

**METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE BACHES EN UN PROCESO DE
INYECCIÓN DE POLÍMEROS A PARTIR DE FENÓMENOS DE INTERACCIÓN
ROCA / FLUIDOS PRESENTES.**

ANA MARIA JIMENEZ MOLANO

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

2015

**METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE BACHES EN UN PROCESO DE
INYECCIÓN DE POLÍMEROS A PARTIR DE FENÓMENOS DE INTERACCIÓN
ROCA / FLUIDOS PRESENTES.**

ANA MARIA JIMENEZ MOLANO

*Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de
Magister en Ingeniería de Hidrocarburos*

M.Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

DIRECTOR

M.Sc. ROBINSON JIMENEZ DIAZ

Co-DIRECTOR

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2015

DEDICATORIA

A Dios, por brindarme la dicha de la vida, por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A mis padres, hermanos y familiares por su cariño, confianza y apoyo constante.

A todas aquellas personas que han creído en mis capacidades y me han brindado su apoyo o una sonrisa para seguir adelante.

Ana María Jiménez Molano

AGRADECIMIENTOS

Al ingeniero Samuel Fernando Muñoz y al ingeniero Robinson Jiménez por su orientación, exigencias y por compartir su conocimiento en pro de obtener un buen trabajo.

A Mónica Hernández por su apoyo constante e incondicional durante todo este proceso. Por su paciencia y buena voluntad.

Al grupo de investigación recobro mejorado por la oportunidad brindada para llevar a cabo esta maestría.

A Ecopetrol por su información para el planteamiento de este trabajo.

Agradezco a todas aquellas personas que en algún momento me brindaron su ayuda e hicieron posible que cumpliera con este objetivo trazado.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	24
1. PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS	28
1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	30
1.2. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS POLÍMEROS	31
1.2.1. Clasificación de los Polímeros	32
1.3. POLÍMEROS EMPLEADOS PARA INYECCIÓN	34
1.3.1. Poliacrilamidas	35
1.3.2. Biopolímeros	36
1.4. MECANISMOS DE INTERACCIÓN ROCA / FLUIDOS EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	36
1.4.1. Reducción de la Movilidad	38
1.4.2. Retención de las moléculas de polímero.....	39
1.4.3. Dispersión	40
1.4.4. Difusión	42
1.4.5. Adsorción	43
1.4.6. Entrampamiento	44
1.5. FACTORES QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DE LAS SOLUCIONES POLIMÉRICAS EN EL MEDIO POROSO.....	44
1.5.1. Salinidad o contenido de iones divalentes	44
1.5.2. Temperatura.....	45

1.5.3.	Presencia de acuífero activo y capa de gas	45
1.6.	PROBLEMAS COMUNES EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS	
	46	
1.6.1.	Degradación del polímero	46
1.6.2.	Efecto sobre la viscosidad.....	49
1.6.3.	Efecto sobre la adsorción del polímero	50
1.7.	SCREENING DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS	51
1.7.1.	Características del yacimiento	54
1.7.2.	Características del fluido	55
1.7.3.	Selección del yacimiento para aplicación de inyección de polímeros	55
1.8.	POTENCIAL DE PRODUCCIÓN QUE SE OBTIENE DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	57
1.9.	CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	57
1.9.1.	Selección del polímero	58
1.9.2.	Concentración del polímero	59
1.9.3.	Volumen poroso de fluido a inyectar	60
1.9.4.	Tiempo de inyección	60
1.10.	PASOS SUGERIDOS PARA EL DISEÑO DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO	61
1.10.1.	Diseño del bache del polímero a través de los años	62
2.	MODELOS ANALÍTICOS PARA INYECCIÓN DE POLÍMEROS	65
2.1.	MODELO ANALÍTICO SEGUNDA LEY DE FICK, 1855.....	66

2.1.1.	Suposiciones.....	67
2.1.2.	Relaciones matemáticas propuestas.....	67
2.2.	MODELO DE PERKINS, 1962	69
2.2.1.	Difusión de fluidos miscibles	70
2.2.2.	Dispersión en el medio poroso	73
2.3.	MODELO DE DISPERSION MACROSCÓPICA DE JOSEPH E. WARREN, 1963.....	77
2.4.	MODELO DE BENTSEN, 1965	79
2.4.1.	Suposiciones.....	79
2.4.2.	Relaciones matemáticas propuestas.....	80
2.5.	MÉTODO DE NOAMAN EL-KHATIB-2010.....	82
2.5.1.	Suposiciones.....	83
2.5.2.	Relaciones matemáticas propuestas.....	83
2.6.	FORTALEZAS Y DEBILIDADES DE LOS MODELOS PRESENTADOS	89
3.	ANÁLISIS DE LOS MODELOS ANALÍTICOS SELECCIONADOS EMPLEANDO LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL SLUPOL.....	92
3.1.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD MODELO ANALÍTICO SEGUNDA LEY DE FICK, 1855.....	95
3.1.1.	Caso Base – Modelo Ley de Fick.....	95
3.1.2.	Sensibilidades – Ley de Fick.....	96
3.2.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD MODELO ANALÍTICO PERKINS, 1962	102
3.2.1.	Caso Base – Modelo de Perkins	102
3.2.2.	Sensibilidades – Modelo de Perkins.....	104

3.3.ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD MODELO ANALÍTICO DE JOSEPH E. WARREN, 1963.....	107
3.3.1. Caso Base – Modelo de Warren.	107
3.3.2. Sensibilidades – Modelo de Warren.....	108
3.4.ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD MODELO ANALÍTICO DE BENTSEN, 1965.....	110
3.4.1. Caso Base – Modelo de Bentsen.	110
3.4.2. Sensibilidades – Modelo de Bentsen	112
3.5.ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD MÉTODO DE NOAMAN EL– KHATIB, 2010	122
3.5.1. Caso Base – Método Noaman- El Khatib.....	122
3.5.2. Sensibilidades – Método Noaman- El Khatib	123
4. DESARROLLO DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN DE UN CAMPO COLOMBIANO.....	133
4.1.DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO COLOMBIANO	133
4.1.1. Selección de la mejor zona para implementación de un proceso de inyección de polímeros	137
4.1.2. Definición de patrón de inyección / producción	138
4.2.CONSTRUCCIÓN DEL MODELO BASE	139
4.2.1. Definición del enmallado para el caso base.	139
4.2.2. Descripción del patrón de inyección.....	141
4.2.3. Propiedades de la roca	145
4.2.4. Modelo de fluidos	145
4.2.5. Propiedades del polímero	149
4.2.6. Propiedades de interacción roca - fluido	153

4.2.7.	Condiciones operacionales	154
4.3.	RESULTADOS PRELIMINARES.....	154
4.3.1.	Producción primaria y secundaria	155
4.3.2.	Recobro mejorado.....	160
5.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LAS VARIABLES QUE INFLUYEN EN EL DISEÑO DE UN BACHE EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS	168
5.1.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN CMOST	168
5.2.	ESQUEMA DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD, VARIABLES A SENSIBILIZAR Y UNIDADES DE ANÁLISIS	170
5.3.	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	172
5.3.1.	Resultados respecto al factor de recobro.....	174
5.3.2.	Resultados respecto a la producción de aceite acumulado	176
5.3.3.	Resultados respecto a la producción de agua acumulada	177
5.3.4.	Resultados respecto al corte de agua	178
6.	METODOLOGÍA DE APLICACIÓN PARA EL DISEÑO DEL BACHE EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS	180
6.1.	PASOS GENERALES	180
6.1.1.	Análisis mediante screening al campo de estudio.....	182
6.1.2.	Selección de áreas de interés y las arenas con mejores condiciones y potencial de recuperación	182
6.1.3.	Pruebas de laboratorio y preparación del modelo de simulación para el proceso de inyección de polímeros.....	183

6.1.4.	Suministro de datos a la herramienta SLUPOL y análisis de sensibilidad con los métodos analíticos	183
6.1.5.	Análisis de sensibilidad en el modelo de simulación, partiendo de los resultados obtenidos con la herramienta SLUPOL	184
6.1.6.	Determinación del mejor escenario y sus condiciones.....	184
6.1.7.	Implementación de las mejores condiciones y determinación de las características del bache	185
6.2.	CASO DE APLICACIÓN A UN CAMPO COLOMBIANO	185
6.2.1.	Análisis mediante screening al campo de estudio.....	185
6.2.2.	Selección de áreas de interés y las arenas con mejores condiciones y potencial de recuperación	189
6.2.3.	Pruebas de laboratorio y preparación del modelo de simulación para el proceso de inyección de polímeros.....	192
6.2.4.	Suministro de datos a la herramienta SLUPOL y análisis de sensibilidad con los métodos analíticos	195
6.2.5.	Análisis de sensibilidad en el modelo de simulación, partiendo de los resultados obtenidos con la herramienta SLUPOL	209
6.2.6.	Determinación del mejor escenario y sus condiciones.....	214
6.2.7.	Implementación de las mejores condiciones y determinación de las características del bache	214
7.	CONCLUSIONES	217
8.	RECOMENDACIONES	219
	BIBLIOGRAFÍA	220

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema del proceso de inyección de polímeros	31
Figura 2. Tipos de polímeros	34
Figura 3. Efecto de inyección de Polímero.....	39
Figura 4. Esquema de dispersión longitudinal y transversal.....	40
Figura 5. Dispersión de Taylor.....	41
Figura 6. Dispersión geométrica.	42
Figura 7. Difusión: al eliminar la barrera la concentración tiende a homogenizarse.	42
Figura 8. Efecto de una solución altamente ionizada sobre la poliacrilamida hidrolizada .	50
Figura 9. Comportamiento del NaCl vs. Adsorción de poliacrilamida.	51
Figura 10. Diagrama esquemático de Ev causado por la inyección de polímero en un yacimiento heterogéneo.....	56
Figura 11. Comportamiento de la concentración por el método de la ley de Fick.....	69
Figura 12. Comportamiento de la concentración por el método de Perkins.....	76
Figura 13. Comportamiento de la concentración por el método de Bentsen.	82
Figura 14. Comportamiento de la concentración por el método de Noaman El – Khatib ..	89
Figura 15. Comportamiento de C/C_o para un coeficiente de difusión de $3,71E-04 \text{ Pie}^2/d$ (caso base) - Ley de Fick.	97
Figura 16. Comportamiento de C/C_o para un coeficiente de difusión de $3,71E-05 \text{ Pie}^2/d$ (caso inferior) - Ley de Fick.....	97
Figura 17. Comportamiento de C/C_o para un coeficiente de difusión de $3,71E-01 \text{ Pie}^2/d$ (caso superior) - Ley de Fick.....	98
Figura 18. Comportamiento de C/C_o para un coeficiente de difusión de $7 \text{ Pie}^2/d$ (caso superior) - Ley de Fick.	98
Figura 19. Comportamiento de C/C_o para una concentración inicial de polímero de 0,000625 (caso base) - Ley de Fick.	100
Figura 20. Comportamiento de C/C_o para una concentración inicial de polímero de 0,0000625 (caso inferior) - Ley de Fick.	101
Figura 21. Comportamiento de C/C_o para una concentración inicial de polímero de 0,625 (caso superior) - Ley de Fick.....	101

Figura 22. Comportamiento de C/C_0 para una concentración inicial de polímero de 10 (caso superior) - Ley de Fick.....	102
Figura 23. Comportamiento de la concentración, C para un coeficiente de dispersión longitudinal de $2,6E-04 \text{ } \pi e^2/d$ (caso base) – Modelo de Perkins.	105
Figura 24. Comportamiento de la concentración, C para un coeficiente de dispersión longitudinal de $2E-05 \text{ } \pi e^2/d$ (caso inferior) - Modelo de Perkins.....	105
Figura 25. Comportamiento de la concentración, C para un coeficiente de dispersión longitudinal de $20 \text{ } \pi e^2/d$ (caso superior) - Modelo de Perkins.	106
Figura 26. Comportamiento de la concentración, C para un coeficiente de dispersión longitudinal de $200 \text{ } \pi e^2/d$ (caso superior) - Modelo de Perkins.	106
Figura 27. Comportamiento de la concentración, para diferentes caudales de inyección - Modelo de Warren	110
Figura 28. Comportamiento de la concentración para un coeficiente de difusión de $3,71E-04 \text{ } \pi e^2/d$ (caso base) – Modelo de Bentsen.	113
Figura 29. Comportamiento de la concentración para un coeficiente de difusión de $3,71E-05 \text{ } \pi e^2/d$ (caso inferior) – Modelo de Bentsen.	114
Figura 30. Comportamiento de la concentración para un coeficiente de difusión de $3,71E-01 \text{ } \pi e^2/d$ (caso superior) – Modelo de Bentsen.	114
Figura 31. Comportamiento de la concentración para un coeficiente de difusión de $5 \text{ } \pi e^2/d$ (caso superior) – Modelo de Bentsen.....	115
Figura 32. Comportamiento de la concentración para un coeficiente de dispersión de $0,01 \text{ } \pi e^2/d$ (caso base) – Modelo de Bentsen.	116
Figura 33. Comportamiento de la concentración para un coeficiente de dispersión de $0,001 \text{ } \pi e^2/d$ (caso inferior) – Modelo de Bentsen.	117
Figura 34. Comportamiento de la concentración para un coeficiente de dispersión de $1 \text{ } \pi e^2/d$ (caso superior) – Modelo de Bentsen.....	117
Figura 35. Comportamiento de la concentración para un coeficiente de dispersión de $10 \text{ } \pi e^2/d$ (caso superior) – Modelo de Bentsen.....	118
Figura 36. Comportamiento de la concentración para un caudal de inyección de 9108 $\pi e^3/d$ (caso base) – Modelo de Bentsen.	120
Figura 37. Comportamiento de la concentración para un caudal de inyección de 6862 $\pi e^3/d$ (caso inferior) – Modelo de Bentsen.....	120

Figura 38. Comportamiento de la concentración para un caudal de inyección de 13724 <i>Pie3/d</i> (caso superior) – Modelo de Bentsen.....	121
Figura 39. Comportamiento de la concentración para un caudal de inyección de 27449 <i>Pie3/d</i> (caso superior) – Modelo de Bentsen.....	121
Figura 40. Comportamiento de C/Co para un coeficiente de dispersión longitudinal de 2,6 E-04 <i>Pie2/d</i> (caso base) – Método Noaman – El Khatib.....	125
Figura 41. Comportamiento de C/Co para un coeficiente de dispersión longitudinal de 2 E- 05 <i>Pie2/d</i> (caso inferior) – Método Noaman – El Khatib	125
Figura 42. Comportamiento de C/Co para un coeficiente de dispersión longitudinal de 6 E- 04 <i>Pie2/d</i> (caso superior) – Método Noaman – El Khatib	126
Figura 43. Comportamiento de C/Co para un coeficiente de dispersión longitudinal de 1 E- 03 <i>Pie2/d</i> (caso superior) – Método Noaman – El Khatib	126
Figura 44. Comportamiento de C/Co para diferentes baches en dos momentos diferentes– Método Noaman – El Khatib	129
Figura 45. Comportamiento de C/Co para diferentes números de Peclet en dos momentos diferentes– Método Noaman – El Khatib	130
Figura 46. Comportamiento de C/Co para diferentes tamaños de bache en un tiempo específico– Método Noaman – El Khatib.....	132
Figura 47. Mapa de localización	134
Figura 48. Mapa estructural Campo.....	134
Figura 49. Columna estratigráfica generalizada.....	136
Figura 50. Configuración del patrón en el grid de simulación (caso base) – Profundidad.	141
Figura 51. Permeabilidad en J para el patrón en el grid de simulación.	143
Figura 52. Comportamiento del factor volumétrico del aceite del Campo de estudio	146
Figura 53. Comportamiento de la densidad del aceite del Campo de estudio.	147
Figura 54. Comportamiento de la relación gas- aceite –GOR del Campo de estudio.....	147
Figura 55. Comportamiento de la viscosidad del aceite vs Presión para el Campo de estudio.	148
Figura 56. Comportamiento de la viscosidad del aceite vs Temperatura para el Campo de estudio.	148
Figura 57. Comportamiento de la adsorción del polímero Pol1	150

Figura 58. Variación de la viscosidad de la mezcla polimérica debido a la salinidad del agua.....	150
Figura 59. Comportamiento de la viscosidad del polímero Pol1 vs concentración	151
Figura 60. Comportamiento de la viscosidad del polímero Pol1 vs Temperatura	152
Figura 61. Curva de permeabilidad relativa sistema agua – petróleo	153
Figura 62. Curva de permeabilidad relativa sistema gas – petróleo	153
Figura 63. Historia de inyección de agua pozo I-1	156
Figura 64. Historia de producción de aceite primaria y secundaria	156
Figura 65. Historia de producción de agua primaria y secundaria.....	157
Figura 66. Corte de agua primaria y secundaria	157
Figura 67. Comportamiento de presión del yacimiento y factor de recobro	158
Figura 68. Factor de recobro por arenas.....	159
Figura 69. Predicción de inyección de agua – agua convencional vs inyección de polímero	161
Figura 70. Predicción de tasa de aceite – inyección de agua convencional vs inyección de polímero.....	162
Figura 71. Predicción de aceite acumulado – inyección de agua convencional vs inyección de polímero.....	163
Figura 72. Predicción de tasa de agua – inyección de agua convencional vs inyección de polímero.....	163
Figura 73. Corte de agua – inyección de agua convencional vs inyección de polímero .	164
Figura 74. Comportamiento del factor de recobro	164
Figura 75. Comportamiento del factor de recobro – inyección de agua convencional vs inyección de polímero	165
Figura 76. Factor de recobro por arenas.....	165
Figura 77. Avance del bache de polímero por arena.....	166
Figura 78. Funciones objetivo para el proceso de sensibilidad	172
Figura 79. Metodología para realizar el análisis de sensibilidad de las variables.	172
Figura 80. Presentación de resultados en un análisis de sensibilidad mediante diagramas de tornado.....	173
Figura 81. Resultados de análisis de sensibilidad sobre el factor de recobro.....	175
Figura 82. Resultados de análisis de sensibilidad sobre la producción acumulada de aceite	177

Figura 83. Resultados de análisis de sensibilidad sobre la producción acumulada de agua	178
Figura 84. Resultados de análisis de sensibilidad sobre el corte de agua.....	179
Figura 85. Metodología para el diseño del bache.....	181
Figura 86. Propiedades del Campo de estudio (Formación La Paz)	187
Figura 87. Área candidata del bloque V. Campo de estudio	191
Figura 88. Datos de entrada en SLUPOL – Ley de Fick.....	197
Figura 89. Comportamiento de C/Co – Ley de Fick	197
Figura 90. Datos de entrada en SLUPOL – Modelo de Perkins	198
Figura 91. Comportamiento de la concentración – Modelo de Perkins.....	198
Figura 92. Datos de entrada en SLUPOL – Modelo de Warren.....	199
Figura 93. Comportamiento de la concentración – Modelo de Warren.....	200
Figura 94. Datos de entrada en SLUPOL – Modelo de Bentsen para tiempos correspondientes a la inyección del polímero.....	202
Figura 95. Comportamiento de la concentración para $q = 9876 \text{ pie}^3/\text{d}$ – Modelo de Bentsen.....	203
Figura 96. Comportamiento de la concentración para $q = 8500 \text{ pie}^3/\text{d}$ – Modelo de Bentsen.....	203
Figura 97. Comportamiento de la concentración para $q = 6507 \text{ pie}^3/\text{d}$ – Modelo de Bentsen.....	204
Figura 98. Datos de entrada en SLUPOL – Modelo de Bentsen para tiempos correspondientes a la inyección del agua posterior.	205
Figura 99. Comportamiento de la concentración para $q = 9876 \text{ pie}^3/\text{d}$ – Modelo de Bentsen.....	205
Figura 100. Comportamiento de la concentración para $q = 8500 \text{ pie}^3/\text{d}$ – Modelo de Bentsen.....	206
Figura 101. Datos de entrada en SLUPOL – Modelo de Noaman para tiempos correspondientes a la inyección del agua posterior.	208
Figura 102. Comportamiento de relación de concentraciones – Modelo de Noaman....	208
Figura 103. Resultados de análisis de sensibilidad sobre la producción acumulada de aceite	211
Figura 104. Resultados de análisis de sensibilidad sobre la producción acumulada de agua.....	211

Figura 105. Predicción de aceite acumulado para cada uno de los casos generados....	212
Figura 106. Predicción de agua acumulada para cada uno de los casos generados	212
Figura 107. Predicción de aceite acumulado para el caso 6.	213
Figura 108. Predicción de aceite acumulado para el caso 3.	214
Figura 109. Predicción de aceite acumulado para el caso seleccionado.....	215
Figura 110. Predicción de agua acumulada para el caso seleccionado.- zoom	216

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Esquema actualizado para aplicación del proceso de inyección de polímero.....	52
Tabla 2. Resumen de parámetros de screening según Sorbei.....	53
Tabla 3. Fortalezas y debilidades de los modelos estudiados.....	90
Tabla 4. Variables base correspondientes al patrón seleccionado - Campo de estudio ...	93
Tabla 5. Variables del caso base – Modelo ley de Fick.....	96
Tabla 6. Sensibilidades al coeficiente de difusión– Modelo ley Fick.....	96
Tabla 7. Sensibilidades a la concentración inicial del polímero – Modelo ley de Fick.....	100
Tabla 8. Variables del caso base – Modelo Perkins.....	103
Tabla 9. Sensibilidades al coeficiente de dispersión longitudinal– Modelo de Perkins ...	104
Tabla 10. Variables del caso base – Modelo de Warren	108
Tabla 11. Sensibilidades al caudal de inyección del polímero – Modelo de Warren.....	109
Tabla 12. Variables del caso base – Modelo de Bentsen.....	112
Tabla 13. Sensibilidades al coeficiente de difusión– Modelo de Bentsen.....	113
Tabla 14. Sensibilidades al coeficiente de dispersión– Modelo de Bentsen	116
Tabla 15. Sensibilidades al caudal de inyección del polímero – Modelo de Bentsen.	119
Tabla 16. Variables del caso base – Método Noaman- El Khatib.....	123
Tabla 17. Sensibilidades al coeficiente de dispersión longitudinal– Método Noaman- El Khatib	124
Tabla 18. Sensibilidades al tamaño del bache– Método Noaman- El Khatib.....	128
Tabla 19. Sensibilidades al número de Peclet– Método Noaman- El Khatib	129
Tabla 20. Sensibilidades a la cantidad de efluente– Método Noaman- El Khatib	131
Tabla 21. Propiedades promedio de los fluidos producidos en la Formación La Paz	137
Tabla 22. Regiones de interés asociadas a las profundidades del contacto agua – petróleo.....	140
Tabla 23. Arenas correspondientes al patrón I-1.....	140
Tabla 24. Características principales del modelo.....	141
Tabla 25. Características de los pozos del patrón I-1	142
Tabla 26. Características principales de las arenas de interés.....	144
Tabla 27. Propiedades de la roca de las arenas de interés.....	145

