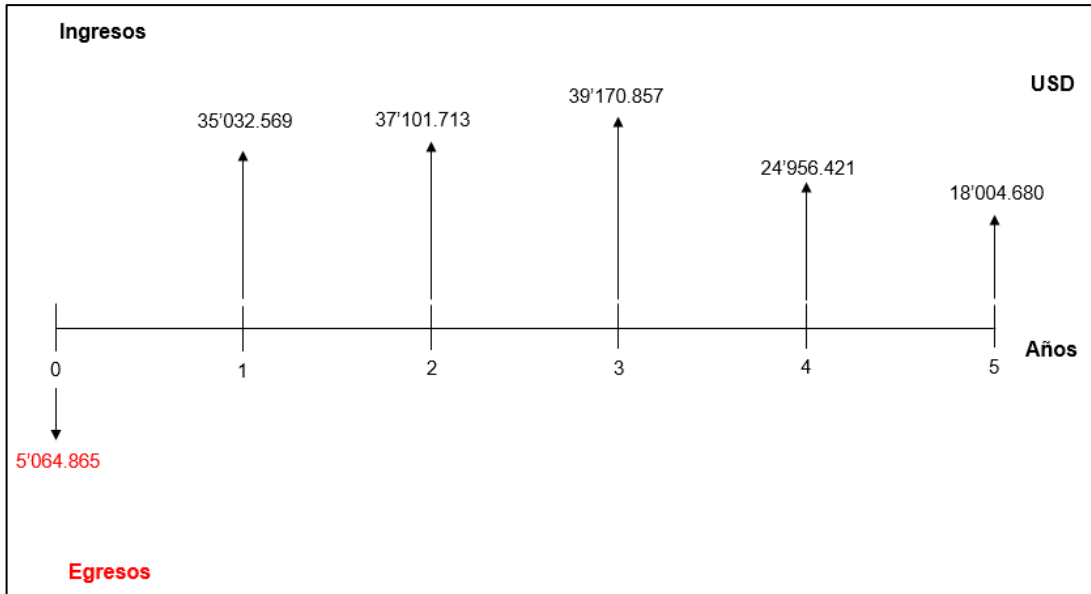
Los flujos de caja para el precio central se muestran en las gráficas 88 y 89.

Gráfica 88. Flujo de caja (Precio central).



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 89. Flujo de caja neto (Precio central).



Fuente: elaboración propia.

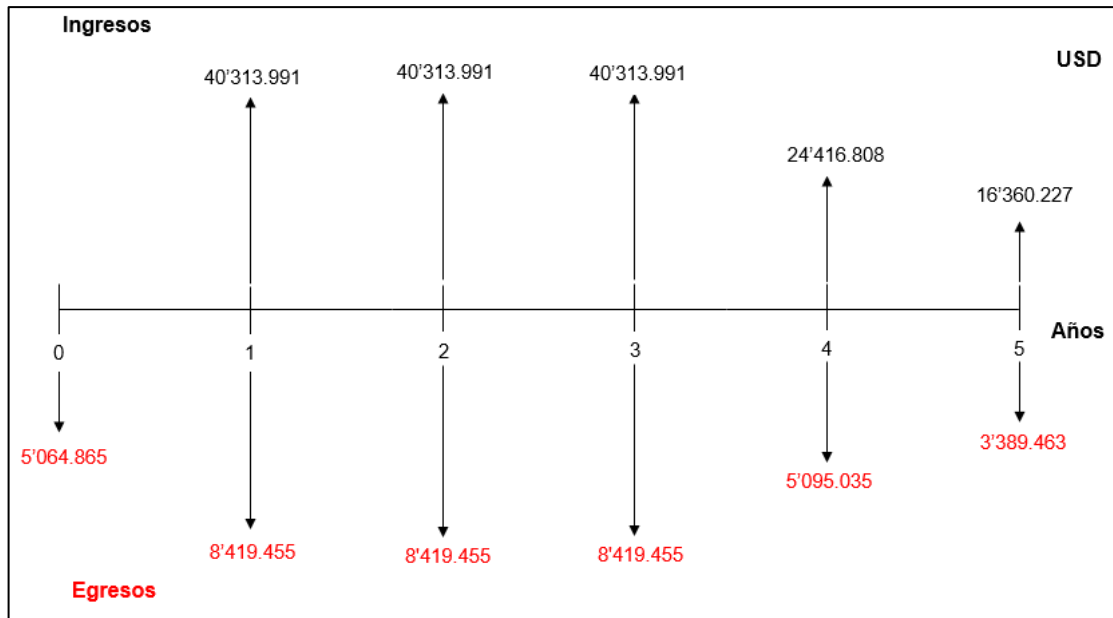
Por medio de la ecuación 194, se realiza el cálculo del valor presente neto para el precio central, el cual se encuentra representado en el cálculo 2. A partir de este se obtiene un valor positivo de 97'968.065 USD, que corresponde a un caso económicamente viable para la compañía, debido a que es mayor que cero.