Tabla 28. Propiedades básicas de los fluidos	146
Tabla 29. Características básicas del yacimiento.....	146
Tabla 30. Medidas de adsorción del polímero Pol1.....	149
Tabla 31. Variación de la viscosidad del polímero Pol1 vs velocidad -(sheartab).....	152
Tabla 32. Condiciones operacionales de los pozos – caso base	154
Tabla 33. Fecha de inicio de producción e inyección de los pozos del patrón I-1.....	155
Tabla 34. Producción primaria y secundaria patrón I-1	159
Tabla 35. Características del caso base de inyección del polímero Pol1	160
Tabla 36. Características del polímero Pol1 – caso base.....	161
Tabla 37. Producción asociada debido a la inyección del polímero en el patrón I-1.....	167
Tabla 38. Producción debido a la continuación de la inyección de agua convencional en el patrón	167
Tabla 39. Variables determinantes en el comportamiento de un proceso de inyección de polímeros y rangos estimados de evaluación.....	170
Tabla 40. Variables y rangos establecidos para el análisis de sensibilidad.....	171
Tabla 41. Análisis de la función objetivo en un diagrama tornado.....	174
Tabla 42. Resultados por medio de screening	188
Tabla 43. Características del polímero Pol1- desplazamiento radial #14	194
Tabla 44. Variables objeto del pre-diseño del bache de polímero involucradas en los modelos analíticos de SLUPOL	196
Tabla 45. Sensibilidades a tasas de inyección.....	200
Tabla 46. Resultados preliminares análisis modelo de Warren	201
Tabla 47. Sensibilidades empleadas en el modelo de Bentsen.....	202
Tabla 48. Resultados preliminares modelo de Bentsen.	207
Tabla 49. Resultados preliminares modelo de Noaman	209
Tabla 50. Rangos determinados a partir de los modelos analíticos	210
Tabla 51. Rangos determinados para el tiempo de inyección del agua post-bache a partir de los modelos analíticos.....	210
Tabla 52. Mejores casos determinados a partir de CMOST	213
Tabla 53. Resultados para los casos 3 y 6.....	214
Tabla 54. Condiciones operacionales correspondientes al caso seleccionado.	215
Tabla 55. Resultados obtenidos con la implementación del caso seleccionado.....	216

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Manual de usuario SLUPOL 1.0	223
---	-----

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE BACHES EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS A PARTIR DE FENÓMENOS DE INTERACCIÓN ROCA/FLUIDOS PRESENTES.*

AUTOR: ANA MARIA JIMENEZ MOLANO**

PALABRAS CLAVES: Inyección de polímeros, bache de polímero, modelos analíticos, simulación numérica, metodología.

La inyección de polímeros es un proceso de recobro mejorado que fue desarrollado para realizar mejoras en la inyección de agua convencional. Esta técnica se enfoca en el aprovechamiento de la viscosidad, propia de las soluciones poliméricas para controlar la movilidad de los fluidos en la formación, con el fin de lograr un barrido más uniforme del yacimiento.

Debido a la necesidad de aumentar las reservas de hidrocarburos mediante el uso de estrategias para optimizar la producción de los campos, la implementación de este proceso se hace atractivo en yacimientos sometidos a inyección de agua con resultados desfavorables; sin embargo, para que sea exitosa su aplicación, el diseño del bache de polímero a ser inyectado juega un papel fundamental, ya que la naturaleza del flujo en medios porosos e interacciones roca-fluido conducen a la disminución de la eficacia del bache con una consecuente reducción en la eficiencia del proceso, razón por la cual los volúmenes a inyectar deben ser apropiadamente ajustados para tolerar pérdidas y/o cambios de concentración y aun así conservar sus propiedades fisicoquímicas para cumplir con el objetivo para el cual fue diseñado. Por lo anterior, la comprensión de estos fenómenos son consideraciones claves para el diseño del bache en estos procesos, procurando que éste se mantenga durante un cierto periodo mínimo de flujo aceptable.

Éste trabajo plantea una metodología para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros con el desarrollo de una herramienta computacional útil para el pre-diseño del bache, la cual involucra modelos analíticos como son: ley de Fick, modelo de Perkins, modelo de Warren, método de Bentsen y modelo de El-Khatib que tienen como base principal los fenómenos de interacción roca-fluidos presentes en el medio poroso y posteriormente empleando simulación numérica de yacimientos como herramienta de validación de los resultados obtenidos.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

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

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR SLUG DESIGNING DURING POLYMER INJECTION FROM ROCK- FLUID INTERACTION WITHIN THE POROUS MEDIA *

AUTHOR: ANA MARIA JIMENEZ MOLANO**

KEY WORDS: Polymer injection, polymer slug, analytical models, numeric simulation, methodology.

Polymer Injection is an enhanced recovery process meant to improve conventional water flooding. This technique takes advantage of polymer's solution viscosity to control fluids formation mobility and generate an uniform reservoir coverage.

Due to actual needs of increasing hydrocarbon reserves through production optimization strategies, implementing this process is attractive in water flooding fields where recovery of hydrocarbon has not met expectations. To increase the probability of success, it is critical for the process, designing the right slug to be injected, since the nature of flow through porous media is governed by fluid- rock interaction that may affect flooding efficiency. The pill has to be big enough to withstand loss or change of polymer concentration preserving physical and chemical slug properties during the process. Understanding this phenomenon during design stages is very important to ensure acceptable flow during minimum required time.

This work presents a methodology for designing slugs during polymer injection processes through the development of a computerized tool during pre-design stage, that involves analytical models such as Fick law, Perkins model, Warren model, Bentsen method and El- Khatib model which are based on the rock- fluid interaction within the porous media and finalising with a reservoir numeric simulation to validate the results.

* Graduate Project.

** Physicochemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School.

Tutor: M. Sc Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co tutor: M.Sc. Robinson Jiménez Díaz.

INTRODUCCIÓN

La inyección de polímeros es un proceso de recobro mejorado que se fundamenta en el aprovechamiento de la viscosidad de soluciones acuosas de polímeros para controlar la movilidad de los fluidos en la formación. Su aplicación más común consiste en realizar mejoras a procesos de inyección de agua que se estén llevando a cabo, mediante el aumento de su viscosidad. Este aumento en la viscosidad produce una reducción de la permeabilidad efectiva al agua, la cual crea un frente de fluido desplazante más estable que permite un barrido más uniforme del yacimiento y un mayor desplazamiento de aceite, producto de la mejora de la relación de movilidad agua-petróleo, en comparación con una inyección de agua convencional.

Bajo este panorama, en Colombia se aplica y/o se ha aplicado el proceso de inyección de agua a escala comercial en 19 campos de petróleo, sin embargo las relaciones de movilidad en la mayoría de estos campos han sido desfavorables por la alta heterogeneidad de los yacimientos. Por tal razón, y debido a que hoy en día el país enfrenta el reto de optimizar las estrategias de producción de sus campos en función de las condiciones actuales de los mismos, se hace atractivo determinar la viabilidad de implementar procesos de inyección de polímeros con el fin de prolongar la vida de sus yacimientos.

Al llevar a cabo un proyecto de inyección de polímeros es importante el diseño del bache a ser inyectado, ya que la naturaleza del flujo en medios porosos e interacciones roca – fluido conducen a la disminución de la eficacia del bache; por ejemplo, las mezclas fluido – fluido causan que las concentraciones del fluido inyectado cambien y una adsorción física provoque la pérdida de ciertos componentes químicos. Dichas pérdidas químicas y cambios en la composición, significan que el tamaño del bache del polímero inyectado debe ser lo suficientemente grande como para soportar las pérdidas o cambios de

concentración, y funcionar eficazmente a pesar de eso; por lo anterior, el tamaño del bache que se inyecta y los costos unitarios, se convierten en consideraciones importantes en el diseño de un proceso CEOR.

En la actualidad, el diseño del tamaño del bache se realiza a partir de resultados de desplazamientos en corazones y análisis de sensibilidades en simuladores numéricos, o incluso se asumen consideraciones generales dada por diferentes autores, obteniendo así los volúmenes porosos y la concentración del polímero. Ésta concentración del químico se debe mantener por encima de un cierto mínimo valor crítico, ya que incluso si la concentración inicial inyectada está por encima de este valor crítico, la concentración disminuye a medida que los fluidos se mueven en el yacimiento entre los pozos inyectoros y los pozos productores, causada por la difusión y la dispersión de los productos químicos que viajan en el espacio poroso; además, por su adsorción sobre la superficie sólida de los granos, fenómenos que afectan la viscosidad, la concentración de la solución polimérica y el comportamiento de fase.

Por lo anterior, la comprensión de estos fenómenos y el entendimiento del comportamiento de un sistema químico a medida que fluye a través de la roca del yacimiento, son consideraciones importantes para el diseño del bache en estos procesos, procurando que éste se mantenga durante un cierto periodo mínimo de flujo aceptable. Es por esto que la presente investigación se enfoca en desarrollar una metodología para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros a partir de los fenómenos de interacción roca/fluidos presentes.

Con el fin de orientar el análisis técnico del diseño del bache en un proceso de inyección de polímeros, el desarrollo de éste proyecto se enfocó inicialmente en la realización de una herramienta computacional útil para el pre-diseño del bache, la cual involucra modelos analíticos que tienen como base principal los fenómenos de interacción roca - fluidos presentes en el medio poroso. Con ello se busca realizar un análisis de todos los modelos analíticos disponibles para sensibilizar

variables inherentes al diseño del bache y observar el comportamiento de la concentración de un fluido inyectado en el yacimiento en función del tiempo y la distancia y su afectación con los fenómenos de interacción presentes en el yacimiento. Es importante resaltar que a partir de estos análisis de sensibilidad se logra determinar un rango de valores de concentración inicial del polímero, tasa de inyección, tiempos de inyección, y tamaño del bache, para posteriormente estos rangos llevarlos a simulación numérica y realizar un análisis más detallado sobre el comportamiento del factor de recobro, producción de aceite y de agua.

Seguidamente, debido a que los modelos analíticos no contemplan a la vez todos los fenómenos de difusión, dispersión y adsorción en la roca, se desarrolló un modelo de simulación (*sector model*) en la plataforma STARS de CMG Ltda, la cual permite modelar proyectos de inyección de químicos, donde se consideraron los resultados obtenidos con la herramienta informática desarrollada para realizar un análisis de sensibilidad de los parámetros operacionales que influyen en el diseño del bache. A partir del análisis de estas variables, y considerándose como unidad de análisis el factor de recobro, las tasas de producción de los fluidos producidos, velocidad de avance, eficiencia de barrido y cortes de agua, se podrá determinar las mejores condiciones operacionales del proceso. Una vez se determinan las mejores condiciones operacionales para el diseño del bache las cuales son: la concentración, caudales de inyección y tiempos de inyección, se procede a ser incluidas en el modelo de simulación para el análisis de los resultados finales.

Los resultados obtenidos permitieron determinar una metodología para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros con el uso de una herramienta computacional útil para el pre-diseño del bache, la cual involucra modelos analíticos que tienen como base principal los fenómenos de interacción roca - fluidos presentes en el medio poroso y posteriormente empleando simulación numérica de yacimientos con el fin de determinar el diseño final del bache.

A través de esta investigación se puede demostrar en términos generales que la metodología que se propone involucra variables, parámetros y pasos que en la actualidad no se tenían en cuenta para el diseño del bache, obteniéndose así un análisis previo que sirve como punto de partida para la implementación de pilotos en campo.

1. PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS

La inyección de agua convencional persiste como el método de recuperación secundaria que con mayores posibilidades de éxito económico, puede aplicarse a yacimientos de petróleo de viscosidades moderadas. Sin embargo, su principal desventaja radica en su alta movilidad en relación con el petróleo; por esta razón, resultan de gran interés todos aquellos agentes que mejoran las propiedades de flujo del agua.

Según estadísticas de Ecopetrol (Castro, Maya, Lobo, Ordóñez, Sandoval, Mercado, Trujillo, Soto, Pérez, 2009) “En Colombia se aplica y/o se ha aplicado el proceso de inyección de agua a escala comercial en 19 campos petrolíferos”, sin embargo, las relaciones de movilidad en la mayoría de estos campos han sido desfavorables, debido a la alta heterogeneidad de los yacimientos.

Con el fin de mitigar los problemas de inyectividad, digitación viscosa, canalización y altas saturaciones remanentes debido a las fuerzas capilares propias de la inyección de agua, han venido apareciendo con el transcurso de los años métodos químicos para la recuperación adicional de petróleo, que consisten en inyectar fluidos diferentes a los presentes en el yacimiento para mejorar el desplazamiento del crudo, modificando propiedades de los fluidos y/o la roca. La inyección de surfactante, miscelar, polímero o los sistemas dobles: surfactante – polímero o sistemas triples: álcali – surfactante – polímero, hacen parte de este grupo. Sin embargo, el proceso de inyección de polímeros será el enfoque durante el desarrollo de este trabajo.

La inyección de surfactantes, polímeros y miscelares se han probado en campo y han sido difundidos desde finales de 1920. A nivel mundial, en 1944 se inició el uso de soluciones poliméricas como método de recuperación adicional de petróleo

para mejorar la eficiencia de la inyección de agua, aumentado su viscosidad mediante el uso de algunos tipos de polímeros hidrosolubles.

Diferentes iniciativas de recobro químico han existido en Colombia desde escala laboratorio hasta escala de campo. Según Castro (2010, 4) Los primeros estudios experimentales en este tema fueron llevados a cabo en 1990, y se enfocaron en polimerización in – situ para control de perfiles de inyección, en los cuales se utilizó mezclas de diferentes productos para tratar de obtener una reducción en la permeabilidad efectiva de medios porosos (goma xántica, carboxy metil celulosa, etc). Las reducciones de permeabilidad efectiva alcanzadas llegaron a ser de hasta el 99% para las mejores mezclas obtenidas de polímeros, entrecruzadores y resinas a presión y temperatura de yacimiento. Esta investigación fue llevada a implementación en tres pozos inyectoros del Campo Casabe, logrando ejecutar la operación y obteniendo un resultado positivo en la variación de perfiles de inyección mediante la aplicación en intervalos previamente seleccionados del producto, y disminución del BSW en los pozos productores afectados, sin embargo, la implementación taponó todo el intervalo inyector dejando petróleo móvil no contactado en los yacimientos.

Diversos estudios sobre taponamiento de zonas ladronas y control de movilidad han sido llevados a cabo, incluyendo amplias selecciones de polímeros nacionales. Según Castro (2010, 4) Entre 1995 y 1997 se aplicaron nuevamente en campo las tecnologías estudiadas, obteniendo resultados positivos pero de poco impacto y sin la suficiente claridad en seguimiento y monitoreo, por lo que el proyecto no tuvo continuidad. Otros estudios sobre taponamiento de zonas ladronas fueron llevados a cabo hasta 2003, pero no fueron probados nuevamente en campo.

Se evaluaron diferentes polímeros con fluidos y medio poroso de los campos La Cira y San Francisco. Los procesos de recobro mediante surfactantes han sido también un tema de estudio en el Instituto Colombiano de Petróleo (ICP) llegando

incluso a desarrollarse surfactantes (aniónicos base sulfonato de petróleo) “in house” evaluados con fluidos de los campos La Cira, Tibú, Dina Cretáceo, Castilla y Suria Sur, cuyas propiedades pueden mejorar el desempeño de los proyectos de inyección de agua.

Durante los últimos tres años los proyectos de recobro químico han tenido un nuevo auge y se han desarrollado una importante cantidad de estudios de laboratorio y simulación numérica con lo cual se han sustentado los proyectos piloto que se han implementado, obteniéndose resultados positivos; entre estos se encuentra el piloto de inyección de ASP en el Campo San Francisco , Inyección de CGD (Geles de dispersión coloidal, por sus siglas en inglés) en el Campo Dina Cretáceos e inyección de polímeros en el Campo Yariguí Cantagallo, el cual se encuentra en fase inicial de implementación.

A continuación se presenta la descripción general del proceso de inyección de polímeros, y los mecanismos de interacción roca / fluidos presentes durante el desarrollo del mismo; siendo éste el interés primordial dentro de este estudio.

1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

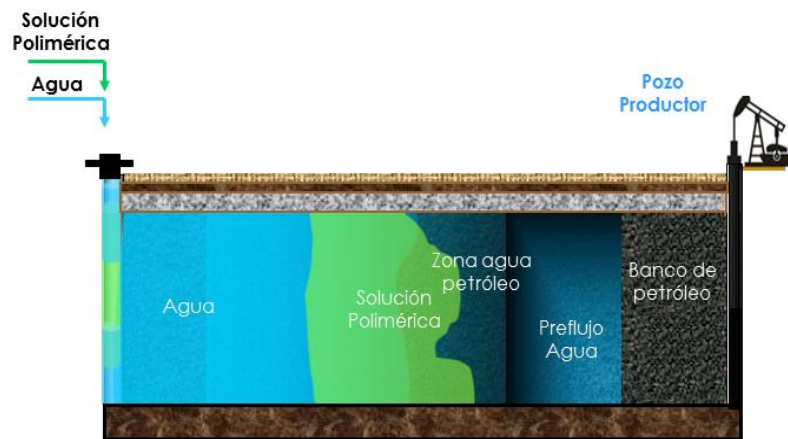
El proceso de inyección de polímeros se fundamenta en el aprovechamiento de la viscosidad de soluciones acuosas de polímeros para controlar la movilidad de los fluidos en la formación geológica. Según Sorbie (1991, 78), los polímeros se añaden al proceso de inyección de agua que se esté llevando a cabo con el fin de aumentar la viscosidad del fluido, lo cual permitirá mejorar la relación de movilidad agua–aceite en el yacimiento y conducirá al mejoramiento de la eficiencia de barrido areal y vertical.

Según Willhite & Green (1998, 239), este proceso consiste en añadir al agua de inyección un tapón de polímero de 250 - 2000 ppm, de un alto peso molecular que oscile entre 2–4 Mlb/lb mol, antes de que ésta sea inyectada en el yacimiento; lo

cual da origen a una solución muy viscosa a pesar de estar altamente diluida por lo que se recurre a inyectar un volumen finito (normalmente variando entre 0.1 a 0.3 VP), seguido por inyección de agua la cual ayudará a mantener un frente estable a medida que los fluidos avanzan en el yacimiento.

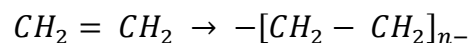
La Inyección de agua polimerizada se aplica normalmente cuando se produce una de las siguientes situaciones: 1) la relación de movilidad de inyección de agua es alta, o 2) la heterogeneidad del yacimiento es alta. Un diagrama esquemático que representa el proceso de inyección de agua de polímero se muestra en la figura. 1.

Figura 1. Esquema del proceso de inyección de polímeros



1.2. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS POLÍMEROS

Stright (1976, 34), cita que un polímero es una molécula de cadena larga formada por grupos repetidos llamados monómeros. La reacción por la cual ellos se forman o se combinan recibe el nombre de polimerización. Por ejemplo, la siguiente expresión es una reacción de polimerización donde el monómero de etileno (CH_2) se une con otro para formar el polímero:



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

1.2.1. Clasificación de los Polímeros

A continuación se presenta la principal clasificación de los polímeros.

- **Polímeros naturales o biopolímeros**

Stright (2008, 27), dice que los biopolímeros son aquellos que se encuentran en la naturaleza. Existen diversos tipos de biopolímeros disponibles en la actualidad, tanto polisacáridos como derivados de la celulosa, estos, han recibido mucha atención en lo que respecta a su aplicación en la recuperación mejorada de petróleo. Son susceptibles a la biodegradación y por tanto, es conveniente agregar productos químicos que permitan proteger la solución contra el ataque de bacterias.

- **Polímeros Semi-sintéticos**

Son los que se obtienen por el manejo químico de los biopolímeros. Son polímeros naturales que se originan a partir de sistemas biológicos, el más común de este tipo es llamado polisacárido; el cual se forma a partir de la polimerización de moléculas de sacárido por fermentación bacteriana. El tipo más común de polisacárido tiene aplicación en la industria del petróleo y se denomina Gomas Xánticas (Xantan Gums), las cuales usualmente tienen menos peso molecular que las poliacrilamidas y poseen excelentes habilidades viscosificantes en aguas altamente salinas, debido a la rigidez de las moléculas, sin embargo tienen menos habilidades viscosificantes que las poliacrilamidas en agua fresca.

Los biopolímeros se identifican por tener buena capacidad viscosificante en aguas de alta salinidad, y resistencia a la degradación por fuertes esfuerzos mecánicos lo cual los hace más fáciles de manejar en las bombas de inyección en el campo,

algunos de ellos muestran poco retraso sobre la superficie de la roca, por lo tanto se propagan más fácilmente dentro de la formación que las poliacrilamidas, esto puede reducir la cantidad de polímero requerido para inyección, sin embargo debido a su composición son propensos al ataque bacterial en regiones del yacimiento de baja temperatura. Por tales motivos la estabilidad del polímero está sujeta a la degradación mecánica, a la salinidad y a la temperatura, convirtiéndose en parámetros clave en el proceso de diseño. Ejemplos de este tipo de polímeros son, la carboximetilcelulosa (CMC) y la hidroxietilcelulosa (HEC).

- **Polímeros sintéticos**

Stright (2008, 28), describe que estos polímeros son aquellos que son sintetizados en el laboratorio, poseen una unidad monomérica llamada acrilamida, su rendimiento depende del peso molecular y del grado de hidrólisis. Cuando es utilizado para inyección en yacimientos que están produciendo por inyección de agua se somete a hidrólisis parcial, donde parte de la acrilamida se convierte en ácido acrílico, por tal motivo son llamadas poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM); ésta hidrólisis tiende a aumentar la viscosidad del agua dulce, pero reduce la viscosidad de las aguas duras.

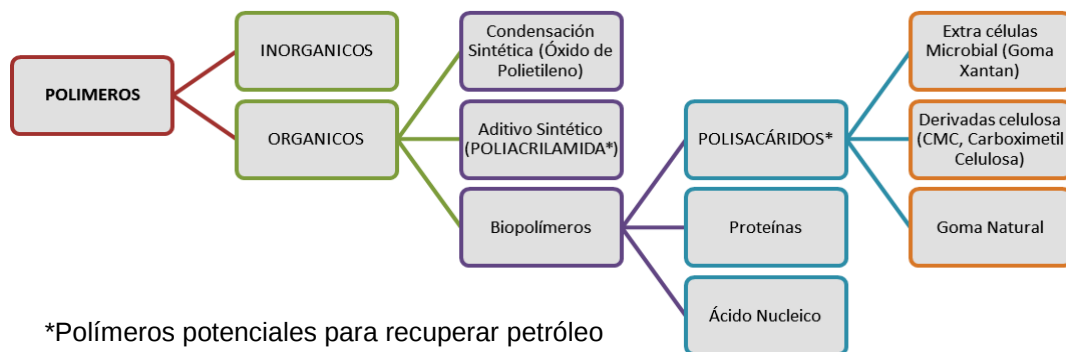
Según Ferrer (2001, 314) las poliacrilamidas son las más conocidas debido a que además de aumentar la viscosidad de agua, alteran la permeabilidad de la roca del yacimiento en las zonas invadidas, y reduce la movilidad efectiva del agua inyectada. El efecto final será una reducción en la razón de movilidad y en consecuencia el mejoramiento de la eficiencia de barrido, todo lo cual conduce a un incremento en la recuperación de aceite. Sin embargo, si el peso molecular de la poliacrilamida es demasiado alto puede taponar los espacios porosos de la formación.

Stright (2000,154) explica que las poliacrilamidas HPAM, presentan gran sensibilidad a la salinidad y a la dureza del agua, también poseen tendencia a la degradación por cizallamiento causado por altas tasas de inyección; estas

debilidades se convierten en un obstáculo para su uso en muchos yacimientos. Por otro lado, las HPAM son económicas y relativamente resistentes a los ataques bacterianos, a la degradación térmica, a exposiciones por largo tiempo en el yacimiento y son estables a pH básicos en balance con los polímeros naturales, cualidades que son necesarias en el químico al momento de ser aplicado.

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

Figura 2. Tipos de polímeros



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

1.3. POLÍMEROS EMPLEADOS PARA INYECCIÓN

Los polímeros se encuentran clasificados de acuerdo a su origen, ya sea natural o sintético. En la industria han sido aplicados los dos tipos, sin embargo, los sintéticos han mostrado resultados más favorables y por lo tanto han tenido mayor aplicación a nivel mundial. A continuación se da una breve descripción de los polímeros de uso más frecuente.

1.3.1. Poliacrilamidas

Daughlon (1988, 123) afirma que la Poliacrilamida es un homopolímero de acrilamida. Puede ser sintetizado en forma de cadena lineal o entrecruzado, e incluso se emplea junto con otros monómeros como el acrilato de sodio para formar distintos copolímeros. La poliacrilamida no es tóxica. Sin embargo, la acrilamida que no ha polimerizado, que es una neurotoxina, puede estar presente en muy pequeñas cantidades en la acrilamida polimerizada, de ahí que sea recomendable su manipulación con precaución.

Su rendimiento depende del peso molecular y del grado de hidrólisis. Cuando es utilizado para inyección en yacimientos que están produciendo por inyección de agua se somete a hidrólisis parcial, donde parte de la acrilamida se convierte en ácido acrílico, por tal motivo son llamadas poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM); ésta hidrólisis tiende a aumentar la viscosidad del agua dulce, pero reduce la viscosidad de las aguas duras.

Grados típicos de hidrólisis son de 30-35% de los monómeros de acrilamidas, este grado de hidrólisis ha sido seleccionado para optimizar ciertas propiedades como son: solubilidad en agua, viscosidad, y la retención. Si la hidrólisis es demasiado baja, el polímero no es soluble en agua y si es demasiado alta, el polímero será demasiado sensible a la salinidad y dureza, perdiendo así sus propiedades originales.

Según Wang (1999,5), las poliacrilamidas aumentan la viscosidad, alteran la permeabilidad del medio poroso, y mejoran la eficiencia volumétrica de barrido. El resultado final será una reducción en la razón de movilidad, todo lo cual conduce a un incremento en la recuperación de aceite. Sin embargo, si el peso molecular de la poliacrilamida es demasiado alto el polímero puede taponar los espacios porosos de la formación, si el diámetro de las gargantas de poro es bajo.

1.3.2. Biopolímeros

Wang (1999,5), afirma que son polímeros naturales que se originan a partir de sistemas biológicos, el más común de este tipo es llamado polisacárido; el cual se forma a partir de la polimerización de moléculas de sacárido por fermentación bacteriana y tienen estructura química compleja.

Los biopolímeros se caracterizan por tener resistencia a la degradación por fuertes esfuerzos mecánicos lo cual los hace más fáciles de manejar en las bombas de inyección en aplicaciones de campo; algunos de ellos muestran poco retraso sobre la superficie de la roca, por lo tanto se propagan más fácilmente dentro de la formación que las poliacrilamidas, esto puede reducir la cantidad de polímero requerido para inyección, sin embargo debido a su composición son propensos al ataque bacteriano en regiones del yacimiento de baja temperatura.

1.4. MECANISMOS DE INTERACCIÓN ROCA / FLUIDOS EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS

El proceso de recuperación mejorada trabaja fundamentalmente buscando una mejora tanto de la eficiencia de desplazamiento (microscópica) como de la eficiencia volumétrica (macroscópica). Existen varios procesos que buscan incrementar la recuperación de petróleo disminuyendo la saturación residual del mismo, es decir, trabajan fundamentalmente mejorando la eficiencia de desplazamiento. Otros buscan modificar los factores que originan bajas eficiencias volumétricas; dentro de estos procesos se clasifica la inyección de polímeros (soluciones poliméricas), la cuales buscan incrementar tanto la eficiencia de barrido areal como la vertical, mediante la reducción de la movilidad del agua.

El flujo de soluciones poliméricas a través de medios porosos es mucho más complicado que el caso de flujo en capilares, ya que además del efecto de los cambios en la viscosidad del fluido, existe una modificación en la permeabilidad

efectiva de la roca al paso de la fase acuosa, producida por la adsorción de las moléculas de polímeros en las paredes de la matriz rocosa y/o entrapamiento de dichas macromoléculas.

Debido a esta compleja situación, es imposible estudiar por separado cada uno de los factores que contribuyen al comportamiento de las soluciones de polímeros en medios porosos. Pye, (2004, 98) definió una variable que llamó “Factor de Resistencia (RF)”, la cual toma en cuenta todos los factores anteriormente mencionados y los expresa como una sola cantidad que permite conocer la efectividad con que una solución polimérica de cierta concentración reduce una relación adversa de movilidades. El factor de resistencia se define como el cociente de la movilidad del agua y la movilidad de la solución polimérica, ambas medidas a la misma saturación residual de petróleo.

$$RF = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} \quad 1.1$$

Dónde:

RF: factor de resistencia

λ_w : movilidad del agua

λ_p : movilidad del polímero

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

Por otro lado, la resistencia residual al paso del agua dejada en el medio poroso por la solución polimérica es de gran importancia económica debido a que no se necesitaría inyectar polímero durante todo el proyecto, ya que su efecto permanecerá por mucho tiempo después de que se haya cerrado la inyección del

volumen de polímero, según afirma Perez (1996, 78). Este efecto está caracterizado por el “Factor de Resistencia Residual”, R_r .

$$R_r = \frac{\lambda_w \text{ (antes del paso de la sol. de polímero)}}{\lambda_w \text{ (después del paso de la sol. de polímero)}} \quad 1.2$$

Dónde:

R_r : *factor de resistencia residual*

λ_w : *movilidad del agua*

El volumen inyectado de solución polimérica modifica la permeabilidad efectiva de la formación por donde fluye, tal como queda manifiesto por el valor del factor de resistencia. Sin embargo, debido a las características hidrofílicas de las moléculas de polímero, así como por los mecanismos de adsorción, entrapamiento y reducción de permeabilidad que se describen más adelante, parte de la disminución de la permeabilidad efectiva de la formación permanece aún después de que ha circulado por el medio poroso un volumen considerado de agua que sigue y desplaza el bache de polímero.

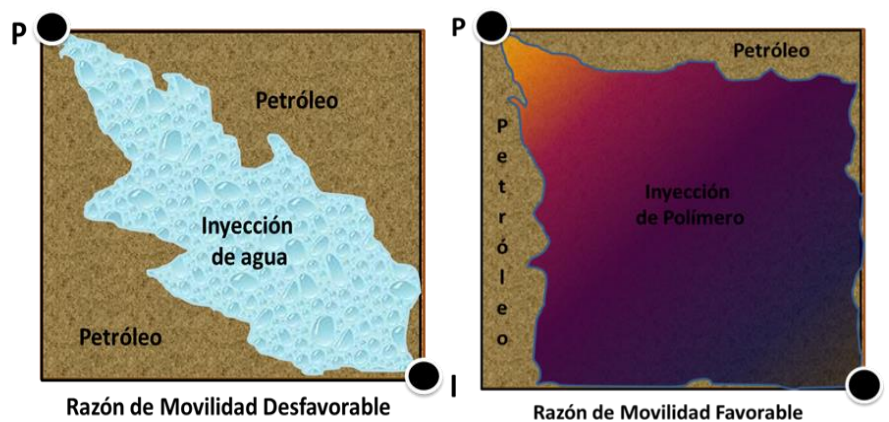
1.4.1. Reducción de la Movilidad

Willhite & Green (1998, 241), describen que los procesos de inyección de agua presentan en la mayoría de casos una relación de movilidad mayor a uno, debido a que el agua se mueve más rápido que el petróleo. Esto no es lo que se desea porque el agua fluiría dejando atrás el petróleo y como consecuencia, producirá un desplazamiento ineficiente, fenómeno conocido como digitación viscosa (adedamiento). Para que ocurra un desplazamiento óptimo, debe darse una relación de movilidad menor que uno, o incluso uno, la cual es definida como favorable. Por esta razón se considera al proceso de inyección de polímero como una alternativa para disminuir la movilidad del agua, ya que el polímero, debido a que tiene una viscosidad superior a la del agua, tiene la capacidad de incrementar la viscosidad de la misma.

En la figura 3 se ilustra esquemáticamente como mejora el barrido areal causado por la inyección de polímero en un sistema comparado con el proceso de inyección de agua.

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

Figura 3. Efecto de inyección de Polímero



Fuente: BURGER, J. SORIEAU, P. Thermal Methods of oil Recovery. Paris, Editions Technip 1985.

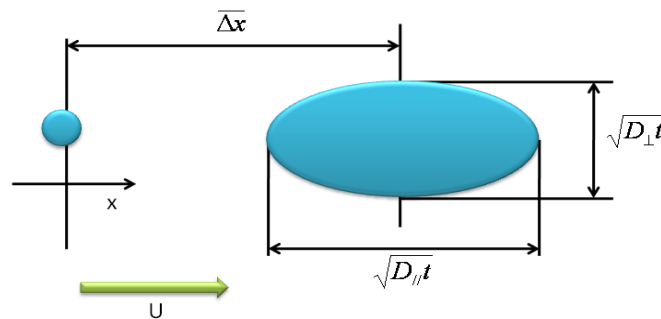
1.4.2. Retención de las moléculas de polímero

Sheng (2000, 47) afirma, que se ha demostrado por medio de un gran número de experimentos que al fluir las soluciones poliméricas a través de medios porosos consolidados y no consolidados, se presenta una reducción apreciable entre las concentraciones a la entrada y salida del medio. Esta reducción en la concentración de polímero es un reflejo de la retención de las moléculas dentro del medio poroso. Estas moléculas se retienen debido a los siguientes mecanismos.

1.4.3. Dispersión

Niemann (2000,12) describe que la dispersión es la mezcla macroscópica causada por un flujo laminar disparejo en un medio real fijo. La forma de estudiar este fenómeno en la práctica es vertiendo una gota de una sustancia en un fluido, al poco tiempo esta gota se habrá desplazado una distancia y se habrá deformado (Figura 4).

Figura 4. Esquema de dispersión longitudinal y transversal.



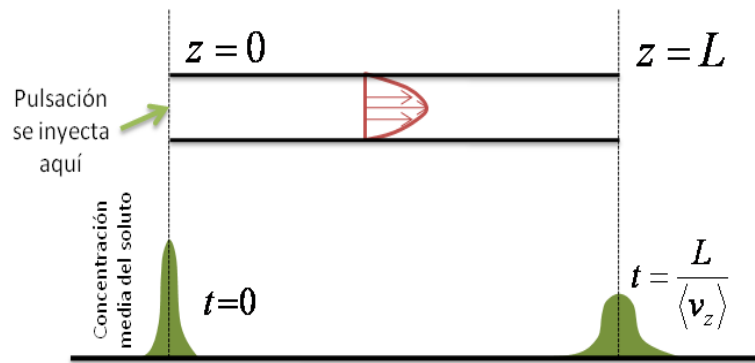
Fuente: BIRD, R. STEWART, W.E. & LIGHFOOT, E. N. Fenómenos de transporte. Departamento de ingeniería química de la universidad de Wisconsin.

Como se muestra en la figura, la deformación es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo transcurrido, pero se puede ver que es diferente en un sentido y en otro. Esto se debe a la geometría del medio. También se muestra en la figura que en sentido paralelo al flujo la deformación es $\sqrt{D_{\parallel}t}$ mientras que en sentido perpendicular es $\sqrt{D_{\perp}t}$. Estos términos $D_{\parallel}$ y $D_{\perp}$ son conocidos como coeficientes de dispersión longitudinal y perpendicular respectivamente. Existen tres tipos de dispersión: difusión molecular, dispersión de Taylor y dispersión geométrica. A continuación se explica cada uno de ellos.

- **Dispersión de Taylor**

Niemann (2000, 25) explica que un ejemplo de este tipo de dispersión es el de un flujo a través de una tubería, en el cual en un instante cero se le inyecta un impulso de masa de soluto provocando una distribución de masa notoriamente concentrada en $r = 0$ como se muestra en la figura 5.

Figura 5. Dispersión de Taylor

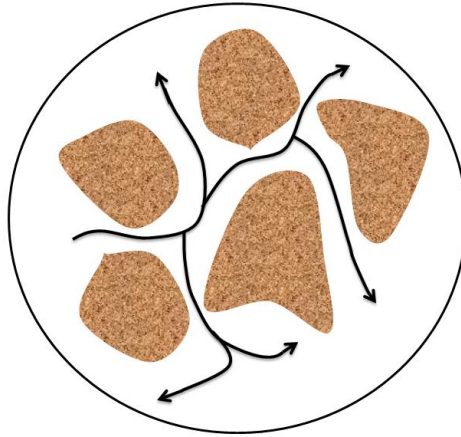


Fuente: BIRD, R. STEWART, W.E. & LIGHFOOT, E. N. Fenómenos de transporte. Departamento de ingeniería química de la universidad de Wisconsin.

- **Dispersión geométrica**

La dispersión geométrica ocurre en medios de geometría compleja como la que se presenta en la figura 6 donde el flujo tiene bruscas variaciones de dirección. El hecho de que el fluido se mueva en diferentes direcciones, significa que llega a ocupar un gran volumen del medio en poco tiempo, por lo tanto su transporte por dispersión es rápido.

Figura 6. Dispersión geométrica.

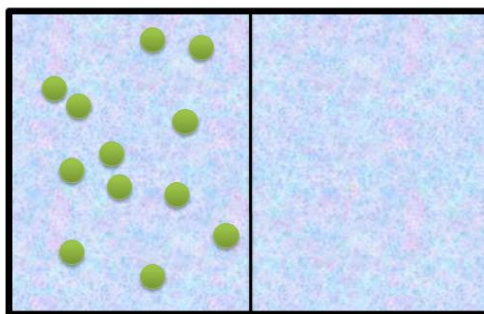


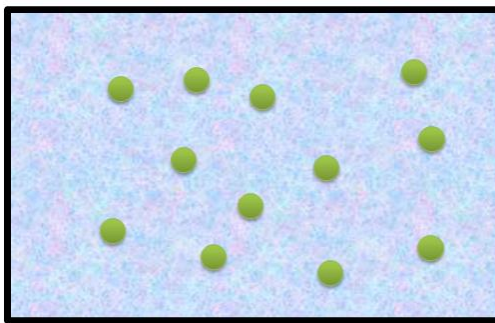
Fuente: BIRD, R. STEWART, W.E. & LIGHFOOT, E. N. Fenómenos de transporte. Departamento de ingeniería química de la universidad de Wisconsin.

1.4.4. Difusión

Burger (1985, 185) afirma que en procesos de recuperación mejorada de petróleo, y en general en cualquier reacción que se lleve a cabo en más de una fase se presenta un control por el proceso de difusión de los reactivos o por la cinética de la reacción, dependiendo cual sea el que ocurre más lentamente. Los procesos de difusión dominan a temperaturas altas ya que la cinética es más sensible a la temperatura puesto que tiene un término exponencial en su constante de Arrhenius, también ocurre gracias a un gradiente de concentración en donde la materia se desplaza de una mayor concentración a una menor (Figura 7).

Figura 7. Difusión: al eliminar la barrera la concentración tiende a homogenizarse.





Fuente: BURGER, J. SORIEAU, P. Thermal Methods of oil Recovery. Paris, Editions Technip 1985.

1.4.5. Adsorción

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

Sheng (2000, 98) propone que la adsorción de moléculas de polímero ocurre en forma de una capa que cubre los granos de la roca incrementando la capacidad de la roca de ser mojada por agua. Esta capa tiende a incrementar su volumen, reduciendo así la permeabilidad relativa al agua sin alterar la permeabilidad relativa del petróleo.

Pruebas experimentales bajo condiciones estáticas han demostrado que las moléculas de los polímeros se adsorben en la mayoría de los minerales variando en magnitud para diferentes tipos de rocas. Se ha encontrado que el carbonato de calcio presenta una mayor afinidad por el polímero que la sílice (areniscas). En general, la adsorción aumenta al incrementarse la concentración del polímero y por la salinidad del agua de formación. Bajo condiciones dinámicas la adsorción disminuye, no porque los mecanismos de adsorción varíen sino porque existen ciertas restricciones al flujo de la solución polimérica en algunas regiones del medio poroso. A estas regiones del volumen total se le conoce como “volumen

poroso inaccesible” y consiste en aquella parte del medio poroso cuyo diámetro medio de poro es menor que el diámetro medio de la molécula de polímero.

1.4.6. Entrampamiento

Stright (1976, 85) explica que este mecanismo se presenta en canales de flujo en el medio poroso cuya entrada es ligeramente mayor al tamaño medio de la molécula de polímero, de tal forma que pueda entrar al poro, pero si la salida del canal posee un diámetro menor al de dicha molécula, entonces esta no podrá salir, quedando atrapada en el canal. Debido a la naturaleza hidrofílica de la molécula y a que aún existe cierto espacio libre dentro del canal para el flujo, existirá una restricción al flujo de agua, pero el petróleo podrá fluir en dicho canal.

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

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

Las soluciones poliméricas deben permanecer estables a condiciones de yacimiento por cierto tiempo para que puedan ser efectivas. Son muchos los factores que pueden afectar las propiedades de las soluciones poliméricas y algunas de ellas, en casos extremos, pueden llegar a degradarlas. Entre las más importantes se encuentran:

1.5.1. Salinidad o contenido de iones divalentes

Szabo (1975,13) expresa que los yacimientos a menudo poseen agua de formación salubre que contiene altas concentraciones de cationes divalentes, en particular de Ca^{++} y Mg^{++} , que hacen que la viscosidad de la solución polimérica se

vea afectada. Debido a que la salinidad causa degradación química en el polímero, la concentración de sales en la formación preferiblemente debe ser pequeña para evitar el fenómeno de floculación del polímero y las interacciones entre los minerales y el químico inyectado.

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

1.5.2. Temperatura

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

Dado que la temperatura del yacimiento es un factor fundamental y no puede ser manipulada, es necesario que previamente a la implementación de la inyección de polímeros se realicen estudios de laboratorio, donde se logre observar el efecto de la temperatura, y se puedan predecir situaciones problema en el yacimiento, con el fin de tomar decisiones acertadas respecto a la escogencia del polímero, es decir, la posibilidad de usar polímeros de alta temperatura.

1.5.3. Presencia de acuífero activo y capa de gas

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

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

1.6. PROBLEMAS COMUNES EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS

A continuación se presentan los principales problemas identificados durante el desarrollo de éste proceso.

1.6.1. Degradación del polímero

Una disminución en el peso molecular medio del polímero y/o una reacción química adversa durante su inyección, constituye la degradación. La estabilidad del mismo debe ser evaluada y cuantificada a condiciones de yacimiento en función de un período de tiempo que sea relevante.

La degradación del polímero durante las inyecciones de polímero puede ser: química, biológica, mecánica, térmica y oxidativa afirma Sydansk (2005, 24).

- **Degradación Química.**

Sydansk (2005, 24) afirma que la degradación química se produce debido a radicales libres que causan ruptura en la columna vertebral química de las moléculas de polímero, tanto en biopolímeros como en polímeros sintéticos de inyección. Ejemplos de fuentes de radicales libres que pueden ser problemáticos para los polímeros de inyección y el cumplimiento del tratamiento son: oxígeno libre (O_2), peróxido de hidrógeno, hipoclorito sódico de cloro, y los interruptores de gel, como el peróxido de amonio. Adicionalmente, combinaciones de oxígeno libre y ferrocino alteran su estabilidad, particularmente en polímeros de acrilamida.