Cálculo 2. Valor Presente Neto en el caso de precio central del crudo Brent.

$$VPN_{(0,17)} = -5'064.865 + \frac{35'032.569}{(1+0,17)} + \frac{37'101.713}{(1+0,17)^2} + \frac{39'170.857}{(1+0,17)^3} + \frac{24'956.421}{(1+0,17)^4} + \frac{18'004.680}{(1+0,17)^5} = 97'968.065$$

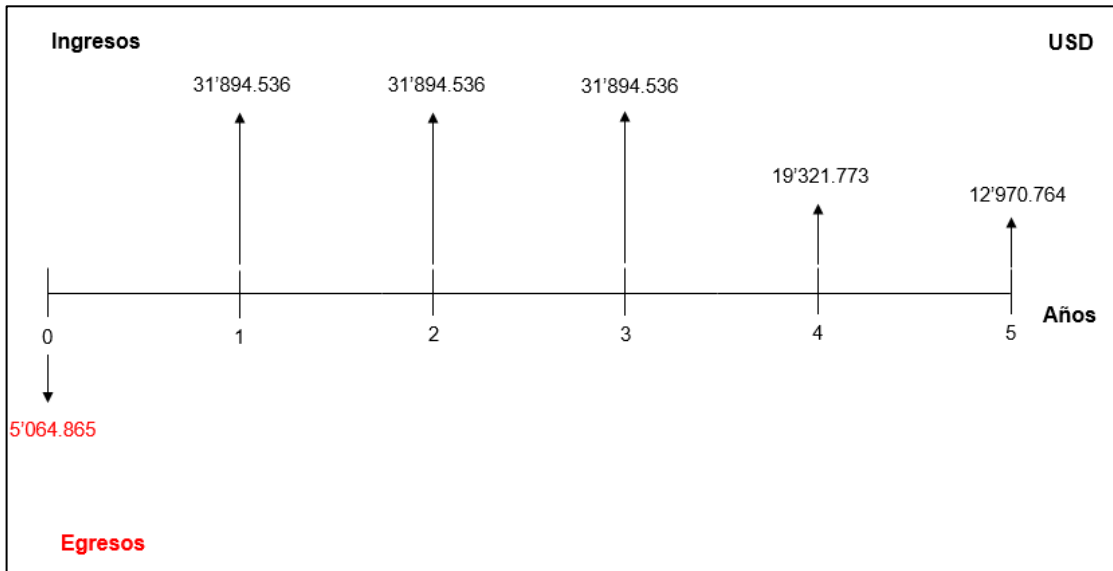
Los flujos de caja para el precio sugerido por Ecopetrol de 50 USD/Bbl se muestran en las gráficas 90 y 91.

Gráfica 90. Flujo de caja (Valor sugerido por Ecopetrol de 50 USD/Bbl).



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 91. Flujo de caja neto (Valor sugerido por Ecopetrol de 50 USD/Bbl).



Fuente: elaboración propia.

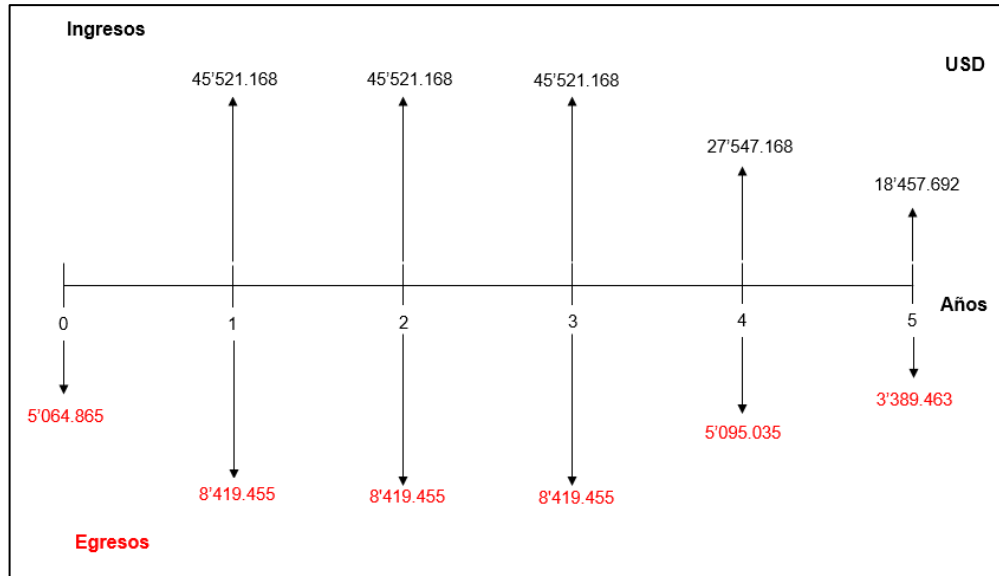
En el cálculo 3, se presenta el VPN para el valor sugerido por Ecopetrol de 50 USD/Bbl, donde se obtuvo el valor de 81'635.996 USD, siendo también un caso económicamente viable.

Cálculo 3. Valor Presente Neto en el caso de precio sugerido de venta de 50 USD/Bbl.

$$VPN_{(0,17)} = -5'064.865 + \frac{31'894.536}{(1+0,17)} + \frac{31'894.536}{(1+0,17)^2} + \frac{31'894.536}{(1+0,17)^3} + \frac{19'321.773}{(1+0,17)^4} + \frac{12'970.764}{(1+0,17)^5} = 81'635.996$$

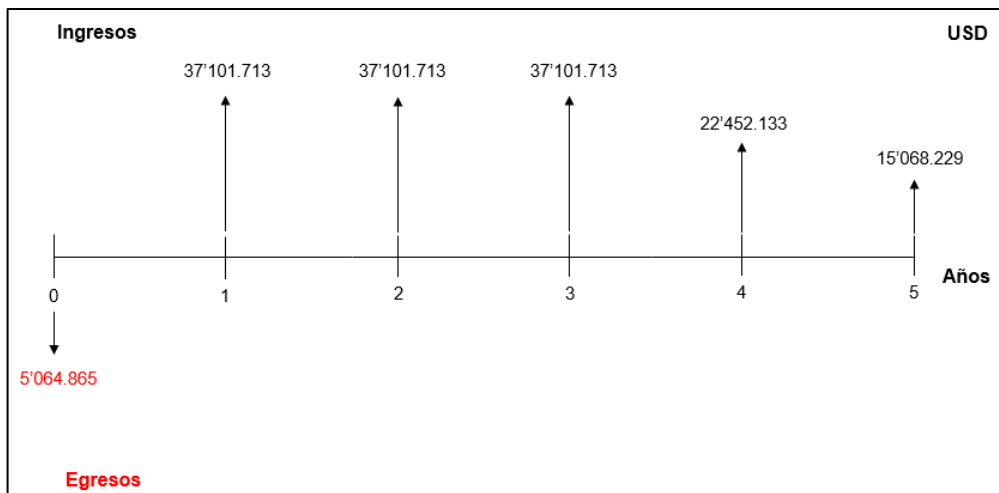
Los flujos de caja para el precio sugerido por Ecopetrol de 55 USD/Bbl se muestran en las gráficas 92 y 93.

Gráfica 92. Flujo de caja (Valor sugerido por Ecopetrol de 55 USD/Bbl).



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 93. Flujo de caja neto (Valor sugerido por Ecopetrol de 55 USD/Bbl).



Fuente: elaboración propia.

Finalmente se llevó a cabo el cálculo 4, tomando el valor sugerido por Ecopetrol de 55 USD/Bbl, obteniendo el valor económicamente viable de 95'768.890 USD.

Cálculo 4. Valor Presente Neto en el caso de precio sugerido de venta de 55 USD/Bbl.

$$VPN_{(0.17)} = -5'064.865 + \frac{37'101.713}{(1+0,17)} + \frac{37'101.713}{(1+0,17)^2} + \frac{37'101.713}{(1+0,17)^3} + \frac{22'452.133}{(1+0,17)^4} + \frac{15'068.229}{(1+0,17)^5} = 95'768.890$$

7.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, la implementación de un recobro mejorado mediante la inyección de polímeros en el Campo Castilla, es viable para la empresa Ecopetrol S.A., para cada uno de los escenarios planteados que corresponden al precio central (Brent), y los valores sugeridos por Ecopetrol de 50 y 55 USD/Bbl, puesto que el valor presente neto en todos los casos fue positivo. A pesar de esto, es posible determinar que el mejor escenario corresponde al valor de precio central del Brent, pues arroja una ganancia de 2'199.175 USD, frente al obtenido en el precio sugerido de 55 USD/Bbl y 16'332.069 USD, frente al valor referenciado de 50 USD, dando la oportunidad que la compañía no solo tenga ganancias, sino que las maximice.

8. CONCLUSIONES

- Por medio del modelo analítico desarrollado y de la simulación numérica se determinó técnicamente que la inyección de polímeros como método de recobro mejorado es una alternativa efectiva en el Campo Castilla, puesto que bajo los escenarios propuestos que corresponden a las diferentes concentraciones de polímero a utilizar, se obtuvo un aumento en el factor de recobro de petróleo.
- Se determinó por medio del modelo analítico que la concentración más óptima para trabajar en Campo Castilla, tanto para el HPAM, como para el Xanthan es de 1500 ppm, teniendo tasas de producción de petróleo para el modelo de una sola capa después de 1457 días de iniciada la inyección de 611 BOPD para los dos polímeros. A su vez, esta concentración genera los tiempos de ruptura alejados, siendo de 738 días para el HPAM y de 752 días para el Xanthan.
- Tanto en el modelo analítico de una sola capa, como en el estratificado, se puede observar un aumento en el factor de recobro. Para el caso del modelo de una sola capa se obtienen factores de recobro de 31,58% al utilizar una concentración de polímero de 500 ppm, y este llega a alcanzar el valor de 39,28% al utilizar la concentración seleccionada de 1500 ppm. Si bien se genera un aumento en el factor de recobro, en el caso del modelo estratificado se da en menor medida, siendo para la concentración de 1500 ppm de 26,63%.
- Por medio de la simulación numérica, se observó que el utilizar concentraciones de polímero de más de 1000 ppm, aumenta considerablemente el factor de recobro de petróleo, llegando a alcanzar valores mayores al 20%, frente al 15% que se logra al utilizar la concentración más baja de polímero, que corresponde a 250 ppm.
- La inyección de polímeros genera tiempos de ruptura más alejados a los obtenidos por medio de la inyección de agua. Este fenómeno se puede observar claramente incluso al utilizar bajas concentraciones de polímero, en donde la ruptura para una concentración de 250 ppm se obtiene 475 días después de la obtenida en la inyección neta de agua.
- Con el fin de determinar cuál es la concentración de polímero más óptima a utilizar en la simulación numérica, se llevó a cabo un cálculo de la razón de movilidad, teniendo en cuenta que entre más bajo sea este valor mejor eficiencia de barrido existe en el reservorio. Las razones de movilidad menores se obtuvieron para las concentraciones de 1000 ppm y 1500 ppm, siendo de 1,0001724 y de 0,4538341 respectivamente.
- Cuando no se cuenta con suficiente información de entrada o con modelos numéricos para la predicción del comportamiento de una inyección de polímeros,

los modelos analíticos constituyen una herramienta útil y rápida para el desarrollo de las predicciones debido a que requieren una baja cantidad de datos de entrada con respecto a la data requerida para un simulador numérico.