Otra fuente de radicales libres son impurezas libre –radical precursoras de radicales libres o que aparecen inducidas en el propio polímero durante el proceso de fabricación. La degradación también puede ser causada por los bajos niveles de radicales libres, que son más problemáticos cuando se realiza las inyecciones de polímero a alta temperatura ($> 150\text{ }^{\circ}\text{F}$), especialmente durante la evaluación de laboratorio de alta temperatura.

Hay dos procedimientos recomendados para eliminar el oxígeno libre a partir de muestras de polímero de solución en el entorno de laboratorio, con el fin de evaluar de manera significativa las soluciones de polímero de inyección para aplicaciones de alta temperatura. El primer procedimiento mediante el cual una solución de polímero puede ser muy fácil y eficazmente desoxigenada en una ampolla de vidrio (a $<10\text{ ppb}$ de O_2) implica la desgasificación de la muestra con un vacío de alta calidad, para un minuto o hasta el punto en que la solución acuosa se reduzca. El segundo procedimiento eficaz para la desoxigenación de manera efectiva de muestras de solución polimérica (a $<10\text{ ppb}$ de O_2) para llevar a cabo pruebas de laboratorio de alta temperatura, es de burbuja de la alta pureza del gas argón a través de la solución de polímero. La necesidad de desoxigenar las soluciones poliméricas en el laboratorio durante las pruebas de alta temperatura, es debido a que éstas se encuentran en los yacimientos en un ambiente anaeróbico.

- **Degradación Biológica**

La degradación biológica es un problema potencialmente grave para las inyecciones biopolímero, especialmente para el uso en yacimientos someros y para el biopolímero ya que reside en tanques superficiales y tubulares. La degradación biológica es sólo un problema potencial modesto para las inyecciones de polímeros de acrilamida. Para un diseño adecuadamente inyección acrilamida-polímero que utiliza polímero sólido como fuente de polímero, el potencial de degradación biológica es esencialmente un problema inexistente.

- **Degradación Mecánica**

La forma de degradación mecánica que es de mayor preocupación para los polímeros de inyección de agua, es la degradación asociada a los esfuerzos de corte. Esta degradación se produce cuando el polímero que se disuelve en solución se somete a altas velocidades de cizallamiento. Todos los polímeros disueltos degradan mecánicamente si se somete a una velocidad de cizallamiento de flujo suficientemente alta. Durante la inyección de polímero pueden existir perjudicialmente altas tasas de cizallamiento de flujo en los equipos de superficie de inyección (válvulas, orificios, bombas, y tubos), en contracciones de fondo de pozo (orificios de tubos, perforaciones o pantallas), y en la superficie de la inyección en la roca del yacimiento o en el material arenoso.

Generalmente el biopolímero de xantano no es mecánicamente degradado por cizalla a las condiciones de inyección. Sin embargo, bajo la mayoría de condiciones de inyección de polímero de inyección de flujo radial, polímeros de acrilamida de alta masa molecular son muy susceptibles a la degradación de cizalla mecánica. Esto es especialmente cierto si la salmuera de inyección es alta en dureza y salinidad. Cuando un polímero soluble en agua se encuentra en un medio con alta velocidad, se produce degradación por cizallamiento y por tensión de alargamiento que destruye la viscosidad de la solución polimérica. Maeker (1990, 58) y Seright (2006, 59) correlacionaron la pérdida de viscosidad de una solución polimérica como el producto de la velocidad de alargamiento multiplicada por el tramo longitud.

- **Degradación térmica**

Stright (1976, 85) dice que todos los polímeros que se utilizan para inyección de agua tienen un límite de temperatura superior por encima del cual ya no son químicamente estables, con y sin la adición de un paquete estabilizador térmico apropiado. Este límite superior de temperatura varía con: 1) la química del agua de las salmueras de polímero de disolución y yacimientos, 2) química de polímeros,

3) los fabricantes de un polímero dado. En su mayor parte, la temperatura de estabilidad térmica superior es una temperatura fija para un polímero de inyección de agua que se obtiene de un fabricante dado. Al iniciar una inyección polímero se debe determinar que el polímero para ser utilizado es térmicamente estable bajo las condiciones del yacimiento, a la temperatura del yacimiento de la inyección polímero y será suficientemente estable para la vida de la inyección de polímero.

- **Degradación oxidativa**

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

1.6.2. Efecto sobre la viscosidad

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

Al agregar sal a la solución polimérica, se altera la forma alargada de las moléculas a una forma esférica, como se observa en la figura 8. Por tanto se pierde más del 90% de la viscosidad de la poliacrilamida y la razón de movilidad de la solución crece significativamente con el incremento de la salinidad del agua.

Debido a esto, es necesario aislar la solución de polímeros de la sal presente en el agua de formación del yacimiento.

Szabo, (1975, 13), cita que los cationes divalentes como el calcio (Ca^{++}), tienen un efecto más pronunciado que los monovalentes como el sodio (Na^{++}), sobre la reducción de la viscosidad. Al estar presente grandes cantidades de cationes divalentes, las moléculas se pueden entrecruzar, de tal modo que si la concentración del polímero es suficiente forman un gel (floculación) o si no lo es, pueden formar precipitados de agregados moleculares.

Figura 8. Efecto de una solución altamente ionizada sobre la poliacrilamida hidrolizada

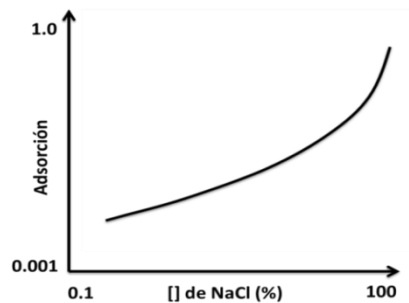


Fuente: BARREN, R.M. Diffusion in and through Solids, Macmillan, New York (1941)

1.6.3. Efecto sobre la adsorción del polímero

La cantidad de polímero que se adsorbe depende de la cantidad del mismo y de la superficie de la roca. Wang y Qian (2002, 152) explican que se ha observado entre otras cosas, que la presencia de sales también afecta directamente la extensión de la adsorción. La figura 9, describe el proceso de adsorción dependiendo de la concentración de sal involucrada en la solución de polímero.

Figura 9. Comportamiento del NaCl vs. Adsorción de poliacrilamida.



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

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

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

1.7. SCREENING DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS

El screening o criterios de selección para inyección de polímeros han sido propuestos por diferentes autores basándose en la experiencia y análisis de resultados de campos donde se han implementado. La tabla 1 muestra los principales parámetros y rangos de aplicación presentados por diferentes autores.

Usar parámetros de selección proporciona una base razonable para un estudio preliminar, pueden ser aplicados a cualquiera de una gran base de datos de los

yacimientos. Una vez más, hay que subrayar que la filosofía general es tener un esquema de filtrado que primero resuelva las preguntas: "¿Hay un problema con la eficiencia de barrido y por qué (relación de movilidad o heterogeneidad)? ' y luego pasa a preguntar' ¿Están la condiciones apropiadas para la inyección de polímero como un corrección adecuada?

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

Parámetros Fluido	
Gravedad °API	13 - 42,5 // Avg.26,5
Viscosidad (cP)	4000 - 0,4 // Avg. 123,2
Composición	No crítica
Parámetros del Yacimiento	
Saturación del petróleo (%)	34 - 82 // Avg. 64
Porosidad (%)	10,4 - 33 // Avg. 22,5
Espesor neto (Pie)	No crítico
Profundidad (Pie)	700 - 9460 // Avg. 4221,9
Razón de movilidad	2 – 10
Permeabilidad (mD)	1,8 - 5500 // Avg. 834,1
Factor de heterogeneidad	0,5 – 0,85
Temperatura (°F)	74 - 237,2 // Avg. 167
Agua	Salinidad preferiblemente baja.
Litología	Preferiblemente areniscas

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

Según Sorbei (2010, 201), se tienen que tener en cuenta otras especificaciones para la inyección de polímeros según sea los requerimientos, y dependiendo de un yacimiento en específico, y que variable como la viscosidad y la heterogeneidad del yacimiento se pueda controlar, como lo muestra la tabla 2.

Tabla 2. Resumen de parámetros de screening según Sorbei.

Criterio de screening	Control de la viscosidad del polímero	Control de las heterogeneidades	Comentarios
Viscosidad del aceite	Usualmente, $5 < \mu_o < 30$ cP, Max 70 cP	Usualmente $0,4 < \mu_o < 10$ cP, Max 20 cP	Si se presentan los dos casos, existirá rápido irrupimiento del agua y baja eficiencia de barrido
Nivel de larga escala	Baja, la formación debe ser homogénea como sea posible	Algo de heterogeneidad	Para control de la heterogeneidad bajas, no se requiere polímero, para heterogeneidades altas si.
Permeabilidad absoluta	Min. Aprox. 20 mD, no tiene máximo		Para evitar excesiva retención del polímero
Temperatura	Bajas temperaturas, Min 185 °F, Máximo 203 °F		El polímero se degrada a altas temperaturas
Inyectividad de agua	Preferiblemente que exista capacidad de inyección, puede ser de ayuda un fracturamiento		Si existe problemas con inyectividad de agua, para el polímero puede ser peor
Acuífero, contacto	La inyección debe hacerse lejos del contacto		Puede traer complicaciones de

aceite/ agua	agua/ aceite	retención
Arcillas	Preferiblemente bajas	Puede traer como consecuencia, mayor retención
Salinidad de salmuera	No es crítico, pero puede ser determinante en el tipo de polímero	Alta o baja salinidad depende de la compatibilidad del polímero.
Condiciones de operación	No hay mayor problema con esto: sin embargo se pueden tener problemas de incompatibilidad con aditivos o mezclas en superficie.	Hay que tener en cuenta los costos del uso de químicos para inyección como variable importante dentro del proyecto.

Fuente: SORBEI, K.S. Polymer – improved oil recovery.1991

1.7.1. Características del yacimiento

Sydansk, (2005, 24), afirma que la profundidad del yacimiento es un factor crítico solamente cuando se encuentra relacionado a la temperatura del yacimiento. Temperaturas menores a 200°F aseguran una solución estable.

La presión del yacimiento no es crítica si ésta permite que la presión de inyección sea menor que la presión de fractura. La litología del yacimiento debe ser preferiblemente arenisca con bajo contenido de calcio y bajo contenido de arcillas, debido a que la inyectividad en estas formaciones se reduce por expansión y/o dispersión de las arcillas. Se deben evitar las calizas con alta porosidad y yacimientos con extensivas fracturas, ya que en éstos los polímeros se perderían sin lograr su objetivo de reducir la movilidad del agua en el medio poroso. El

espesor neto del yacimiento debe ser aproximadamente constante y la porosidad debe ser mayor al 18% para asegurar una buena capacidad de almacenamiento.

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

1.7.2. Características del fluido

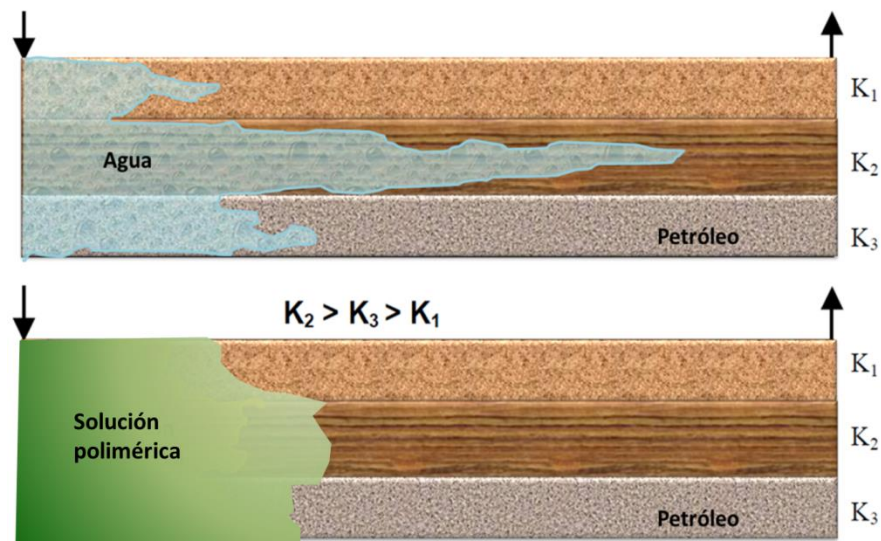
Lake (1989, 210) explica que la viscosidad del crudo es la variable que controla directamente la movilidad del agua-crudo, no debe ser superior a 150 cP (preferiblemente menor a 100 cP) y la gravedad no menor a 20 °API. Haciendo una breve comparación, los métodos de recuperación térmica son competitivos cuando la viscosidad del crudo en el yacimiento es alta. Cuando ésta es muy baja, la inyección de agua convencional y otros métodos de recuperación mejorada suelen ser más rentables ya que la relación agua/petróleo debe ser baja; esto significará mayor movilidad del petróleo. La inyección de polímeros, aplicada desde el principio como proceso de recuperación secundaria, en lugar de la inyección de agua, tendrá mejores resultados que la inyección de agua convencional.

1.7.3. Selección del yacimiento para aplicación de inyección de polímeros

De acuerdo con lo anteriormente mencionado, la inyección de polímeros es aplicada exitosamente como un proceso de recuperación terciario cuando la movilidad en la saturación de aceite es aun alta. El resultado de la inyección de polímero es mejorar la eficiencia de barrido areal y vertical, reduciendo la relación de movilidad del agua-petróleo y desviando el fluido inyectado hacia grandes áreas del yacimiento.

El concepto de variación de permeabilidad conectado con la heterogeneidad del yacimiento es mejor que la permeabilidad por sí misma para determinar áreas de aplicabilidad de la inyección de polímeros. Los yacimientos heterogéneos con factor de heterogeneidad entre 0,5 - 0,85 son buenos candidatos, porque se reduce la permeabilidad de la roca y la solución tiende a desviarse hacia áreas del yacimiento que no han sido barridas por una inyección de agua convencional. (Ver figura 10).

Figura 10. Diagrama esquemático de Ev causado por la inyección de polímero en un yacimiento heterogéneo.



Fuente: FRAGOZO, M. "Factibilidad de implementar un proceso de inyección de polímeros en un campo Colombiano". Proyecto de Grado. 2014.

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

1.8. POTENCIAL DE PRODUCCIÓN QUE SE OBTIENE DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS.

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

Estudios basados en una revisión de proyectos de inyección de agua mejorada con polímero, Sydansk (2005, 28) concluyeron que el uso de esta sustancia como un método de recuperación mejorada incrementa un 8 - 20% sobre la producción acumulada de aceite.

1.9. CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Muchos elementos han sido reconocidos como importantes durante el diseño un procesos de inyección de polímeros, según, Li y Niu (2002); Jewett y Schurz (1970); Sorbie (1991); Vela et al. (1976); Taber y col. (1997); Maitin (1992); Koning et al. (1988); Demin et al. (1995, 2002); Wang y Qian (2002); Wang (2008), concuerdan, que durante el diseño de un proceso de inyección de polímero, los factores críticos del yacimiento que se tienen en cuenta son la litología, estratigrafía, heterogeneidades (como fracturas), distribución aceite, patrón de pozos y el espaciamiento. Como también las propiedades críticas del polímero; el costo - efectividad (por ejemplo, el costo por unidad de la viscosidad), resistencia a la degradación (mecánica o cizalladura, oxidativo, térmica, microbiano), la tolerancia a la salinidad y dureza del yacimiento, retención por la roca, volumen de

poro inaccesible, la dependencia de la permeabilidades relativas, reología, y la compatibilidad con otros productos químicos que podrían ser utilizados.

Por lo anterior, se puede decir que uno de los trabajos más importantes para la implementación de un proceso de inyección de polímeros, es el diseño de este proceso ya que dentro de esta parte se deben responder preguntas como, donde implementarlo, cuando implementarlo y como implementarlo. Entre las especificaciones para el diseño del bache de polímero están:

1.9.1. Selección del polímero

Cuando se selecciona el polímero para un proyecto de inyección, se debe tener en cuenta las siguientes características y cumplir las siguientes condiciones lo mejor posible, según Lake (1989, 314):

- Maximizar el valor de mejoramiento de la viscosidad del agua y/o la reducción de la movilidad del agua.
- Que el polímero se disuelva fácilmente.
- Buena propagación del polímero y tener una baja retención a través del yacimiento.
- Exhibir una buena estabilidad al cizallamiento.
- Poseer una buena estabilidad química.
- Tener una buena estabilidad biológica.
- Térmicamente estables a la temperatura del yacimiento.
- Poseer propiedades de inyektividad aceptables.

1.9.2. Concentración del polímero

La concentración óptima del polímero para ser inyectado es un parámetro crítico en el diseño de un proyecto eficaz, ya que afecta profundamente los costos, la economía, y el rendimiento de un proyecto de desplazamiento con polímeros. La concentración que se inyecte está en función de:

- Las propiedades del yacimiento y de la naturaleza de los problemas de conformidad del yacimiento, es decir heterogeneidades y control de viscosidad.
- El objetivo del empuje por polímero.

Los objetivos de un empuje por polímero pueden incluir:

- Maximizar la recuperación de petróleo.
- La maximización de la tasa de retorno sobre el costo del proyecto de polímero.
- Reducir al mínimo el costo del proyecto.

De Bons (1995,65), realizó una revisión de la literatura de 12 proyectos de inyección de polímeros, que se llevaron a cabo entre 1975 y 1992. Diez (10) de éstos emplearon poliacrilamida y dos (2) usaron polímeros de Xantano. Se llevaron a cabo todos los proyectos de empuje en el yacimiento con temperaturas de menos de 140 °F.

Para los 12 proyectos de polímeros revisados, la mediana de recuperación incremental de petróleo calculada fue del 13% del POES y se informó que el rango de las recuperaciones de petróleo incrementales para 6 PVs es de 21 a 100%. Estos valores de los parámetros de los 12 proyectos de inyecciones de polímero son notables si se considera en términos de valores comparables reportados, o calculado a partir de los datos presentados por 128 inyecciones de polímeros

desarrollados en Estados Unidos entre 1980 y 1993. La mediana de la producción incremental de petróleo por las inyecciones de polímero de Estados Unidos era sólo el 4,9 % POES (frente al 13 % para las 12 inyecciones de polímero en otros países). La concentración media de polímero inyectado en los proyectos de Estados Unidos era sólo 460 ppm, frente a 920 ppm para las inyecciones de polímero en los otros países.

Por lo tanto, sobre la base de los 12 proyectos internacionales de inyección de polímeros discutidos, la concentración de 900 ppm del polímero en el bache de polímero a inyectar sería un buen valor de partida para la consideración inicial en el diseño de un proyecto de inyección de agua con polímeros. Trabajando a partir de esta concentración inicial, se debe determinar, mediante la ingeniería adecuada y las herramientas de evaluación, si la mejor concentración de polímero para su inyección es en realidad más alta o más baja.

1.9.3. Volumen poroso de fluido a inyectar

El tamaño óptimo de la solución de polímero para ser inyectado, es uno de los aspectos más debatidos y controvertidos del diseño de un proyecto de inyección de agua con polímeros. Este parámetro de diseño afecta profundamente el costo, la economía, y el rendimiento de un proyecto de esta índole. Esta variable ha sido una causa importante de los resultados decepcionantes de muchos proyectos de polímero realizados en Estados Unidos, afirma Bons (1995,205).

En el intento de diseñar cuál es el tamaño óptimo del bache de una solución polimérica se debe tener en cuenta dos parámetros importantes, como son la tasa y naturaleza del polímero, así como también las características de la formación donde se va inyectar.

1.9.4. Tiempo de inyección

Bons (1995,65) describe que cuanto más anticipado en la vida de una inyección de agua se inicia una inyección de polímero, es más eficaz éste segundo proceso.

Dos factores tienden a afectar las ventajas de la aplicación de una inyección de polímero prematuro en la vida de un proyecto de inyección de agua; en primer lugar, el inyectar polímeros en la vida temprana ocasiona que sea más difícil evaluar la recuperación final de petróleo por cada uno de los dos procesos y la eficiencia económica por causa del polímero, más allá de lo que hubiera sido recuperar únicamente por la inyección de agua. En segundo lugar, la descripción y dinámica del yacimiento asociado a problemas operacionales durante la inyección de agua.

1.10. PASOS SUGERIDOS PARA EL DISEÑO DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO

Lake y Sorbie (1990, 181) han sugerido que el diseño y la planificación de un procedimiento de inyección de agua con polímero deben implicar los siguientes elementos:

- Estudiar los yacimientos candidatos tanto para la viabilidad técnica y económica de llevar a cabo un proyecto de inyección de polímero exitosa, puede ser a partir de analogías.
- Si es apropiado y necesario mejorar la descripción de los yacimientos
- Seleccionar el polímero que se debe utilizar en el proyecto, por medio de pruebas de laboratorio.
- ¿Cuándo y dónde se llevara el proceso?
- Estudios de laboratorio bajo condiciones de yacimiento con el fin de:
 - Realizar las pruebas de laboratorio de compatibilidad del polímero con el yacimiento.
 - Desplazamientos de la solución polimérica en core:

- La determinación de las propiedades del polímero - solución de flujo
- La estimación de la recuperación incremental de petróleo (en la escala del tamaño del núcleo utilizado)
- Estimar la cantidad de polímero que se requerirá para la inyección de polímero
- Diseñar las instalaciones de inyección de polímeros.
- Cuándo y dónde es rentable llevar a cabo una prueba de inyectividad de polímero y un proyecto piloto de polímero.
- Realizar simulación de yacimientos bajo el esquema de explotación, realizando un análisis de sensibilidad de los parámetros más influyentes y/o utilizando analogías de los campos donde ya se ha aplicado la técnica.

1.10.1. Diseño del bache del polímero a través de los años

Durante todos los estudios realizados a nivel mundial sobre implementar un proceso de inyección de polímeros, la variable más importante a estudiar ha sido la cantidad de químico a utilizar para el proceso, debido no solo a que afecta de manera directa la eficiencia en el recobro y desplazamiento de los fluidos, sino que también afecta el éxito económico del proyecto de recobro.