- Se pudo evidenciar que los resultados obtenidos por el modelo analítico de una sola capa y numérico en la inyección de agua presentaron la misma tendencia y valores muy similares en materia de caudales de agua, petróleo, tiempos de ruptura del frente, entre otros. Para el caso de los caudales de petróleo calculados por los dos métodos se obtuvo un error promedio asociado de 17,85 % y un error máximo de 28%. Para el caso del caudal de agua producida se tiene un error máximo de 3,6%. Sin embargo, se puede observar que en la comparación con el modelo estratificado este error alcanza un valor máximo de casi 30%.
- En el caso de la inyección de polímeros se observó que, si bien los resultados obtenidos por ambas metodologías presentan tendencias similares, no se alcanzó el grado de cercanía esperado entre los datos. Se analizó que a medida que aumenta la concentración del polímero, aumenta el grado de disparidad de los datos de salida entre ambas metodologías debido a que no es posible tener en cuenta factores tales como la adsorción del polímero, volumen poroso inaccesible y la heterogeneidad de las capas del yacimiento para el modelamiento analítico, lo que tiende a sobrestimar la producción de agua y petróleo.
- Las limitaciones del modelo analítico para la inyección de polímeros generan porcentajes de errores mayores que en el caso de la inyección de agua, en donde para las tasas de producción de petróleo se alcanza un porcentaje de error mayor al 30%. En el caso de las tasas de producción de agua se evidencia un menor error asociado, llegando a tener valores máximos de 50% y de 30%, para las concentraciones de 500 ppm y 1000 ppm.
- La compresibilidad demostró ser un factor que afecta en gran medida los resultados obtenidos entre el modelo analítico y numérico, tanto en inyección de agua como en inyección de polímeros. Al no tenerse en cuenta esta propiedad durante la modelación analítica, se puede incurrir variaciones en los resultados obtenidos de los caudales de aceite y agua obtenidos y del tiempo de ruptura frente al modelo numérico.
- La recuperación de petróleo fue mayor conforme se aumentaba la concentración de polímeros en el agua inyectada debido a que este cambio en la viscosidad del fluido inyectado genera una reducción en la razón de movilidad entre la fase mojante y no mojante. Para el caso del HPAM, se tiene un aumento en el N_p de casi el doble de barriles al utilizar una concentración de 500 ppm frente a la

inyección de agua, a los 1430 días de iniciada la inyección, llegando a alcanzar el valor de casi 5'000.000 Bbls al utilizar la concentración de 1500 ppm.

- Se optó por seleccionar la poliacrilamida parcialmente hidrolizada HPAM debido a que los estudios de screening y pruebas de laboratorio se enfocaron en este tipo de polímero, por lo que la información de este tiene menor grado de incertidumbre y, por ende, garantiza resultados as cercanos a la realidad.
- En términos financieros, la implementación de un recobro mejorado mediante la inyección de polímeros en el Campo Castilla, es viable para la empresa Ecopetrol S.A. El mejor caso correspondió al escenario de venta de crudo precio central, el cual dio como resultado el mayor VPN (97'968.065 USD) comparado con los casos de venta de crudo a 50 USD/Bbl (VPN= 81'635.996 USD) y a 55 USD/Bbl (VPN= 95'768.890 USD).

9. RECOMENDACIONES

- Realizar pruebas de laboratorio para la obtención de parámetros tales como el factor de resistencia, factor de resistencia residual, volumen poroso inaccesible, adsorción, entre otros, mediante el uso de otros equipos o tecnologías a fin de corroborar los resultados obtenidos por el Instituto Colombiano del Petróleo.
- Realizar más estudios al polímero xanthan a fin de verificar si este es aplicable para el campo de estudio.
- Realizar predicciones del desempeño de una inyección de polímeros mediante el uso de un modelo completo del campo o un sector del mismo a fin de verificar los resultados de este estudio.
- Utilizar otro modelo analítico para inyección de polímeros que sea compatible con el campo de estudio y tenga en cuenta aspectos tales como la heterogeneidad del reservorio, la cual es significativamente alta para Campo Castilla, a fin de comparar los resultados obtenidos entre los métodos.
- Realizar predicciones numéricas probando otro tipo de arreglos de inyección, ya sea utilizando el mismo patrón, pero de manera invertida o simplemente otro patrón.
- Evaluar la posibilidad de aplicar otros métodos de recobro químico tales como la inyección de surfactantes, álcali, solventes o mezclas de estos para el campo de estudio.
- Evaluar la posibilidad de la implementación de otros tipos de métodos de recobro mejorado EOR tales como métodos térmicos.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Estudio integrado- crudos pesados. 2009. 50 p.

_____. Cuenca Llanos Orientales, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Bogotá.2012. 209 p.

_____. Ronda 2010 Llanos Orientales. Colombia. 2010. 1 p.

AHMED, Tarek. Reservoir engineering Handbook. 3rd ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. 1376 p. ISBN 9780750679725.

ALONSO RODRÍGUEZ, Francisco Javier. Propiedades Físicas: densidad y porosidad [en línea]. [Citado Diciembre, 2017]. Disponible en Internet: https://www.researchgate.net/publication/237009661_PROPIEDADES_FISICAS_DENSIDAD_Y_POROSIDAD.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. 1era ed. Dallas. Energy API. 2014. 792 p.

ANGARITA BUITRAGO, Natalia. BUITRAGO PEÑA, Solangie. Desarrollo de un Modelo Predictivo para Inyección de Químicos Surfactantes-Polímeros Convencional. Bogotá D.C. 2016. 518p. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos.

[Anónimo] Estratificación y estructuras [En línea]. Disponible en Internet: <http://www.geovirtual2.cl/geologiageneral/ggcap05b-3.htm>

BACA CURREO, Guillermo. Ingeniería económica, 8 ed. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2007.

BONDOR, P. L.; HIRASAKI, G. J. y THAM, M. J. Mathematical simulation of polymer flooding in complex reservoirs. En: Society of Petroleum Engineers Journal. Octubre de 1972. vol. 12, no. SPE-3524-PA, p. 369-382.

CHAPRA, Steven C., *et al.* Métodos numéricos para ingenieros. 5a ed. México: McGraw-Hill, 2007. 977 p.

Computer Modelling Group, STARS Thermal & Advanced Processes Simulator [En línea]. {citado 19 mayo de 2018}. Disponible en internet: <https://www.cmgl.ca/stars>
Computer Modelling Group, About CMG [En línea]. [citado 19 mayo de 2018]. Disponible en internet: <https://www.cmgl.ca/about-cmg>

DAKE, Laurence Patrick. The practice of reservoir engineering. Ed. Elsevier, 2001. 570 p.

Department of Energy of the United States of America y Ministry of Energy and Mines of the Republic of Venezuela. Chemical flood predictive model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-5. 1986. 370 p.

Department of Energy of the United States of America y Ministry of Energy and Mines of the Republic of Venezuela. Polymer predictive model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. 394 p.

DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico Internacional. Capítulo Colombia. Vol. 5. Fascículo 4b. 1974, 625 p.

DUARTE DÍAZ, Paula. PRADA FONSECA, María. Propuesta de una metodología de análisis causa raíz para el diagnóstico de las causas de los problemas durante la perforación del pozo A en el Campo Castilla. Bogotá D.C. 2016. 143p. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos.

ECOPETROL S.A. Carta Petrolera noviembre 2003 – enero 2004. Edición 107 [en línea] [citado, diciembre, 2017] Disponible en Internet: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm

_____. Campo de producción Castilla alcanzó nuevo récord de producción. [en línea] [citado, diciembre, 2017] Disponible en Internet: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestravempresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/campo-produccion-Castilla-alcanzo-nuevo-record-produccion>

_____. Informe del modelo estático del Campo Castilla. 2015.

_____. Waterflooding Fundamentals. 2008. 26 p.

ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Neiva, Huila, Colombia: Universidad Surcolombiana, 2008. 218 p.

GEERTSMA, J. (1973). Land Subsidence Above Compacting Reservoirs. JPT, P.734-744

HIRASAKI, G. J. y POPE, G. A. Analysis of factors influencing mobility and adsorption in the flow of polymer solution through porous media. En: Society of Petroleum Engineers Journal. Agosto de 1974.vol. 14, no. SPE-4026-PA, p. 337-346.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: en instituto 2008. p.1.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5313. Bogotá; el instituto, 2008, p.12.

_____. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá; el instituto, 1998, p.12.

JULIVERT, M. Léxico estratigráfica. Capitulo Colombia. 1968. Vol.5, Fascículo 4a. 460 p.

MARTINEZ C., Manuel O. Elaboración de un algoritmo para generar mapas de heterogeneidad a partir de datos petrofísicos de un yacimiento. Trabajo de grado Ingeniero Geofísico. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela, 2013. 102 p.

NATIONAL PETROLEUM COUNCIL. About NPC. [en línea]. [Citado julio 2018]. Disponible en internet: <https://www.npc.org/>

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S. A., 2001. 400 p. ISBN 9802967920.

_____. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A., 2009. 561 p. ISBN 9789801230489.

PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California regional meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. no. SPE-10733, p. 1-20.

ROBAYO PERDOMO, Juan Sebastián. RODRIGUEZ PEÑA, Lina Paola. Evaluación Técnico-Financiera de las operaciones de perforación para la disminución de los tiempos no productivos durante los viajes en los pozos seleccionados del campo Castilla. Bogotá D.C. 2016. 36p. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos). Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos.

R.S., JONES JR, et al. A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE enhanced oil recovery symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. no. SPE/DOE-12653, p. 1-14.

SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol 9. diciembre 2011, 186 p.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [en línea]. [Citado diciembre 2017]. Disponible en internet: <http://www.glossary.oilfield.slb.com>

SORBIE, Kenneth S. Polymer-improved oil recovery. United States of America: Springer Science & Business Media, 1991. 359 p.