Pruebas de laboratorio, simulación numérica de yacimientos y métodos analíticos desarrollados a partir de investigaciones del proceso, han determinado claves importantes para el diseño del bache en procesos de inyección de polímeros. Sin embargo, no existe una metodología general para determinar el tamaño de bache de químico a inyectar, por esta razón es parte de la justificación y vital proponer una metodología clara como alcance de esta investigación.

A continuación se describen algunas de las consideraciones más relevantes, que se han tenido en cuenta a través de los años, encontrados en la literatura, para el diseño del tamaño del bache de un proceso de inyección de polímero.

- **Weiss, Baldwin (1985)**

Realizaron una evaluación de laboratorio y simulación numérica a escala de campo a partir de análisis de sensibilidad, para bajas y altas concentraciones, tamaño del bache y tipo de polímero; estudiando el aceite desplazado, el área de barrido y relaciones de movilidad. Se concluyó a partir de esta experiencia que el valor más económico y técnicamente mejor para inyectar era de 12.5% PV, con una viscosidad de 3.5 cP, incrementando la producción de aceite en 77 bbl/ acre-pie.

- **Weiss (1992)**

Para esta investigación, recomendaron primero la utilización de analogías como herramienta para analizar los campos parecidos al campo de estudio y a partir de esto realizar análisis de simulación numérica de yacimientos. Después de realizar un análisis de sensibilidad del tamaño del bache, entre 1.5 % VP hasta 4.8 % VP, concentración del polímero y tasas de inyección, se llega a la conclusión de inyectar como mínima concentración un polímero con un tamaño de bache de 3.8%VP.

- **Demin, Qun, Xiaohong, Yan (2000)**

El objetivo de este estudio es comparar los cambios de concentración del polímero inyectado en un campo del sur de China, además, maximizar el radio de aceite incremental que barre el polímero o maximizar el área barrida por los fluidos inyectados durante los procesos de inyección del polímero. Al finalizar la investigación se determinó que la concentración más eficiente durante el proceso fue cuando se inyectó 600 ppm.

- **Wang, Seright y Shao (2007)**

Después de revisar el screening de aplicación de procesos de inyección de polímeros y de estudiar las pruebas pilotos realizadas. La cantidad de polímero inyectado es clave para el diseñar un proceso de empuje por polímero. En este estudio se enfocaron en los factores más importantes durante la dinámica del proceso. Estos factores son: (1) reorganización cuando la modificación de los perfiles son necesarios para aumentar la zona de influencia del polímero, (2) establecer una óptima tasa, formulación y restricciones de producción en los pozos de producción e inyección, (3) variación del peso molecular y concentración del polímero dependiendo del tamaño del bache. A partir de pruebas de laboratorio y simulación numérica a escala de laboratorio y campo, se concluyó que la inyección óptima del polímero varía hasta 0.7 volúmenes porosos, dependiendo del corte de agua del yacimiento. La concentración promedio para el diseño está cerca de 1000 mg/ L, y la tasa de inyección de polímero puede ser menor a 0.2 VP/año dependiendo del espaciamiento de pozos.

- **Dong y Fang, (2008)**

Como primer aspecto en este análisis de sensibilidad para determinar el tamaño del bache a partir de simulación numérica de yacimientos y pruebas de desplazamiento en laboratorios de recobro era determinar el cambio de la concentración en función del tiempo y espacio. Esta investigación se centró en incrementar el recobro utilizando altas concentraciones de polímero. Primero, se observó la efectividad del aumento del desplazamiento por la inyección de una alta concentración de polímero durante el periodo inicial de inyección. Segundo, el incremento del corte de agua durante el tercer bache de inyección de polímero. Con base en estos experimentos se concluyó que existe un resultado muy positivo cuando se inyectan 0.65 VP con una concentración de 1200 ppm, y 0.36 VP con una concentración de 2000 ppm.

2. MODELOS ANALÍTICOS PARA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

El diseño de procesos de inyección de polímeros involucra variables importantes, como lo son: el tipo de químico a inyectar, concentración y tamaño del bache, y parámetros operacionales, que se pueden determinar a partir de análisis de sensibilidad por simulación numérica, y/o con ayuda de modelos analíticos, que den una idea del comportamiento del proceso en el medio poroso. Los modelos analíticos definen un sistema con ecuaciones que pueden resolverse para diferentes valores de las variables introducidas y así, predecir el comportamiento de un sistema, con lo cual se convierten en una herramienta preliminar de predicción del comportamiento de un fenómeno, que para el caso particular de este estudio se trata del bache de polímero.

Todos los modelos parten de una serie de supuestos, explícitos o implícitos, para simplificar el sistema que se está estudiando. Estos supuestos se establecen para hacer el modelo accesible desde un punto de vista matemático, especialmente en el caso de los modelos analíticos, pero también para facilitar su comprensión. Simplificar el mundo real es uno de los objetivos prioritarios de los modelos.

Es importante considerar cuidadosamente cada uno de los supuestos de cualquier modelo, pues de ello dependerá que tan bien se ajuste el modelo analítico al modelo físico. Esto no quiere decir que un modelo analítico carezca de valor para entender un organismo que incumple alguno de los supuestos del modelo, ya que muchos de estos modelos son robustos; es decir, las predicciones del modelo no cambian mucho cuando se incumple alguno de los supuestos.

Según Osorio (2002, 99) en la industria del petróleo y específicamente en el estudio del flujo de fluidos en medios porosos, como es el caso de procesos de inyección de polímeros, se han desarrollado modelos analíticos para fines investigativos, de simulación de yacimientos, y para fines comparativos con

modelos físicos, que logren desarrollar nuevos modelos que determinen las variables más influyentes en un fenómeno estudiado.

A continuación se presenta un bosquejo de las características de los modelos propuestos más representativos referenciados en la literatura, postulados por algunos autores, con el fin de determinar su utilidad y aportes al diseño del bache en procesos de inyección de polímeros, los cuales involucran fenómenos presentes como dispersión, difusión y adsorción, propios del flujo de fluidos en medios porosos.

2.1. MODELO ANALÍTICO SEGUNDA LEY DE FICK, 1855

La ley de FICK explicada por Taheri (2010, 7) es una ley cuantitativa, en forma de ecuación diferencial (ecuación 2.1), que describe diversos casos de difusión de materia o energía en un medio en el que inicialmente no existe equilibrio químico o térmico. Recibe su nombre del médico y fisiólogo alemán Adolf FICK (1829-1901), que las derivó en 1855. Según Crank (1980, 89) la segunda ley de FICK se utiliza en la difusión no-constante es decir cuando la difusión es en estado no estacionario, en los que el coeficiente de difusión es independiente del tiempo.

La difusión, llamada también difusión molecular es un proceso físico irreversible, en el que partículas materiales se introducen en un medio que inicialmente estaba ausente de este, aumentando la entropía o desorden molecular del sistema en conjunto, formado por las partículas difundidas o soluto y el medio donde se difunden o disuelven.

La difusión en régimen permanente, es un caso especial de uno de los más generales de la difusión transitoria, en la cual los flujos y la concentración varían con el tiempo. La difusión en régimen no permanente se aplica a muchos métodos experimentales en donde se determina el coeficiente de difusión, y en las teorías de transferencia de masa, así como en la teoría de penetración.

La ecuación diferencial de difusión transitoria se obtiene combinando la expresión de la primera ley de Fick que se explicara en las suposiciones y relaciones matemáticas siguientes.

2.1.1. Suposiciones

- La difusión ocurre en régimen transitorio. En este caso, tanto el flujo como la concentración varían con el tiempo.
- El coeficiente de difusión no depende de la concentración, sin embargo si depende de la posición.

2.1.2. Relaciones matemáticas propuestas

Crank (1980, 89) explica que en situaciones en las que existen gradientes de concentración de una sustancia, o de temperatura, se produce un flujo de partículas o de calor que tiende a homogeneizar la disolución y uniformizar la concentración o la temperatura. El flujo homogeneizador es una consecuencia estadística del movimiento aleatorio de las partículas que da lugar al segundo principio de la termodinámica, conocido también como movimiento térmico accidental de las partículas. Así los procesos físicos de difusión pueden ser vistos como procesos físicos o termodinámicos irreversibles.

En el caso de existir diferencias de concentración de cualquier especie (concentración de sustancia o temperatura), el recorrido aleatorio de las moléculas se llevará a cabo desde las regiones con mayor concentración hacia las regiones de menor concentración. El flujo de sustancia irá en el sentido opuesto del gradiente de concentración y, si éste es débil, podrá aproximarse por el primer término de la serie de Taylor, resultando la ley de Fick, dada por la siguiente ecuación 2.1:

$$\frac{\partial c_x}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D \frac{\partial c_x}{\partial x} \right) \quad 2.1$$

Dónde:

Cx: Concentración molar.

X: Espacio.

t: tiempo.

D: Coeficiente de difusión.

En esta solución, el coeficiente de difusión es considerado como un valor sin dependencia sobre la concentración. La ecuación 2.2, representa los cambios de concentración a lo largo del eje x con una interfase químico/ aceite y un valor fijo de coeficiente de difusión D a un tiempo específico.

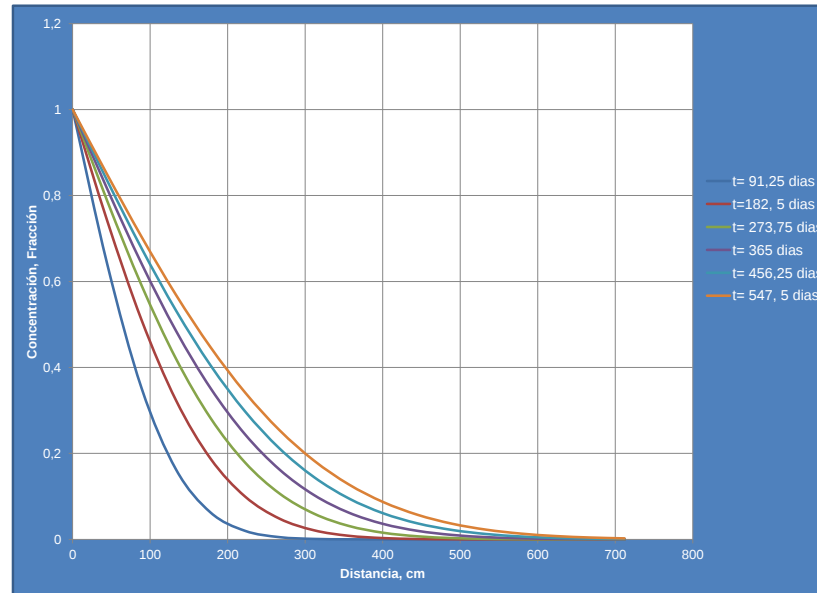
$$C = C_o * \operatorname{erfc} \left(\frac{x}{2 * \sqrt{D * t}} \right) \quad 2.2$$

Dónde:

C: Concentración	[Fracción]
Co: concentración inicial	[Fracción]
X: distancia	[Pie]
D: coeficiente de difusión	[unidades de difusión]
t: Tiempo	[horas, días, segundos]

En la figura 11, se presenta el comportamiento de la concentración de un polímero en función de la distancia, teniendo en cuenta la concentración al inicio del proceso.

Figura 11. Comportamiento de la concentración por el método de la ley de Fick



Fuente: Tomado y modificado de TAHERI. S. et all. Mass Diffusion Into Bitumen: A Sub- Pore Scale Modeling Approach .2010.

2.2. MODELO DE PERKINS, 1962

Perkins (1962, 12), después de realizar un estudio detallado de las ecuaciones correspondientes para cálculo de la concentración de un bache para desplazamiento inmiscible en procesos de recobro mejorado, logra concluir que a partir de pruebas de desplazamiento, el medio poroso (tanto de rocas consolidadas como no consolidadas), puede ser visualizado como una red de canales de flujo, que tienen tamaños aleatorios y conductividades de flujo, conectados entre sí por aperturas de tamaños menores, donde el desplazamiento de un fluido del yacimiento a partir de otro fluido inmiscible se puede representar a partir de la ley de FICK.

En un proceso de recobro que utiliza una zona de fluido miscible, existe la posibilidad de perder la miscibilidad debido a la disipación del fluido miscible, o por

la canalización, o por la digitación de este a través de la zona miscible. La difusión y la dispersión son dos de los mecanismos que pueden llevar a que el bache se mezcle y se disipe. Por otro lado, la dispersión puede tender a amortiguar la digitación viscosa que puede estar canalizando a través del bache miscible. Entonces, la dispersión puede ser perjudicial o benéfica (si esta previene la digitación a través de la zona miscible). Por esta razón es muy importante que entendamos estos procesos.

2.2.1. Difusión de fluidos miscibles

Si dos fluidos miscibles están en contacto, con una interfaz inicialmente definida, estos se difundirán lentamente uno dentro del otro. A medida que el tiempo pase, la interfaz definida que existe entre los dos fluidos se volverá una zona mixta gradual entre un fluido y el otro. Esta difusión nace debido al movimiento aleatorio de las moléculas. Si no existe cambio en volumen en el proceso de mezclado de los dos fluidos, entonces el transporte neto de uno de los constituyentes a través de cualquier plano arbitrario puede ser representado por la ecuación de difusión de Fick, la cual se muestra en la ecuación 2.3.

$$\frac{\partial G}{\partial t} = -D_o * A' * \frac{\partial C}{\partial x} \quad 2.3$$

Dónde:

G= cantidad de material difundido

t= tiempo [s]

Do = coeficiente de difusión molecular [cm²/s]

A' = Área transversal para la difusión [cm²]

C = Concentración [fracción volumétrica]

X = Distancia, [cm]

Típicamente, los coeficientes de difusión tal y como se definen en la ecuación 2.3 son una función de la concentración. Para que la ecuación sea completamente precisa, la relación entre el coeficiente de difusión y la concentración debe ser incluida en la ecuación 2.3 antes de la integración. Los arreglos matemáticas que describen el comportamiento con el coeficiente de difusión como una variable son algo complicados. Sin embargo, es posible a menudo representar el comportamiento difusivo de manera aproximada mediante la selección de un *coeficiente de difusión efectivo promedio*. Es por esto, que se utiliza el término “coeficiente de difusión” por un sistema de fluidos en el cual el coeficiente de difusión es constante e independiente de la concentración. Si el coeficiente de difusión varía ligeramente con la concentración, entonces se puede utilizar un D_0 para una mezcla 50%:50%.

Mediante la ecuación 2.3 y con las condiciones apropiadas de frontera, se puede derivar una ecuación dada la composición del fluido en función del tiempo y la distancia para dos fluidos miscibles estacionarios (con una interfaz inicial bien definida), siendo mezclados por difusión. Esta ecuación ha sido derivada por varios investigadores y se muestra en la ecuación 2.4.

$$C = \frac{1}{2} * \left[1 \mp \operatorname{erf} \left(\frac{x}{2 * \sqrt{D_0 * t}} \right) \right] \quad 2.4$$

Dónde:

C= Concentración [fracción volumétrica]

X= Distancia medida [cm]

Erf = Función error

D_0 = Coeficiente de difusión molecular [cm^2/s]

t= Tiempo [s]

Nótese que el signo que será utilizado dentro del corchete depende de las condiciones iniciales. Si la concentración inicialmente disminuye (es decir, a $t=0$, $C=1$ para $X<0$ y $C=0$ para $X>0$), entonces se utilizará el signo negativo. Si la concentración inicialmente aumenta (para $t=0$, $C=0$ para $X<0$ y $C=1$ para $X>0$), entonces será apropiado utilizar el signo positivo.

Para la difusión en estado estable, la ecuación 2.3 puede ser reescrita como:

$$\frac{G}{t} = -D (\text{area abierta para difusión}) \frac{\Delta C}{L} \quad 2.5$$

Dónde:

G= cantidad de material difundido	[fracción volumétrica]
t= tiempo	[s]
D= coeficiente de difusión molecular	[cm ² /s]
L = Distancia	[cm]
C= Concentración	[fracción volumétrica]

En la industria del petróleo, el coeficiente de difusión aparente en un medio poroso, D , usualmente está basado en el área transversal promedio disponible para la difusión y la longitud total (tal y como lo muestra la ecuación 2.5). Para este conjunto de tubos capilares, la tasa de difusión es proporcional al coeficiente verdadero de difusión molecular D_o multiplicado por el área disponible para la difusión. Sustituyendo estos valores en la ecuación 2.5, se muestra que para un modelo capilar recto:

$$\frac{D}{D_o} = 1 \quad 2.6$$

El modelo capilar recto no es una representación muy adecuada de un medio poroso. Carman (1987, 150), por ejemplo, ha mostrado que en un medio poroso,

los fluidos deben moverse en promedio 45° inclinados con respecto a la dirección neta del flujo. Es por esto, que cuando el fluido ha viajado una distancia neta L, esta ha viajado realmente una distancia de $\sqrt{2} \cdot L$. Sustituyendo este valor en la ecuación 2.6 muestra que para este modelo de medio poroso,

$$\frac{D}{D_o} = \frac{1}{\sqrt{2}} = 0.707 \quad 2.7$$

Un enfoque más sofisticado y comprensivo ha sido sugerido por Brigham, Grane & Gardner, Van Der Poel (1961,1). Estos investigadores reconocen que existe una analogía entre la difusión y la conductividad eléctrica en el medio poroso. Las leyes que gobiernan la conductividad eléctrica son completamente análogas a la ecuación 2.7. Es fácilmente evidenciable que la difusión en el medio poroso está relacionada con el factor de resistividad eléctrica de la formación por la ecuación 2.8. Esta ecuación puede ser utilizada tanto para rocas cementadas como para empaques no consolidados.

$$\frac{D}{D_o} = \frac{1}{F\phi} \quad 2.8$$

Dónde:

F= Factor de resistividad eléctrica de la formación

ϕ = Porosidad fraccional.

En resumen las ecuaciones para el cálculo del coeficiente de dispersión van a depender directamente del medio donde se involucre el fenómeno, ya que cada uno posee un tipo de resistividad eléctrica, y propiedades de dispersión diferentes.

2.2.2. Dispersión en el medio poroso

En la sección anterior hemos discutido la difusión en la ausencia de un gran movimiento de fluidos. Si los fluidos están fluyendo a través del medio poroso, entonces puede que exista un proceso de mezclado adicional. Este incremento en el mezclado es causado por un flujo de fluido inequitativo o causado por los

gradientes de concentración que resultan del flujo de fluidos, a lo cual se le conoce como *dispersión*.

- Existen dos tipos de dispersión que deben ser considerados. Una es dispersión en una dirección longitudinal, o en la dirección del flujo de movimiento mayoritario. La segunda es la dispersión transversal a esta dirección. Las dispersiones no serán iguales en estas dos direcciones; entonces, se deben considerar de manera independiente.

La ecuación 2.9 permite determinar la fracción volumétrica

$$x = 1 - \left(\frac{V_p}{2V}\right)^2 ; \text{ cuando } V \geq \frac{V_p}{2} \quad 2.9$$

Dónde:

x= Fracción volumétrica del fluido inyectado

V_p= volumen total del tubo

V= volumen inyectado.

Taylor (1956,186) y Aris (1956, 87) estudiaron el caso donde el tiempo necesario para que ocurran cambios de concentración apreciables debido al transporte por convección, era largo comparado con el “tiempo de decaída” durante el cual las variaciones radiales de la concentración se veían reducidas a una fracción de su valor inicial, a través de la acción de difusión molecular. Las ecuaciones teóricas derivadas por estos investigadores, mostraron que si un fluido era desplazado por otro fluido bajo estas condiciones en las cuales la difusión podría casi que amortiguar la variación de la concentración radial, entonces se establecería una zona mezclada simétrica y longitudinal. La zona mixta podría viajar con la velocidad total del fluido inyectado y podría dispersarse como si existiera un coeficiente de dispersión constante dado por la ecuación 2.10.

$$K_l = Do + \frac{U^2 a^2}{48 * Do} \quad 2.10$$

Dónde:

K_l = coeficiente de dispersión longitudinal, [cm²/s]

U = velocidad promedio, [cm/s]

a = radio del capilar, [cm]

Do = coeficiente de difusión molecular [cm²/s]

La concentración del efluente, para el caso del tubo capilar, se da por la ecuación de difusión (ecuación 2.11).

$$C = \frac{1}{2} * \left[1 \pm \operatorname{erf} \left(\frac{0.5}{\sqrt{\frac{k_l}{UL}}} \right) \left(\frac{1 - \frac{V}{V_p}}{\sqrt{\frac{V}{V_p}}} \right) \right] \quad 2.11$$

Dónde:

C = concentración del fluido [Fracción]

K_l = coeficiente de dispersión longitudinal [cm²/s]

V_p = Volumen total del tubo [Fracción]

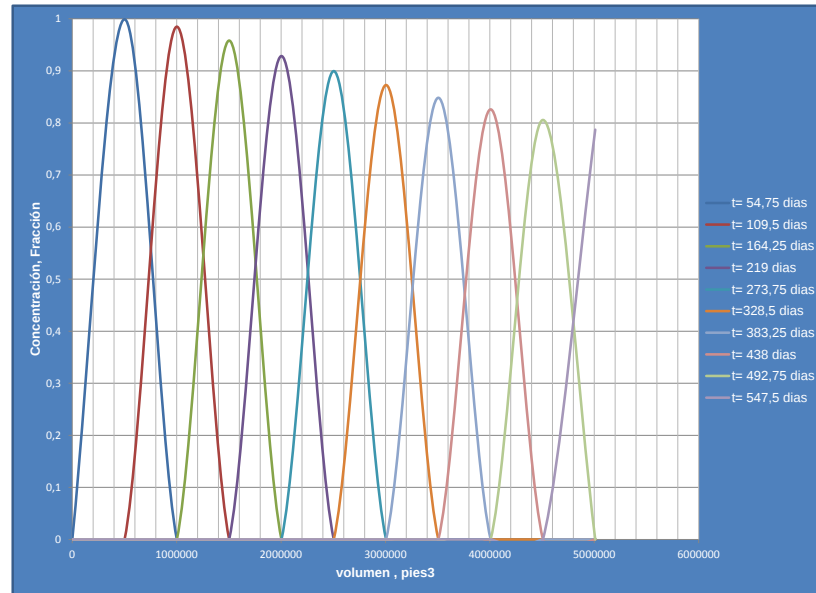
V = volumen poroso inyectado [Fracción]

U = velocidad de flujo [cm/s]

L = Distancia [cm]

En la figura 12, se describe el comportamiento de la concentración de un polímero en función de la distancia, utilizando el método anteriormente descrito, donde se observa la reducción de la concentración a medida que el frente avanza hacia el pozo productor.