TABER JJ. MARTIN, F.D and SERIGHT, R.S.EOR criteria revisited Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects. SPE Reservoir engineering. 1997. 10 p.

TIAB, D. & DONALDSON, E. (2004). Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2^a ed. Vermont (USA). Elsevier. 312 p.

ANEXOS

ANEXO A

VALORES DE Q_i/Q_{IBT} PARA VARIOS VALORES DE EFICIENCIA DE BARRIDO
AREAL A LA RUPTURA E_{ABT} (CRAIG, 1971)

Tabla A1. Valores de Q_i/Q_{ibt} para valores de Eficiencia de Barrido Areal a la ruptura E_{ABT} entre 50% y 59%.

EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL A LA RUPTURA (E_{ABT})										
W_i/W_{iBT}	50.	51.	52.	53.	54.	55.	56.	57.	58.	59.
1.0	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
1.2	1.190	1.191	1.191	1.191	1.191	1.191	1.191	1.191	1.192	1.192
1.4	1.365	1.366	1.366	1.367	1.368	1.368	1.369	1.369	1.370	1.370
1.6	1.529	1.530	1.531	1.532	1.533	1.535	1.536	1.536	1.537	1.538
1.8	1.684	1.686	1.688	1.689	1.691	1.693	1.694	1.696	1.697	1.699
2.0	1.832	1.834	1.837	1.839	1.842	1.844	1.846	1.849	1.851	1.853
2.2	1.974	1.977	1.981	1.984	1.987	1.990	1.993	1.996	1.999	2.001
2.4	2.111	2.115	2.119	2.124	2.127	2.131	2.135	2.139	2.142	2.146
2.6	2.244	2.249	2.254	2.259	2.264	2.268	2.273	2.277	2.282	2.286
2.8	2.373	2.379	2.385	2.391	2.397	2.402	2.407	2.413	2.418	2.422
3.0	2.500	2.507	2.513	2.520	2.526	2.533	2.539	2.545	2.551	2.556
3.2	2.623	2.631	2.639	2.646	2.653	2.660	2.667	2.674	2.681	2.687
3.4	2.744	2.752	2.761	2.770	2.778	2.786	2.793	2.801	2.808	2.816
3.6	2.862	2.872	2.881	2.891	2.900	2.909	2.917	2.926	2.934	2.942
3.8	2.978	2.989	3.000	3.010	3.020	3.030	3.039	3.048	3.057	3.066
4.0	3.093	3.105	3.116	3.127	3.138	3.149	3.159	3.169	3.179	3.189
4.2	3.205	3.218	3.231	3.243	3.254	3.266	3.277	3.288	3.299	3.309
4.4	3.316	3.330	3.343	3.357	3.369	3.382	3.394	3.406	3.417	3.428
4.6	3.426	3.441	3.455	3.469	3.483	3.496	3.509	3.521	3.534	3.546
4.8	3.534	3.550	3.565	3.580	3.594	3.609	3.622	3.636	3.649	
5.0	3.641	3.657	3.674	3.689	3.705	3.720	3.735			
5.2	3.746	3.764	3.781	3.798	3.814	3.830				
5.4	3.851	3.869	3.887	3.905	3.922					
5.6	3.954	3.973	3.993	4.011						
5.8	4.056	4.077	4.097							
6.0	4.157	4.179								
6.2	4.257									
Valores de W_i/W_{iBT} en donde $E_A=100\%$										
	6.164	5.944	5.732	5.527	5.330	5.139	4.956	4.779	4.608	4.443

Fuente: AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company. 2000, p 941-942. Modificado por los autores.

Tabla A2. Valores de Q_i/Q_{ibt} para valores de Eficiencia de Barrido Areal a la ruptura E_{ABT} entre 60% y 69%.

EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL A LA RUPTURA (E_{ABT})										
W_i/W_{iBT}	60.	61.	62.	63.	64.	65.	66.	67.	68.	69.
1.0	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
1.2	1.192	1.192	1.192	1.192	1.192	1.192	1.193	1.193	1.193	1.193
1.4	1.371	1.371	1.371	1.372	1.372	1.373	1.373	1.373	1.374	1.374
1.6	1.539	1.540	1.541	1.542	1.543	1.543	1.544	1.545	1.546	1.546
1.8	1.700	1.702	1.703	1.704	1.706	1.707	1.708	1.709	1.710	1.711
2.0	1.855	1.857	1.859	1.861	1.862	1.864	1.866	1.868	1.869	1.871
2.2	2.004	2.007	2.009	2.012	2.014	2.016	2.019	2.021	2.023	2.025
2.4	2.149	2.152	2.155	2.158	2.161	2.164	2.167	2.170	2.173	2.175
2.6	2.290	2.294	2.298	2.301	2.305	2.308	2.312	2.315	2.319	2.322
2.8	2.427	2.432	2.436	2.441	2.445	2.449	2.453	2.457	2.461	2.465
3.0	2.562	2.567	2.572	2.577	2.582	2.587	2.592	2.597	2.601	2.606
3.2	2.693	2.700	2.705	2.711	2.717	2.723	2.728	2.733	2.738	2.744
3.4	2.823	2.830	2.836	2.843	2.849	2.855	2.862	2.867	2.873	
3.6	2.950	2.957	2.965	2.972	2.979	2.986	2.993			
3.8	3.075	3.083	3.091	3.099	3.107					
4.0	3.198	3.207	3.216	3.225						
4.2	3.319	3.329								
4.4	3.439									
Valores de W_i/W_{iBT} en donde $E_A= 100\%$										
	4.235	4.132	3.984	3.842	3.704	3.572	3.444	3.321	3.203	3.088

Fuente: AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company. 2000, p 942-943. Modificado por los autores.

Tabla A3. Valores de Q_i/Q_{ibt} para valores de Eficiencia de Barrido Areal a la ruptura E_{ABT} entre 70% y 79%.

EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL A LA RUPTURA (E_{ABT})										
W_i/W_{iBT}	70.	71.	72.	73.	74.	75.	76.	77.	78.	79.
1.0	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
1.2	1.193	1.193	1.193	1.193	1.193	1.193	1.193	1.194	1.194	1.194
1.4	1.374	1.375	1.375	1.375	1.376	1.376	1.376	1.377	1.377	1.377
1.6	1.547	1.548	1.548	1.549	1.550	1.550	1.551	1.551	1.552	1.552
1.8	1.713	1.714	1.715	1.716	1.717	1.718	1.719	1.720	1.720	1.721
2.0	1.872	1.874	1.875	1.877	1.878	1.880	1.881	1.882	1.884	1.885
2.2	2.027	2.029	2.031	2.033	2.035	2.037	2.039	2.040	2.042	2.044
2.4	2.178	2.180	2.183	2.185	2.188	2.190	2.192	2.195	1.197	
2.6	2.325	2.328	2.331	2.334	2.337	2.340				
2.8	2.469	2.473	2.476	2.480						
3.0	2.610	2.614								
Valores de W_i/W_{iBT} en donde $E_A=100\%$										
	2.978	2.872	2.769	2.670	2.575	2.483	2.394	2.309	2.226	2.147

Fuente: AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company. 2000, p 943. Modificado por los autores.

Tabla A4. Valores de Q_i/Q_{ibt} para valores de Eficiencia de Barrido Areal a la ruptura E_{ABT} entre 80% y 89%.

EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL A LA RUPTURA (E_{ABT})										
W_i/W_{iBT}	80.	81.	82.	83.	84.	85.	86.	87.	88.	89.
1.0	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
1.2	1.194	1.194	1.194	1.194	1.194	1.194	1.194	1.194	1.194	1.194
1.4	1.377	1.378	1.378	1.378	1.378	1.379	1.379	1.379	1.379	1.379
1.6	1.553	1.553	1.554	1.555	1.555	1.555	1.556	1.556	1.557	1.557
1.8	1.722	1.723	1.724	1.725	1.725	1.726	1.727	1.728		
2.0	1.886	1.887	1.888	1.890						
2.2	2.045									
Valores de W_i/W_{iBT} en donde $E_A=100\%$										
	2.070	1.996	1.925	1.856	1.790	1.726	1.664	1.605	1.547	1.492

Fuente: AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company. 2000, p 943. Modificado por los autores.

Tabla A5. Valores de Q_i/Q_{ibt} para valores de Eficiencia de Barrido Areal a la ruptura E_{ABT} entre 90% y 99%.

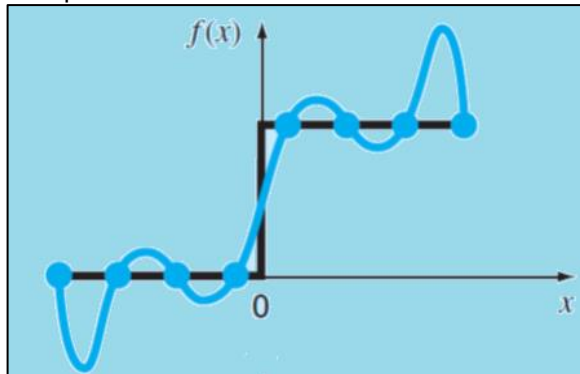
EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL A LA RUPTURA (E_{ABT})										
W_i/W_{iBT}	90.	91.	92.	93.	94.	95.	96.	97.	98.	99.
1.0	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
1.2	1.194	1.195	1.195	1.195	1.195	1.195	1.195	1.195	1.195	1.195
1.4	1.380	1.380	1.380	1.380	1.381					
1.6	1.558									
Valores de W_i/W_{iBT} en donde $E_A = 100\%$										
	1.439	1.387	1.338	1.290	1.244	1.199	1.157	1.115	1.075	1.037

Fuente: AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir Engineering Handbook, Texas, Estados Unidos: Gulf Publishing Company, 2000, p 943. Modificado por los autores.

ANEXO B
INTERPOLACIÓN MEDIANTE EL USO DE TRAZADORES CÚBICOS (*CUBIC SPLINES*)

La interpolación mediante el uso de trazadores o *Splines* consiste en utilizar polinomios de grado inferior o polinomios conectores a lo largo de una función que sufre cambios abruptos en una o más regiones de interés. La aplicación de esta técnica de interpolación resulta ser más eficiente que el uso de polinomios de n -ésimo grado, los cuales generan oscilaciones más bruscas en la vecindad del cambio abrupto en la función. La figura B1 muestra como un polinomio de alto grado genera una mayor oscilación en la región donde la función $f(x)$ presenta el cambio. Este tipo de comportamientos generan una reducción considerable en la precisión de la interpolación.