Figura 12. Comportamiento de la concentración por el método de Perkins



Fuente: Tomado y modificado de PERKINS.T.K. et all. A Review of Diffusion and Dispersion in Porous Media .1962.

- ¿Bajo qué condiciones las ecuaciones 2.10 o 2.11 serán válidas? Taylor (1961, 24) ha mostrado que la relación de tiempo necesaria para amortiguar los cambios de concentración radiales sobre el tiempo para obtener un cambio significativo en la concentración es proporcional al arreglo adimensional $\frac{Ua^2}{DoL}$. Además, mostró que los efectos de difusión son despreciables, y entonces la ecuación 2.11 es aplicable si $\frac{Ua^2}{DoL} > 250$.

En conclusión de este modelo se puede decir que es aplicable en medios porosos (tanto empaques no consolidados como rocas consolidadas), como en redes de cámaras de flujo que tienen tamaños aleatorios y conductividad de flujo conectadas entre sí, por aperturas de menor tamaño, donde el coeficiente de difusión en tal medio poroso puede ser calculado por la ecuación 2.10.

Perkins (1963, 80) afirma que si los fluidos están fluyendo a través de un medio poroso, la dispersión será mayor que en aquellos debidos solo a la difusión. A

tasas moderadas de flujo, el medio poroso creará una zona ligeramente asimétrica zona de mezcla (con el extremo posterior más estirado) con el coeficiente de dispersión convectiva, aproximadamente proporcional a la primera potencia de la velocidad neta del fluido (si la composición se iguala en el medio poroso debido a la difusión).

2.3. MODELO DE DISPERSION MACROSCÓPICA DE JOSEPH E. WARREN, 1963

Con base a estudios realizados por Perkins (1962, 80), en 1963 Joseph E. Warren, determinó el cálculo de la concentración de un fluido inyectado a un medio poroso empaquetado como desplazante, en función del volumen inyectado y del volumen del medio poroso. Para este modelo se consideró una solución de estado semi-estable en un sistema unidimensional de convección-difusión en un medio semi-infinito evaluado en algún punto L, determinado por la siguiente ecuación 2.12:

$$C = \frac{1}{2} \left[1 + \operatorname{erf} \frac{(Q' - 1)/\sqrt{Q'}}{\sqrt{2} * \sigma} \right] \quad 2.12$$

Dónde:

C = Concentración del fluido inyectado adimensional

$Q' = q * t / A * \phi * L$ = Volumen inyectado acumulado adimensional

q= Tasa de inyección L^3/t

σ = desviación estándar adimensional

Dónde el flujo es calculado por la ecuación 2.13.

$$Q' = \frac{qt}{A\phi L} \quad 2.13$$

Dónde:

q= Tasa de inyección	L^3/t
t = tiempo	t
Φ = porosidad	adimensional
L= longitud del medio	L
A= área transversal	L^2

Dónde C, representa la concentración de fluido inyectado por la ecuación 2.14.

$$C = \frac{1}{2} \left[1 + \operatorname{erf} \frac{\ln Q'}{\sqrt{2} * \sigma} \right] \quad 2.14$$

En la formulación usualmente empleada en la evaluación de datos de laboratorio:

$$\sigma = \sqrt{2D/vL} \quad 2.15$$

Dónde:

C = Concentración del fluido inyectado	adimensional
$Q' = q * t / A * \phi * L$ = Volumen inyectado acumulado	adimensional
q= Tasa de inyección	L^3/t
t = tiempo	t
σ = desviación estándar	adimensional
D = Coeficiente de difusión o dispersión general	L^2/t
v= Variación de la distribución log – cartesiana	adimensional
L = Longitud del sistema	L

En conclusión este modelo calcula la concentración del fluido desplazante, en función del volumen inyectado a medida que pasa el tiempo, y el volumen total del medio poroso.

2.4. MODELO DE BENTSEN, 1965

Bentsen (1965,2) afirma que en la literatura de producción del petróleo, existen varias recopilaciones excelentes y trabajos experimentales que involucran flujo unidireccional, sin embargo esta teoría se ha extendido al flujo radial y al multidireccional.

El trabajo experimental que involucra flujos multidireccionales generalmente se ha relacionado a problemas de investigación diferentes al estudio de la zona de transición y a la distribución de los fluidos en esta, a excepción de algunos casos en donde la digitación viscosa o la heterogeneidad del medio poroso fueron factores predominantes.

Estos autores, proponen una ecuación más sencilla para el cálculo de la concentración máxima de la solución polimérica, en función del espacio poroso. Este modelo a comparación de los demás, tiene como característica el cálculo de los cambios de concentración en plano radial.

2.4.1. Suposiciones

- El bache es finito.
- La Constante de difusión molecular D puede ser despreciada, según experimentos.
- Se asume que en un bache finito, la concentración máxima del material del bache ocurre a un tiempo intermedio entre los tiempos a los cuales la cabeza y la cola del bache pasan por un punto en específico, según la ecuación 2.16.

2.4.2. Relaciones matemáticas propuestas

La siguiente ecuación representa una solución en un plano radial de la ecuación de dispersión para la inyección de un bache finito como un segundo fluido. El cálculo de la concentración en función del tiempo y espacio está regida por la ecuación 2.16.

$$C(r, t) = 0.5 * \operatorname{erf} \frac{Q * t - 0.5 * r^2}{f(r)} - 0.5 * \operatorname{erf} \frac{Q(t - t_i) - 0.5 * r^2}{f(r)} \quad 2.16$$

Dónde:

$$f^2(r) = \frac{4}{3} * \delta * r^3 + \frac{D}{Q} * r^4 \quad 2.17$$

$$Q = \frac{q}{2\pi\phi h} \quad 2.18$$

De lo anterior:

C = Concentración, fracción volumétrica de fluido desplazante.

Q = Definido por la ecuación 2.18

t = Tiempo

r = Distancia radial

f(r) = Función definida por la ecuación 2.17.

δ = Coeficiente de dispersión, constante para el sistema sólido – fluido.

D = Constante de difusión molecular para un par de fluidos, basada en volumen.

q = tasa de flujo volumétrico en el sistema radial

Φ = porosidad fraccional

h= Espesor del sistema radial

Si la inyección del segundo fluido se realiza continua e indefinidamente (bache infinito), la segunda función error se vuelve uno, y la ecuación puede ser reescrita de la siguiente manera:

$$C = 0.5 * \operatorname{erfc} \frac{Q * t - 0.5 * r^2}{f(r)} \quad 2.19$$

En los experimentos realizados para el desarrollo de este modelo, la constante de difusión molecular D puede ser despreciada. Entonces, la derivada de la ecuación 2.20 para C = 0.5 otorga lo siguiente:

$$\frac{\partial C}{\partial r} (C = 0.5) = (1.33 \pi \alpha r)^{-1/2} \quad 2.20$$

Si se asume que en un bache finito, la concentración máxima del material del bache ocurre a un tiempo intermedio entre los tiempos a los cuales la cabeza y la cola del bache pasan por un punto en específico, entonces la ecuación 2.21 queda de la siguiente manera:

$$C_{max} = \operatorname{erf} \left(\frac{3R^4}{64\alpha r^3} \right) \quad 2.21$$

Dónde:

Cmax = Concentración máxima, fracción volumétrica de fluido desplazante

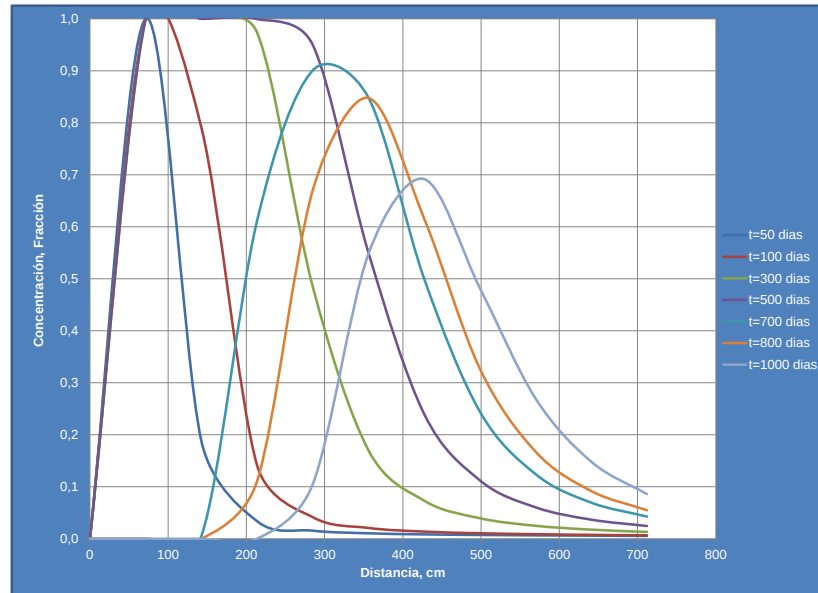
r = Distancia radial

R = Radio del bache sin disolver justo antes de la inyección

α = Coeficiente de dispersión, constante para el sistema fluido-sólido

En la figura 13, se describe el comportamiento de la concentración de un polímero en función de la distancia radial, utilizando el método descrito anteriormente.

Figura 13. Comportamiento de la concentración por el método de Bentsen.



Fuente: Tomado y modificado de BENTSEN.R.G. et all. A Study of Plane, Radial Miscible Displacement in a Consolidated Porous Medium. 1965.

La ecuación anterior puede ser utilizada para el cálculo de la concentración en modelos de desplazamiento radial, ya que fue determinada a partir de pruebas de laboratorio de este tipo.

2.5. MÉTODO DE NOAMAN EL-KHATIB-2010

En el 2010, la compañía Petronas, apoyada por el investigador Noaman (2010, 8), con el objetivo de determinar las condiciones de concentración a las cuales el químico inyectado permanece por encima de la concentración crítica en cualquier punto del sistema, y al tiempo en el cual el bache alcanza ese punto; presentan un modelo ingenieril donde se tienen en cuenta variables críticas del proceso de inyección de polímeros, como lo es el tamaño del bache, el número de Peclet, volúmenes porosos inyectados y coeficientes de adsorción.

Debido a que la concentración disminuye a medida que el bache viaja entre los puntos de inyección y producción, bastará con tener una máxima concentración del efluente a la salida por encima de la concentración crítica necesaria requerida por el químico inyectado, para que se mantenga el bache. La cantidad de químico inyectado, que es el volumen del bache multiplicado por la concentración inicial, es una función de la concentración crítica requerida, el coeficiente de dispersión, la constante de adsorción y la velocidad de desplazamiento. Las combinaciones de estos parámetros fueron investigadas, con el objetivo de minimizar la cantidad de químico requerido; de esta manera se desarrolló un modelo que involucra variables relevantes en un proceso de inyección de polímeros, partiendo de la concentración crítica.

2.5.1. Suposiciones

- El tamaño mínimo reducido del bache dependerá de la concentración crítica y el número de Peclet.
- El tamaño del bache actual dependerá del coeficiente de adsorción.

2.5.2. Relaciones matemáticas propuestas

La ecuación de continuidad (ecuación 2.22) para el transporte en flujo lineal de una especie química en una sola fase está dada por Lake (1989, 160).

Para el siguiente modelo se tendrán en cuenta las siguientes variables:

Dónde:

Tiempo,	t	s
Concentración,	C	Fracción
Distancia entre pozos inyector y productor,	L	Pie
Tiempo de inyección del bache y time-step,	t_0	s

Avance del bache,	x	Pie
Volúmenes porosos inyectados,	Vp	Adimensional
Numero de Peclet,	Pe	Adimensional
Distancia adimensional,	X	Adimensional
KI- Dispersión longitudinal	KI	Pie ² /s
Tamaño del Bache, en volúmenes porosos,	Vs	Adimensional

$$\frac{\partial c}{\partial t} = -\frac{\partial c}{\partial x} + K_l \frac{\partial^2 c}{\partial x^2} \quad 2.22$$

- En la ecuación 2.23, u es la velocidad actual ($u = v/\text{porosidad}$) y KI es el coeficiente de dispersión longitudinal en el medio poroso, el cual está relacionado con el coeficiente de difusión molecular D_0 de la siguiente manera explica, Perkins y Johnston (1963, 80):

$$\frac{K_l}{D_0} = \frac{1}{F\phi} + 1.75 \frac{u dp}{D_0} \quad 2.23$$

- Para la inyección continua de un solvente en la cara del sistema ($x=0$), con una concentración C_1 en un medio con una concentración C_2 , las condiciones iniciales y de frontera son las siguientes:

$$C(X, 0) = C_2 \quad 0 \leq X \leq \infty$$

$$C(0, t) = C_1 \quad t \geq 0$$

$$C(\infty, 0) = C_2 \quad t \geq 0$$

Usando las siguientes variables adimensionales:

$$C = \frac{c - c_2}{c_1 - c_2} \quad 2.24$$

La ecuación (2.22) y las condiciones iniciales y de frontera se vuelven:

$$\frac{\partial c}{\partial t} = -u \frac{\partial c}{\partial x} + K_l \frac{\partial^2 c}{\partial x^2} \quad 2.25$$

Con:

$$C(X, 0) = 0 \quad 0 \leq X \leq \infty$$

$$C(0, t) = 1 \quad t \geq 0$$

$$C(\infty, 0) = 0 \quad t \geq 0$$

La solución de la ecuación 2.25 dadas las condiciones iniciales y de frontera, están dadas por Marle (1981):

$$C(x, t) = 0.5 \left\{ \left[1 - \operatorname{erf} \left(\frac{x - ut}{\sqrt{k_l t}} \right) \right] + \exp \left(\frac{xu}{k_l} \right) \left[1 - \operatorname{erf} \left(\frac{x + ut}{\sqrt{k_l t}} \right) \right] \right\} \quad 2.26$$

Usando los siguientes términos adimensionales

$$X = \frac{x}{L} \quad 2.27$$

$$Vp = \frac{ut}{L} \quad 2.28$$

$$Pe = \frac{uL}{K_l} \quad 2.29$$

La ecuación (2.26) toma la siguiente forma

$$C(X, Vp) = 0.5 \left\{ \left[1 - \operatorname{erf} \left(\frac{X - Vp}{\sqrt{Vp/Pe}} \right) \right] + e^{XPe} \left[1 - \operatorname{erf} \left(\frac{X + Vp}{\sqrt{Vp/Pe}} \right) \right] \right\} \quad 2.30$$

Si la adsorción es considerada, la ecuación que rige es la siguiente

$$\frac{\partial(c + c')}{\partial t} = -u \frac{\partial c}{\partial x} + K_l \frac{\partial^2 c'}{\partial x^2} \quad 2.31$$

Donde C' representa la concentración de la especie química adsorbida. En este caso se necesita una ecuación para la isoterma de adsorción para poder expresar la relación entre la concentración de la fase adsorbida en términos de la concentración de la fase total. Normalmente se utiliza una ecuación de Langmuir (1918, 34), la cual tiene la siguiente forma según:

$$c' = \frac{ac}{1 + bc} \quad 2.32$$

- Para altas concentraciones, la fase adsorbida alcanza la saturación a un valor constante de a/b . Para bajas concentraciones la relación es lineal, según la ley de Henry, explicada por Suzuki (1990, 1361):

$$C' = a c \quad 2.33$$

Si la ecuación (2.32) es sustituida en la ecuación (2.33), obtenemos:

$$(1 + a) \frac{\partial c}{\partial t} = -u \frac{\partial c}{\partial x} + K_l \frac{\partial^2 c}{\partial x^2} \quad 2.34$$

La solución de la ecuación (2.34) es la misma que para la ecuación (2.31), reemplazando el tiempo t por $t / (1+a)$:

Nota: teniendo en cuenta que se adiciona el término de la adsorción

$$C(x, t) = 0.5 \left\{ \left[1 - \operatorname{erf} \left(\frac{x - \frac{ut}{(1+a)}}{\sqrt{\frac{k_l t}{(1+a)}}} \right) \right] + \exp \left(\frac{xu}{k_l} \right) \left[1 - \operatorname{erf} \left(\frac{x + \frac{ut}{(1+a)}}{\sqrt{\frac{k_l t}{(1+a)}}} \right) \right] \right\} \quad 2.35$$

En términos de las variables adimensionales X y Vp y el número de Peclet Pe , la solución está dada por la ecuación (2.36), siendo Vp definido como:

$$Vp = \frac{ut}{L(1 + a)} \quad 2.36$$

Para el caso de la inyección de un bache, el cual tiene un tamaño V_s , el volumen poroso es inyectado, y luego lo procede un fluido de concentración cero (agua). El tiempo necesario para inyectar el bache t_o está dado por:

$$t_o = \frac{LV_s}{u} \quad 2.37$$

El principio de superposición puede ser empleado con la ecuación 2.35 para obtener la solución requerida. Podemos considerar un fluido con concentración C_1 , el cual es inyectado por todo el periodo de tiempo t mientras que un fluido con concentración $-C_1$ es inyectado por un periodo de tiempo $(t-t_o)$. Para el primer periodo se tiene que:

$$C_1(X, Vp) = 0.5 \left\{ \left[1 - \operatorname{erf} \left(\frac{X - Vp}{\sqrt{Vp/Pe}} \right) \right] + e^{XPe} \left[1 - \operatorname{erf} \left(\frac{X + Vp}{\sqrt{Vp/Pe}} \right) \right] \right\} \quad 2.38$$

Y para el segundo periodo:

$$C_2(X, Vp) = -0.5 \left\{ \left[1 - \operatorname{erf} \left(\frac{X - (Vp - Vs)}{\sqrt{\frac{Vp-Vs}{Pe}}} \right) \right] + e^{XPe} \left[1 - \operatorname{erf} \left(\frac{X + (Vp - Vs)}{\sqrt{\frac{Vp-Vs}{Pe}}} \right) \right] \right\} \quad 2.39$$

Dónde:

$$Vs = \frac{u t_o}{L(1 + a)} \quad 2.40$$

Y la solución C es:

$$C = C_1 + C_2 \quad 2.41$$

$$C(X, Vp) = 0.5 \left[\operatorname{erf} \left(\frac{X - (Vp - Vs)}{\sqrt{(Vp - Vs)/Pe}} \right) - \operatorname{erf} \left(\frac{X - Vp}{\sqrt{\frac{Vp}{Pe}}} \right) + e^{XPe} \left[\operatorname{erf} \left(\frac{X + (Vp - Vs)}{\sqrt{(Vp - Vs)/Pe}} \right) - \operatorname{erf} \left(\frac{X + Vp}{\sqrt{Vp/Pe}} \right) \right] \right] \quad 2.42$$

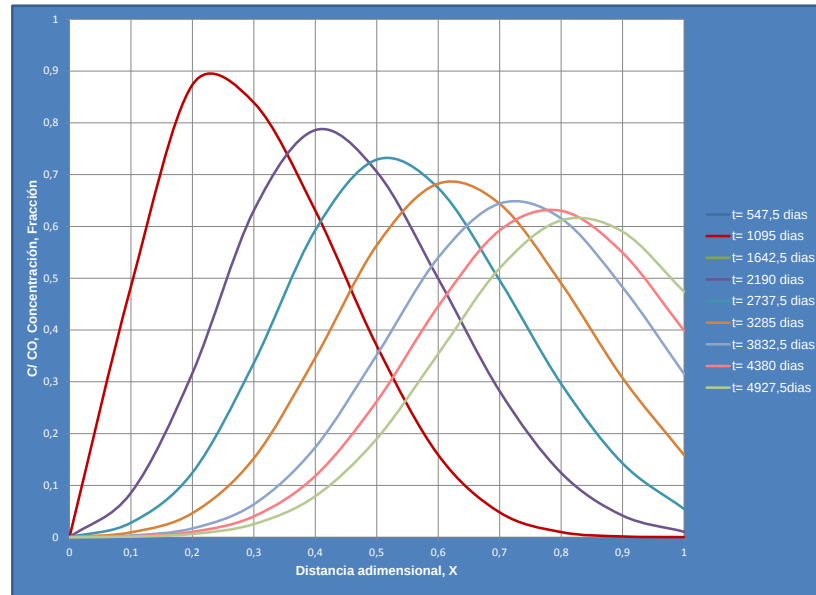
La concentración del efluente a la salida del sistema ($X=L$ o $X=1$) está dada por:

$$C_{eff}(Vp) = 0.5 \left[\operatorname{erf} \left(\frac{1 - (Vp - Vs)}{\sqrt{(Vp - Vs)/Pe}} \right) - \operatorname{erf} \left(\frac{1 - Vp}{\sqrt{\frac{Vp}{Pe}}} \right) + e^{Pe} \left[\operatorname{erf} \left(\frac{1 + (Vp - Vs)}{\sqrt{(Vp - Vs)/Pe}} \right) - \operatorname{erf} \left(\frac{1 + Vp}{\sqrt{Vp/Pe}} \right) \right] \right] \quad 2.43$$

Se derivaron soluciones analíticas para la ecuación de difusión, para el caso de la inyección de un bache finito, considerando la adsorción y la dispersión. Se encontró que la constante de adsorción puede ser combinada con el volumen poroso inyectado y con el tamaño del bache, resultando en una definición modificada de estos volúmenes adimensionales. Las soluciones fueron obtenidas en términos de la función error.

En la figura 14, se describe el comportamiento de la concentración de un polímero en función de la distancia y el tiempo, utilizando el método descrito anteriormente.

Figura 14. Comportamiento de la concentración por el método de Noaman El – Khatib



Fuente: Tomado y modificado de EL-KHATIB.N. Effect of Adsorption, Dispersion and Slug Size on Chemical EOR. 2010.

El principio de superposición es aplicado para contribuir en la inyección de baches finitos. Con este modelo analítico se puede estudiar cómo llegar a tener la máxima concentración en el afluyente, por encima de una concentración crítica específica, la cual es requerida para activar el químico inyectado, y determinar el tamaño mínimo del bache.

2.6. FORTALEZAS Y DEBILIDADES DE LOS MODELOS PRESENTADOS

Las fortalezas y debilidades de estos modelos estudiados se identificaron a partir de las suposiciones que se tenían en cuenta, la estructura del modelo, la utilidad, el contexto, y la influencia en el diseño de un bache. Ver **tabla 3**.

1. Ley de Fick
2. Modelo de PERKINS, 1962
3. Modelo de JOSEPH E. WARREN, 1963

4. Método de R. G. BENTSEN, 1965
5. Modelo de NOAMAN EL-KHATIB- 2010

Tabla 3. Fortalezas y debilidades de los modelos estudiados

FORTALEZAS	MODELOS				
	1	2	3	4	5
Presenta un modelamiento básico de los fenómenos de difusión que ocurre en el yacimiento durante una inyección de polímero.	√	√	√	x	x
Presenta un modelamiento básico de los fenómenos de dispersión que ocurre en el yacimiento durante una inyección de polímero.	x	√	x	x	x
Presenta un modelamiento básico de los fenómenos de adsorción que ocurre en el yacimiento durante una inyección de polímero.	x	x	x	x	√
Requiere de poca información para su evaluación	√	√	√	√	
Se logra realizar sensibilidades del tamaño del bache y composición del polímero	x	x	x	x	√
Logra describir la reducción de la composición del polímero en función del tiempo y del espacio	√	√	x	√	√
DEBILIDADES	1	2	3	4	5
Describe los fenómenos de dispersión de forma muy idealizada	√	√	x	x	x
Presenta problemas de estabilidad y cálculos de la concentración en función del tiempo y el espacio.	x	x	x	x	x
Solo representa uno de los fenómenos (Adsorción, dispersión o difusión) que ocurren durante la inyección de fluido inmisible en un yacimiento	√	√	√	√	√
Tiene en cuenta la variación de las propiedades de la roca en el yacimiento	x	x	x	x	x

Tiene en cuenta como variable la temperatura del yacimiento	x	x	x	x	x
Tiene en cuenta la relación de movilidad para el cálculo del avance del frente de bache	x	x	x	x	x
Tiene en cuenta la turbulencia y las fuerzas gravitacionales	x	x	x	x	x

3. ANÁLISIS DE LOS MODELOS ANALÍTICOS SELECCIONADOS EMPLEANDO LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL SLUPOL

Según Willhitte & Green (2003, 3), cuando se lleva a cabo un proceso de inyección de polímeros, la naturaleza del flujo en medios porosos e interacciones roca – fluido conducen a la disminución de la eficacia del bache; por ejemplo, las mezclas fluido – fluido causan que las concentraciones del fluido inyectado cambien y una adsorción física provoque la pérdida de ciertos componentes químicos. Dichas pérdidas químicas y cambios en la composición, significan que el tamaño del bache del polímero inyectado debe ser lo suficientemente grande como para soportar las pérdidas o cambios de concentración, y funcionar eficazmente a pesar de eso; por lo anterior, el tamaño del bache que se inyecta y los costos unitarios, se convierten en consideraciones importantes en el diseño de un proceso CEOR.

La comprensión de estos fenómenos y el entendimiento del comportamiento de un sistema químico a medida que fluye a través de la roca del yacimiento son consideraciones importantes para el diseño del bache en estos procesos, procurando que éste se mantenga durante un cierto periodo mínimo de flujo aceptable. Es por esto que se estudiará cómo se ve afectado el diseño del bache por los fenómenos de interacción roca –fluidos presentes en el medio poroso.

Por tal motivo, los modelos analíticos presentados en el capítulo anterior serán la base para llevar a cabo los análisis correspondientes al diseño de un bache de polímero, a partir del entendimiento del grado de influencia de las variables que afectan éste fenómeno.

Este enfoque fue tenido en cuenta para el desarrollo de la herramienta computacional denominada SLUPOL (por sus siglas en inglés slug polymer), útil para el estudio del diseño del bache en función del tiempo y del espacio, donde se

incluyen los modelos analíticos identificados y seleccionados a partir de su versatilidad, uso, consideraciones y representatividad de los resultados.

Con el fin de entender de una mejor manera el comportamiento de cada uno de los modelos, se llevaron a cabo análisis de sensibilidad variando algunas propiedades como coeficientes de difusión, coeficientes de dispersión, concentraciones, entre otras y a su vez dejando constantes las variables propias del yacimiento.

El caso base parte de las características de un patrón de inyección de agua perteneciente a un campo de estudio, donde los pozos productores han mostrado efecto secundario y donde actualmente se está llevando a cabo un piloto de inyección de polímeros, además considera los resultados a escala de campo de la prueba de laboratorio representativa de éste proceso. Esta zona presenta características propicias para el desarrollo de éste proceso, sin embargo es muy temprano para conocer los resultados en la mejora del barrido por los polímeros. Las variables base a considerarse se presentan en la tabla 4.

Tabla 4. Variables base correspondientes al patrón seleccionado - Campo de estudio

Variable	Valor	Unidad
Porosidad	17	%
Caudal de inyección de agua antes del bache	2028	bwipd
Caudal de inyección del bache	1622	bwipd
Caudal de inyección de agua después del bache	1926	bwipd
Espaciamento	22,5	Acres
Distancia entre pozos	217	m

Coeficiente de difusión	3,71 E-04	Pie ² /d
Coeficiente de dispersión longitudinal	2,6 E-04	Pie ² /d
Coeficiente de dispersión	0,01	Pie ² /d
Adsorción	34	%
Espesor promedio de la formación	64	Pie
Radio de drenaje inyección	106	m
Radio de drenaje producción	60	m
Concentración del bache durante el proceso	625	ppm
Viscosidad del polímero durante el proceso	4,13	cP
Tiempo de inyección del bache	18	meses
Tiempo de duración del proceso, cuando se inyecte otro bache	Se inyectará 18 meses polímero y seguidamente 2 años de inyección de agua.	
Volumen poroso total	4503170,67	Bbls
Volumen poroso a contactar (Corresponde al 60 % de HCPV)	2701902,4	Bbls
Volumen poroso a inyectar de polímero (Corresponde al 35 % de los Vp a contactar)	945665,8	Bbls
Velocidad de desplazamiento	0,308	Pie/d

A continuación se presentará el escenario base, las sensibilidades y los resultados obtenidos con cada uno de los modelos.

3.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD MODELO ANALÍTICO SEGUNDA LEY DE FICK, 1855

3.1.1. Caso Base – Modelo Ley de Fick

Tal como se expuso anteriormente, el modelo de Fick está representado por la siguiente ecuación.

$$C = C_o * erfc \left(\frac{x}{2 * \sqrt{D * t}} \right) \quad 3.1$$

Dónde:

C: Concentración	[Fracción]
Co: concentración inicial	[Fracción]
X: distancia	[Pie]
D: coeficiente de difusión	[unidades de difusión]
t: Tiempo	[horas, días, segundos]

De allí se identifica que las variables a sensibilizar son el coeficiente de difusión y la concentración inicial, y las variables de observación son la distancia y el tiempo. Vale la pena mencionar que este modelo se analizó empleando valores reales correspondientes al patrón seleccionado del campo de estudio. En la tabla 5 se observan las variables del caso base.

Tabla 5. Variables del caso base – Modelo ley de Fick

Variable	Valor	Unidad
Coeficiente de difusión, D	3,71E-04	Pie ² /d
Concentración inicial, Co	0,000625	Fracción
Tiempo de inyección del polímero	547,5	Días
Distancia entre pozos	712	Pie

3.1.2. Sensibilidades – Ley de Fick

Para realizar las sensibilidades se plantearon dos casos de análisis a partir del caso base. El caso A donde se varía el coeficiente de difusión y el caso B donde se varía la concentración inicial, en los cuales se tuvieron en cuenta valores por encima y por debajo respecto al caso base.

- **Caso A**

En este escenario se sensibiliza el coeficiente de difusión manteniendo las otras variables del caso base constantes. En la tabla 6 se presentan los valores empleados.

Tabla 6. Sensibilidades al coeficiente de difusión– Modelo ley Fick

Variable	Caso Base	Caso A
Coeficiente de difusión, D (Pie ² /d)	3,71E-04	3,71E-05
		3,71E-01
		7

Los resultados de las sensibilidades se presentan en las figuras 15, 16, 17 y 18 correspondientes al caso base, y a las sensibilidades al coeficiente de difusión.

Figura 15. Comportamiento de C/C_0 para un coeficiente de difusión de $3,71E-04 \text{ Pie}^2/d$ (caso base) - Ley de Fick.

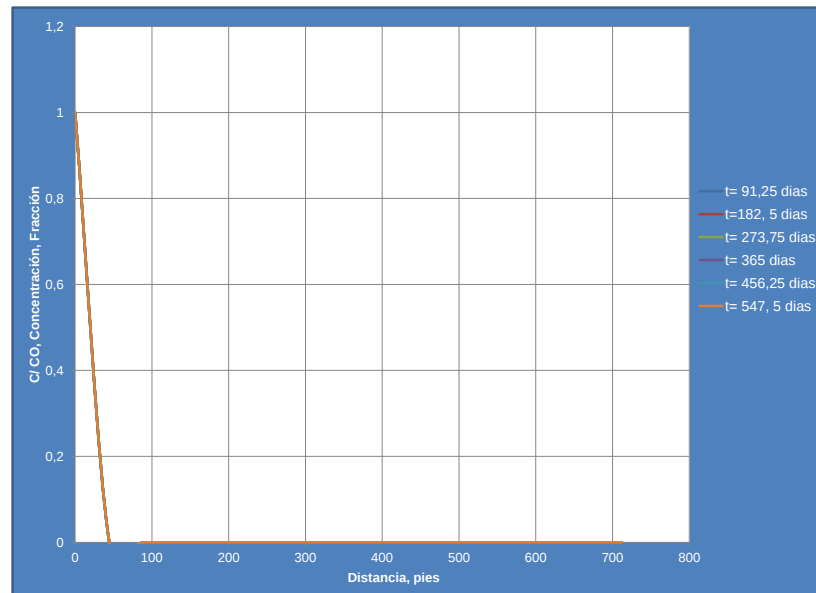


Figura 16. Comportamiento de C/C_0 para un coeficiente de difusión de $3,71E-05 \text{ Pie}^2/d$ (caso inferior) - Ley de Fick.

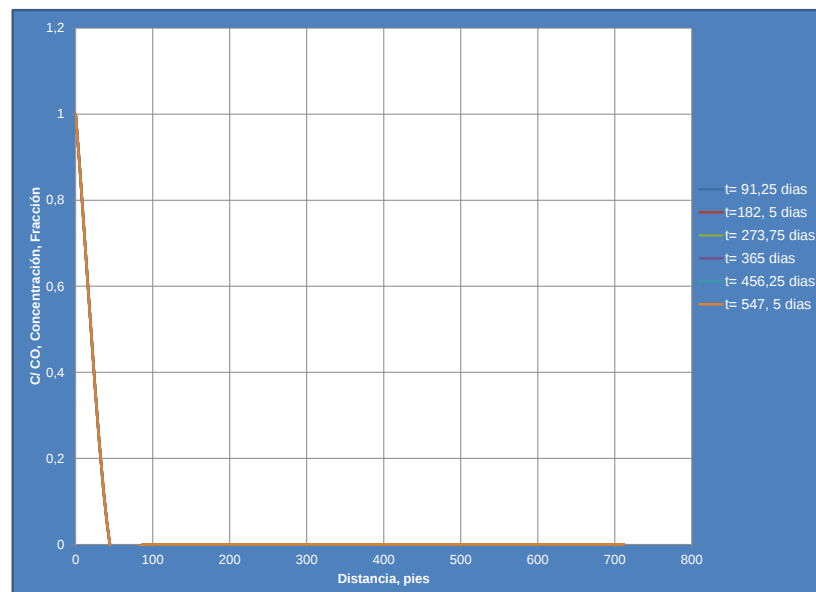


Figura 17. Comportamiento de C/C_0 para un coeficiente de difusión de $3,71E-01 \text{ Pie}^2/d$ (caso superior) - Ley de Fick.

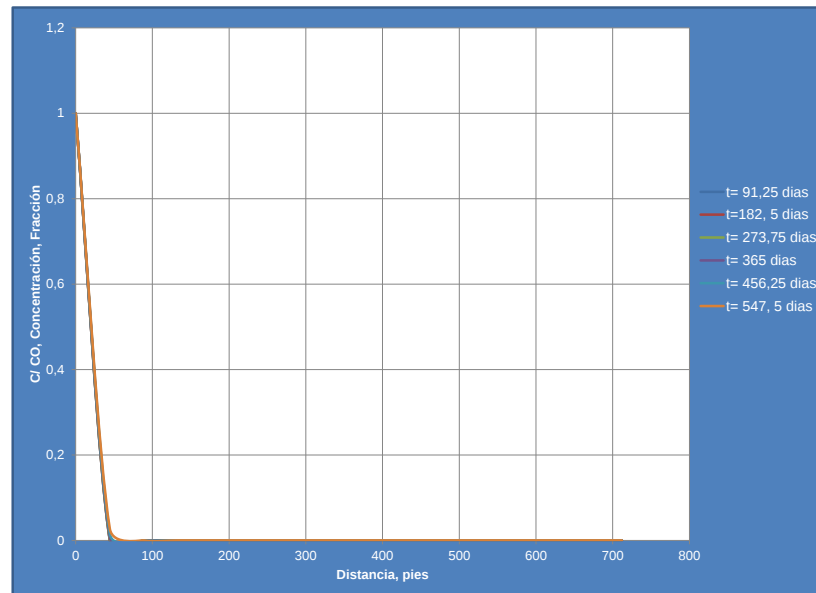
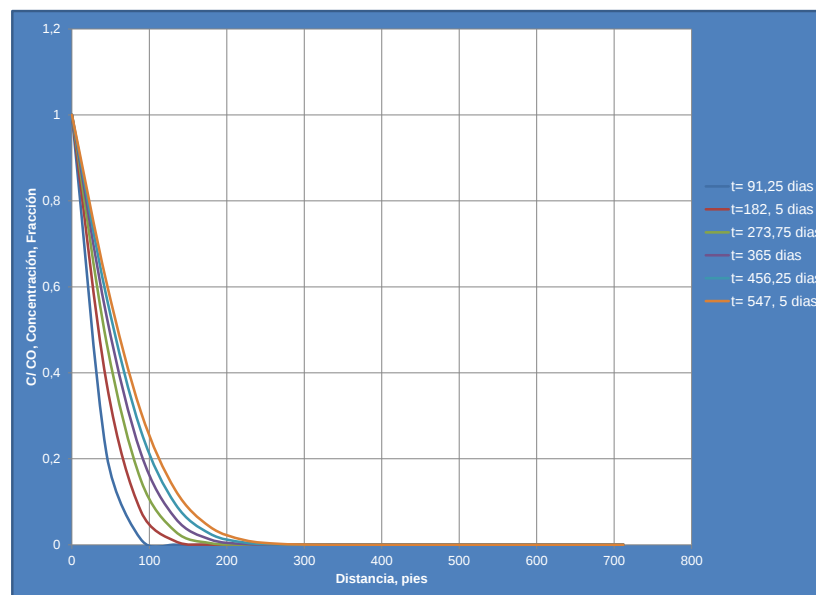


Figura 18. Comportamiento de C/C_0 para un coeficiente de difusión de $7 \text{ Pie}^2/d$ (caso superior) - Ley de Fick.



Los gráficos anteriores representan el perfil de relación de concentraciones desde el pozo inyector al pozo productor para diferentes tiempos en función de la distancia durante la inyección del bache de polímero. Donde se observa que en la medida que pasa el tiempo aumenta el perfil ya que el frente va avanzando porque se está barriendo mayor área en el yacimiento y a su vez la relación de concentraciones C/C_o aumenta indicando que se tiene mayor concentración dentro el yacimiento que en las cercanías al pozo inyector.

De acuerdo a los gráficos anteriores donde se sensibiliza el coeficiente de difusión, se puede observar que en la medida que tenemos valores más pequeños, el perfil de relación de concentraciones es más pequeño en comparación a cuando tenemos coeficientes de difusión mucho más grandes, con lo cual se determina que el perfil de relación de concentraciones y la forma en que el frente avanza en el yacimiento desde el pozo inyector hacia el productor a diferentes tiempos está relacionado directamente con el coeficiente de difusión. A mayores coeficientes de difusión el polímero se desplaza con mayor facilidad por el medio poroso con lo cual se logra barrer mayor área del yacimiento a un menor tiempo, obteniéndose mayor concentración en las cercanías del pozo productor, representado en un perfil de relación de concentraciones mucho más amplio, lo cual quiere decir que el comportamiento de un proceso de inyección de polímeros presenta un control por el proceso de difusión.

Vale la pena mencionar que la figura 18 se generó con fines de análisis, ya que el valor de coeficiente de difusión empleado de $7 \text{ (Pie}^2/\text{d)}$ es muy grande para ser considerado dentro de una inyección de polímeros.

- **Caso B**

En este escenario se sensibiliza la concentración inicial del polímero a ser inyectado, manteniendo las otras variables del caso base constantes. En la tabla 7 se presentan los valores empleados.

Tabla 7. Sensibilidades a la concentración inicial del polímero – Modelo ley de Fick

Variable	Caso Base	Caso B
Concentración inicial, C_0 (Fracción)	0,000625	0,0000625
		0,625
		10

Los resultados de las sensibilidades se presentan en las figuras 19, 20, 21 y 22 correspondientes al caso base, y a las sensibilidades de la concentración inicial.

Figura 19. Comportamiento de C/C_0 para una concentración inicial de polímero de 0,000625 (**caso base**) - Ley de Fick.

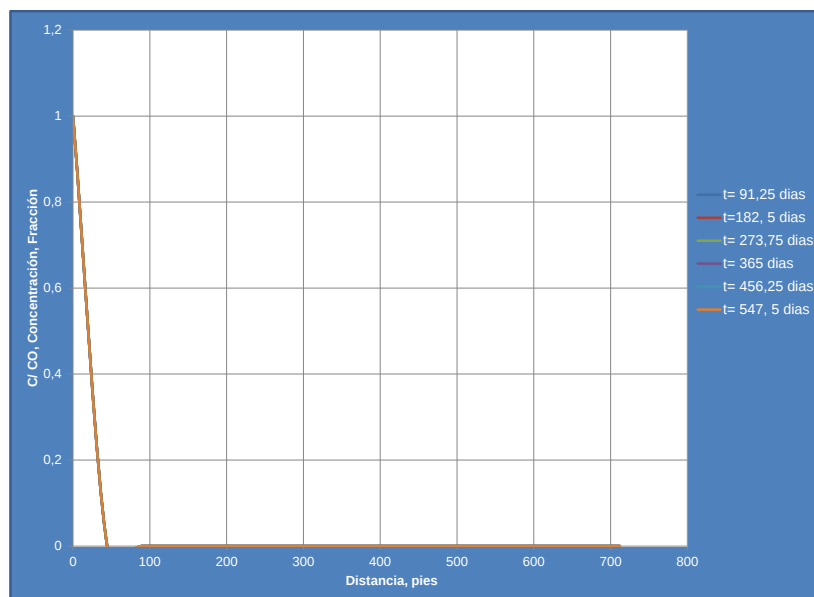


Figura 20. Comportamiento de C/C_0 para una concentración inicial de polímero de 0,0000625 (caso inferior) - Ley de Fick.

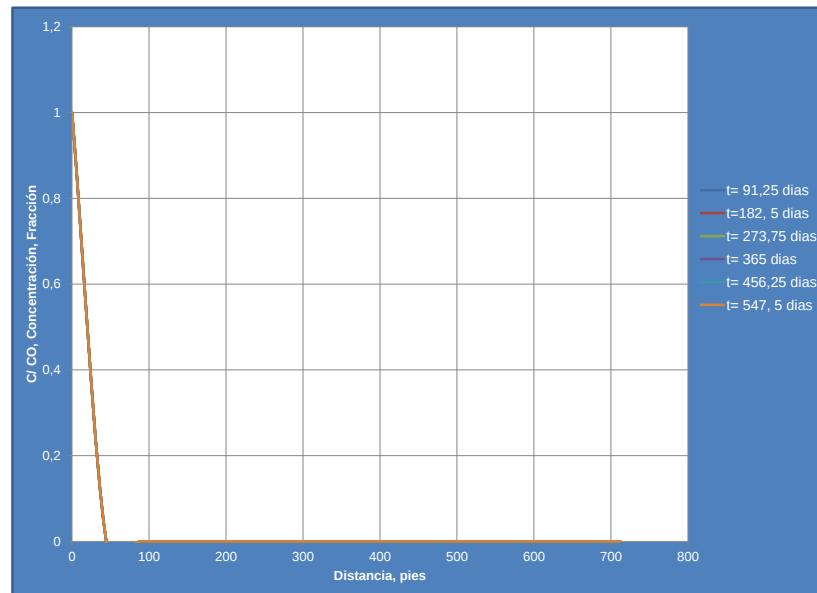


Figura 21. Comportamiento de C/C_0 para una concentración inicial de polímero de 0,625 (caso superior) - Ley de Fick.