Figura B1. Oscilaciones en el polinomio de interpolación.

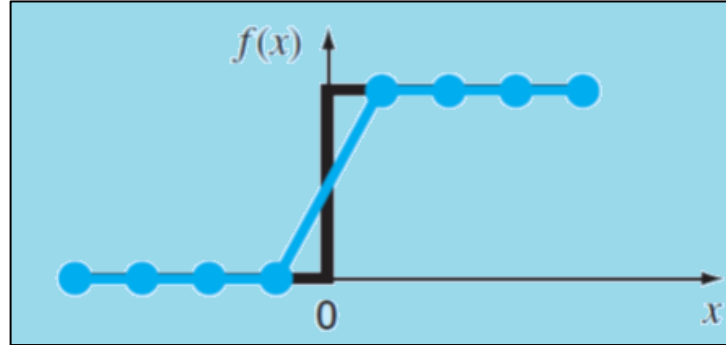


Fuente: CHAPRA, Steven C., et al. Interpolación. En: Métodos numéricos para ingenieros. 5a ed. México: McGraw-Hill, 2007. p. 526. Modificado por los autores.

Por otro lado, los trazadores, los cuales pueden ser lineales, cuadráticos y cúbicos, se pueden construir de manera tal que las conexiones entre ecuaciones adyacentes resulten visualmente suaves²¹⁹. La figura B2 muestra cómo se pueden reducir las oscilaciones de la función de interpolación mediante el uso de trazadores de menor grado que un polinomio de interpolación. Los trazadores más comúnmente utilizados en la ingeniería son los trazadores cúbicos (*cubic splines*) debido a que son los que mejores resultados arrojan, es decir, los que son más precisos.

²¹⁹ CHAPRA, Steven C., et al. Interpolación. En: Métodos numéricos para ingenieros. 5a ed. México: McGraw-Hill, 2007. p. 525.

Figura B2. Oscilaciones en el trazador de interpolación.



Fuente: CHAPRA, Steven C., et al. Interpolación. En: Métodos numéricos para ingenieros. 5a ed. México: McGraw-Hill, 2007. p. 526. Modificado por los autores.

El objetivo en los trazadores cúbicos es obtener un polinomio de tercer grado para cada intervalo entre los nodos²²⁰, tal como se observa en la ecuación B1.

Ecuación B1. Trazador cúbico.

$$f_i(x) = a_i x^3 + b_i x^2 + c_i x + d_i$$

Fuente: CHAPRA, Steven C., et al. Interpolación. En: Métodos numéricos para ingenieros. 5a ed. México: McGraw-Hill, 2007. p. 532.

Para determinar el valor de cada una de las constantes, es necesario tener en cuentas las condiciones asumidas para evaluar las incógnitas, las cuales son²²¹:

1. Los valores de la función deben ser iguales en los nodos interiores.
2. La primera y última función deben pasar a través de los puntos extremos.
3. Las primeras derivadas en los nodos interiores deben ser iguales.
4. Las segundas derivadas en los nodos interiores deben ser iguales.
5. Las segundas derivadas en los nodos extremos son cero.

El procedimiento para determinar los coeficientes en la ecuación B y, por ende, el polinomio cúbico del trazador, se explican a continuación.

- Utilizar la ecuación B2 para generar las ecuaciones simultáneas que se utilizan para determinar las segundas derivadas en cada uno de los nodos de la función.

²²⁰ *Ibíd.*, p. 532.

²²¹ *Ibíd.*, p. 532.

Ecuación B2. Expresión cúbica para determinar las segundas derivadas en cada intervalo.

$$(x_i - x_{i-1})f''(x_{i-1}) + 2(x_{i+1} - x_{i-1})f''(x_i) + (x_{i+1} - x_i)f''(x_{i+1})$$

Fuente: CHAPRA, Steven C., et al. Interpolación. En: Métodos numéricos para ingenieros. 5a ed. México: McGraw-Hill, 2007. p. 534.

- De la ecuación B2 se obtienen los valores de $f''(x_{i-1})$, $f''(x_i)$ y $f''(x_{i+1})$, los cuales, junto a los valores de $f(x)$ de la función, se sustituyen en la ecuación B3 a fin de hallar una ecuación en términos de x , los cuales serán los valores donde se obtendrá el valor interpolado $f(x)$.

Ecuación B3. Expresión del trazador cúbico

$$f_i(x) = \frac{f_i''(x_{i-1})}{6(x_i - x_{i-1})} (x_i - x)^3 + \frac{f_i''(x_i)}{6(x_i - x_{i-1})} (x - x_{i-1})^3 + \left[\frac{f(x_{i-1})}{(x_i - x_{i-1})} - \frac{f''(x_{i-1})(x_i - x_{i-1})}{6} \right] (x_i - x) + \left[\frac{f(x_i)}{(x_i - x_{i-1})} - \frac{f''(x_i)(x_i - x_{i-1})}{6} \right] (x - x_{i-1})$$

Fuente: CHAPRA, Steven C., et al. Interpolación. En: Métodos numéricos para ingenieros. 5a ed. México: McGraw-Hill, 2007. p. 533.