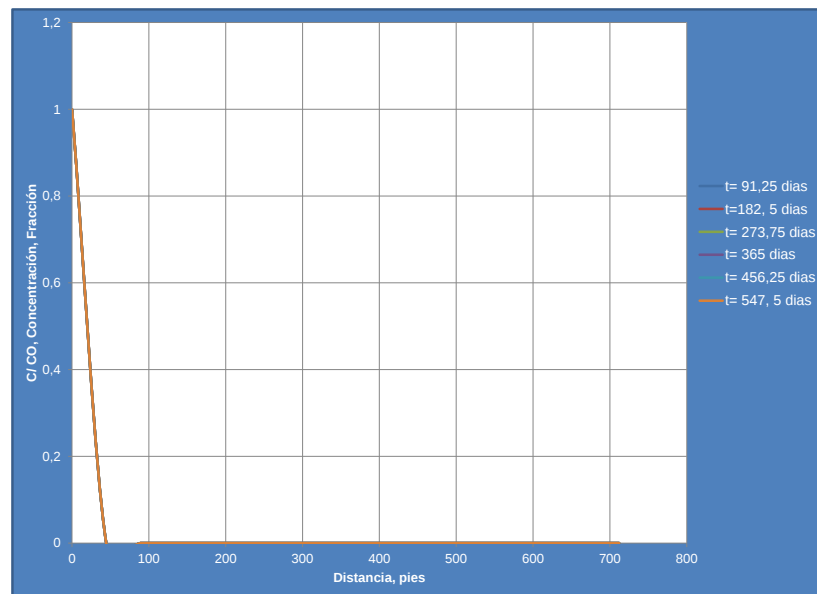
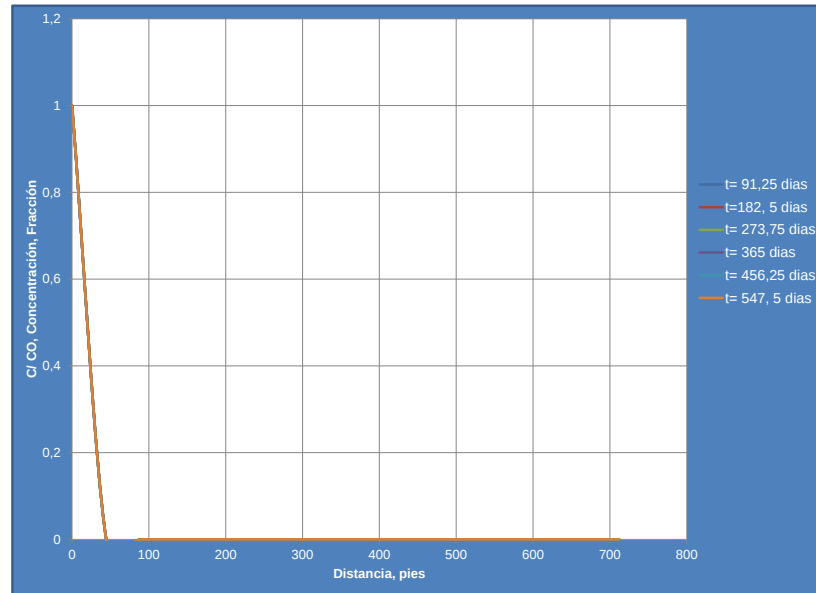


Figura 22. Comportamiento de C/Co para una concentración inicial de polímero de 10 (caso superior) - Ley de Fick.



De acuerdo a los gráficos anteriores donde se sensibiliza la concentración inicial de polímero a ser inyectado, se puede observar que realizar cambios en ésta variable no tiene incidencia en el comportamiento del perfil de relación de concentraciones, ni en la forma en que el frente avanza en el yacimiento al mantenerse constante el coeficiente de difusión; ésto es debido a la forma general que tiene la ecuación de la ley Fick.

3.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD MODELO ANALÍTICO PERKINS, 1962

3.2.1. Caso Base – Modelo de Perkins

Tal como se expuso anteriormente, el modelo de Perkins para el caso del tubo capilar está representado por la siguiente ecuación de difusión.

$$C = \frac{1}{2} * \left[1 \pm \operatorname{erf} \left(\frac{0.5}{\sqrt{\frac{k_l}{U * L}}} \right) \left(\frac{1 - \frac{v}{v_p}}{\sqrt{\frac{v}{v_p}}} \right) \right] \quad 3.2$$

Dónde:

C= concentración del fluido	fracción
Kl= coeficiente de dispersión longitudinal	cm ² /s
Vp= Volumen total del tubo	fracción
V= volumen poroso inyectado	fracción
U= velocidad de flujo	cm/s
L= Distancia	cm

De allí se identifica que la variable a sensibilizar es el coeficiente de dispersión longitudinal, y las variables de observación son el volumen poroso a ser inyectado de polímero y el tiempo. Vale la pena mencionar que este modelo se analizó empleando valores reales correspondientes al patrón seleccionado del campo de estudio. En la tabla 8 se observan las variables del caso base.

Tabla 8. Variables del caso base – Modelo Perkins

Variable	Valor	Unidad
Coeficiente de dispersión longitudinal, Kl	2,6E-04	Pie ² /d
Velocidad de desplazamiento	0,308	Pie/d
Tiempo de inyección del polímero	547,5	Días
Distancia entre pozos	712	Pie
Volumen poroso	23854285,7	Pie ³
Volumen poroso inyectado de polímero	5009400	Pie ³

3.2.2. Sensibilidades – Modelo de Perkins

Para realizar la sensibilidad se planteó un caso de análisis a partir del caso base llamado caso A, donde se varía el coeficiente de dispersión longitudinal para el cual se tuvieron en cuenta sensibilidades con valores por encima y por debajo respecto al caso base.

- **Caso A**

En este escenario se sensibiliza el coeficiente de dispersión longitudinal manteniendo las otras variables del caso base constantes. En la tabla 9 se presentan los valores empleados.

Tabla 9. Sensibilidades al coeficiente de dispersión longitudinal– Modelo de Perkins

Variable	Caso Base	Caso A
Coeficiente de dispersión longitudinal, KI (Pie^2/d)	2,6E-04	2E-05
		20
		200

Los resultados de las sensibilidades se presentan en las figuras 23, 24, 25 y 26 correspondientes al caso base, y a las sensibilidades del coeficiente de dispersión longitudinal.

Figura 23. Comportamiento de la concentración, C para un coeficiente de dispersión longitudinal de $2,6E-04 \text{ Pie}^2/d$ (caso base) – Modelo de Perkins.

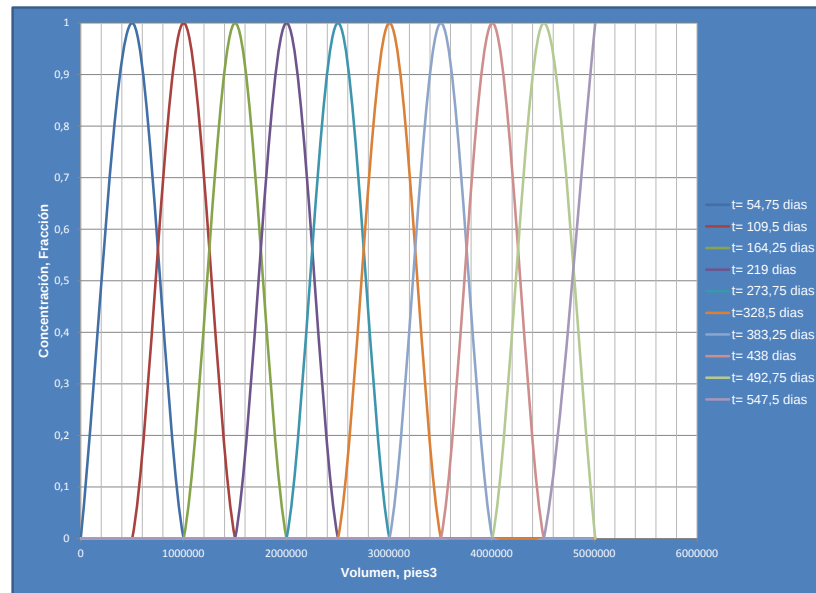


Figura 24. Comportamiento de la concentración, C para un coeficiente de dispersión longitudinal de $2E-05 \text{ Pie}^2/d$ (caso inferior) - Modelo de Perkins.

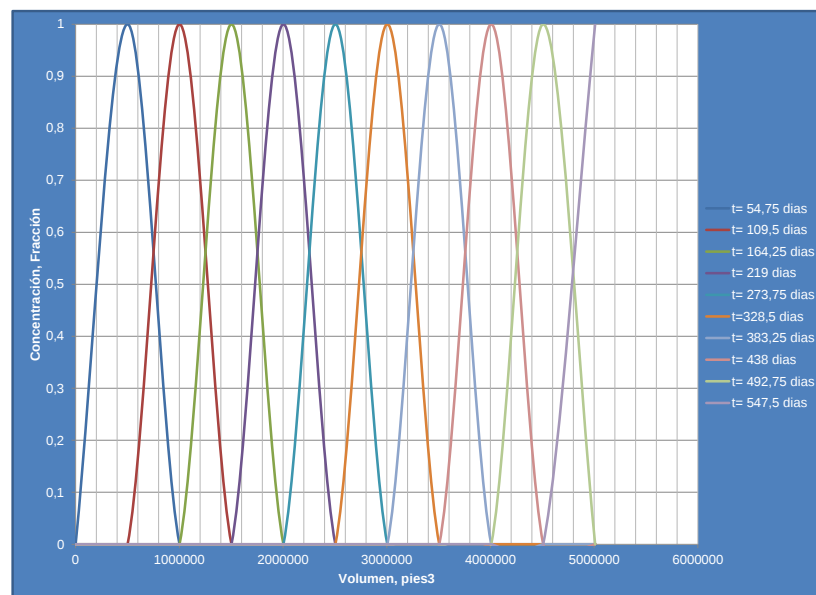


Figura 25. Comportamiento de la concentración, C para un coeficiente de dispersión longitudinal de $20 \text{ Pie}^2/d$ (caso superior) - Modelo de Perkins.

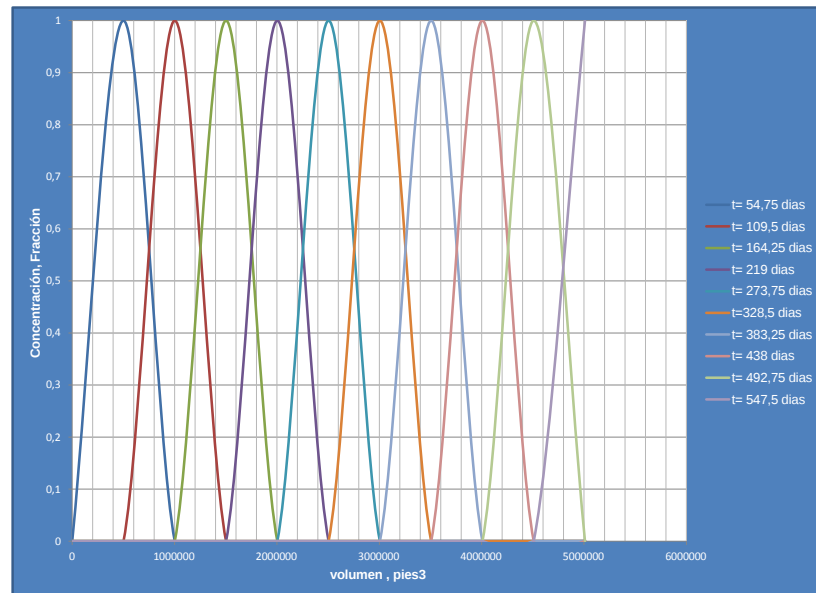
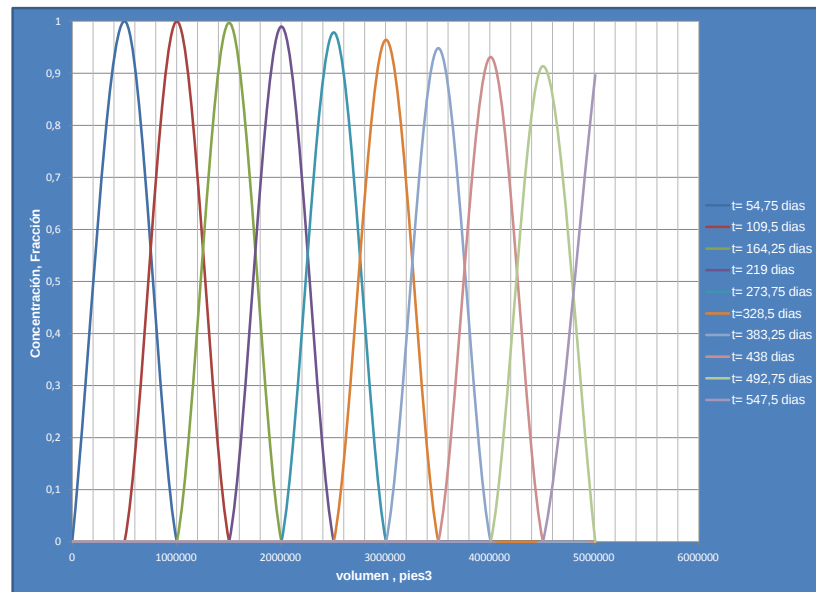


Figura 26. Comportamiento de la concentración, C para un coeficiente de dispersión longitudinal de $200 \text{ Pie}^2/d$ (caso superior) - Modelo de Perkins.



Los gráficos anteriores representan el perfil de concentraciones de un polímero desde el pozo inyector al pozo productor para diferentes tiempos en función del

σ = desviación estándar, adimensional

Para este modelo analítico se determinó que la variable a sensibilizar es la tasa de inyección, manteniendo el volumen inyectado acumulado constante y la variable de observación es el tiempo. Éste modelo se analizó empleando valores reales correspondientes al patrón seleccionado del campo de estudio. En la tabla 10 se muestran las variables del caso base.

Tabla 10. Variables del caso base – Modelo de Warren

Variable	Valor	Unidad
Volumen inyectado acumulado, V_i	5009400	Pie^3
Tasa de inyección, q	9108	Pie^3/d
Tiempo de inyección del polímero, t	547,5	Días
Desviación estándar, σ	9	Adimensional
Espaciamiento entre pozos	980100	Pie^2
Distancia entre pozos	712	Pie
Porosidad	0,17	Fracción

3.3.2. Sensibilidades – Modelo de Warren

Para realizar la sensibilidad se planteó un caso de análisis a partir del caso base llamado caso A, donde se varía la tasa de inyección y a su vez se varía implícitamente el tiempo. Para esto se tuvieron en cuenta sensibilidades con valores por encima y por debajo respecto al caso base.

- **Caso A**

En este escenario se sensibiliza la tasa de inyección del polímero e implícitamente el tiempo, manteniendo las otras variables del caso base constantes. En la tabla 11 se presentan los valores empleados.

Tabla 11. Sensibilidades al caudal de inyección del polímero – Modelo de Warren

Variable	Caso Base	Caso A
Caudal de inyección de polímero, q (Pie^3/d)	9108	27830
		13724
		6862

Para los valores presentados en la tabla anterior los tiempos correspondientes son los siguientes:

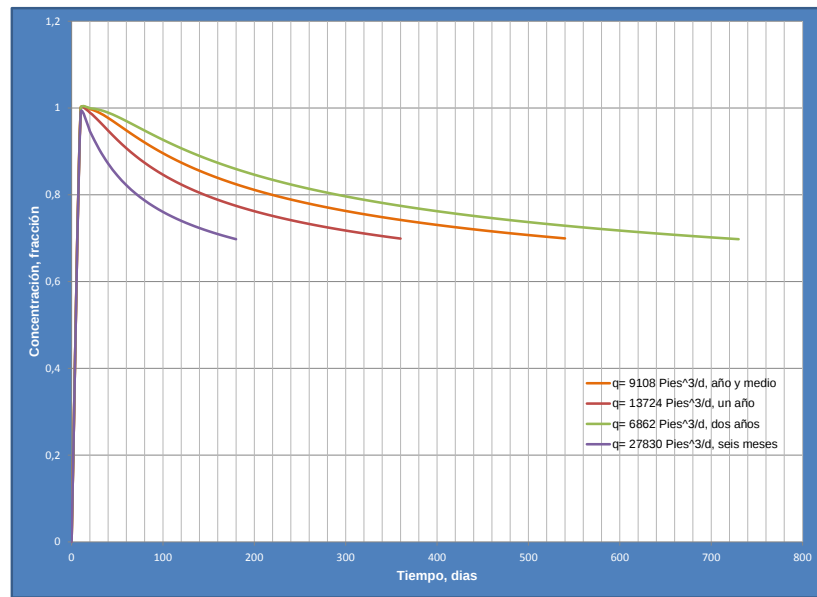
- Caso base: $q = 9108 \text{ Pie}^3/d$ a un tiempo de 547,5 días (1 año y medio)
- $q = 27830 \text{ Pie}^3/d$ a un tiempo de 182 días (6 meses)
- $q = 13724 \text{ Pie}^3/d$ a un tiempo de 365 días (1 año)
- $q = 6862 \text{ Pie}^3/d$ a un tiempo de 730 días (2 años)

Los resultados de las sensibilidades se presentan en la figura 27, donde cada línea corresponde a un caudal de inyección de polímero diferente. De allí se puede observar que en la medida que aumenta el caudal de inyección, se logra alcanzar el volumen acumulado determinado en un menor tiempo, caso contrario a cuando se emplean caudales más bajos.

Adicionalmente, cuando el tiempo de inyección aumenta se puede observar que el perfil de concentración tiende a mantener un comportamiento constante, en comparación a tiempos menores de inyección donde la concentración disminuye

aceleradamente; como es el caso de los perfiles a seis meses y un año. Todo lo anterior se debe a que se presenta una mejor distribución del polímero en el medio poroso con el uso de tasas moderadas, permaneciendo la concentración del polímero por más tiempo.

Figura 27. Comportamiento de la concentración, para diferentes caudales de inyección - Modelo de Warren



3.4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD MODELO ANALÍTICO DE BENTSEN, 1965

3.4.1. Caso Base – Modelo de Bentsen.

Tal como se explicó en el capítulo dos, este modelo asume que para un bache finito, la concentración máxima del material del bache ocurre a un tiempo intermedio entre los tiempos a los cuales la cabeza y la cola del bache pasan por un punto en específico. La siguiente ecuación representa una solución en un plano radial de la ecuación de dispersión para la inyección de un bache finito como un segundo fluido.

$$C(r, t) = 0.5 * \operatorname{erf} \frac{Q * t - 0.5 * r^2}{f(r)} - 0.5 * \operatorname{erf} \frac{Q(t - t_i) - 0.5 * r^2}{f(r)} \quad 3.4$$

Dónde:

C = Concentración, fracción volumétrica de fluido desplazante.

Q = Definido por la ecuación, $Q = \frac{q}{2\pi\phi h}$

q = tasa de flujo volumétrico en el sistema radial

h = Espesor del sistema radial

t = Tiempo

r = Distancia radial

f(r) = Función definida = $f^2(r) = \frac{4}{3} * \delta * r^3 + \frac{D}{Q} * r^4$

δ = Coeficiente de dispersión, constante para el sistema sólido – fluido.

D = Constante de difusión molecular para un par de fluidos, basada en volumen.

De allí se identifica que las variables a sensibilizar son: coeficiente de difusión, coeficiente de dispersión, y tasa de inyección, y las variables de observación son la distancia y el tiempo. Vale la pena mencionar que este modelo se analizó empleando valores reales correspondientes al patrón seleccionado del campo de estudio. En la tabla 12 se observan las variables del caso base.

Tabla 12. Variables del caso base – Modelo de Bentsen.

Variable	Valor	Unidad
Tasa de inyección, q	9108	Pie ³ /d
Porosidad	0,17	Fracción
Espesor promedio de la formación	64	Pie
Tiempo de inyección del polímero, t	547,5	Días
Distancia entre pozos	712	Pie
Coefficiente de dispersión, α	0,01	Pie ² /d
Coefficiente de difusión, D	3,71E-04	Pie ² /d

3.4.2. Sensibilidades – Modelo de Bentsen

Para realizar la sensibilidad se planteó un caso de análisis a partir del caso base llamado caso A, donde se varía el coeficiente de difusión. Para esto se tuvieron en cuenta sensibilidades con valores por encima y por debajo respecto al caso base.

- **Caso A**

En este escenario se sensibiliza el coeficiente de difusión, manteniendo las otras variables del caso base constantes. En la tabla 13 se presentan los valores empleados.

Los resultados de las sensibilidades se presentan en las figuras 28, 29, 30 y 31 correspondientes al caso base, y a las sensibilidades del coeficiente de difusión.

Tabla 13. Sensibilidades al coeficiente de difusión– Modelo de Bentsen

Variable	Caso Base	Caso A
Coeficiente de difusión, D (Pie^2/d)	3,71E-04	3,71E-05
		3,71E-01
		5

Figura 28. Comportamiento de la concentración para un coeficiente de difusión de 3,71E-04 Pie^2/d (caso base) – Modelo de Bentsen.

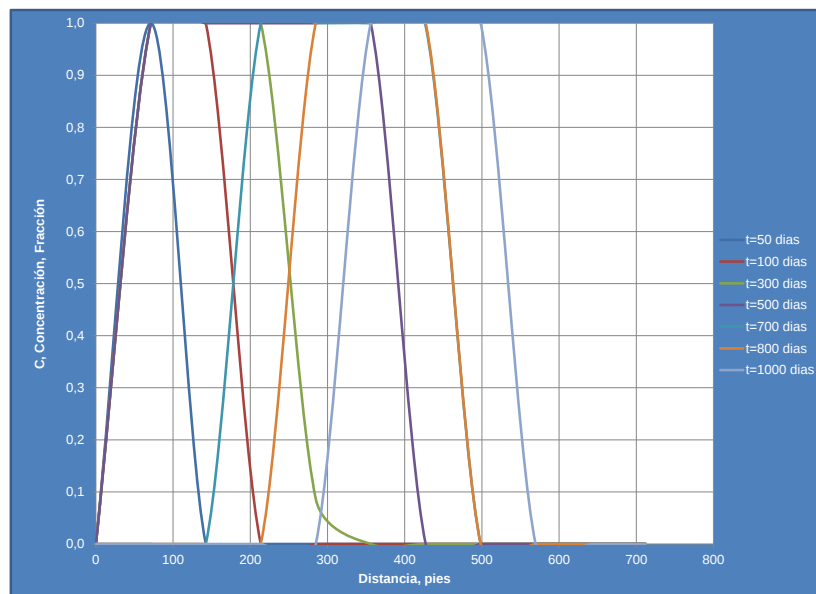


Figura 29. Comportamiento de la concentración para un coeficiente de difusión de $3,71\text{E-}05$ Pie^2/d (caso inferior) – Modelo de Bentsen.

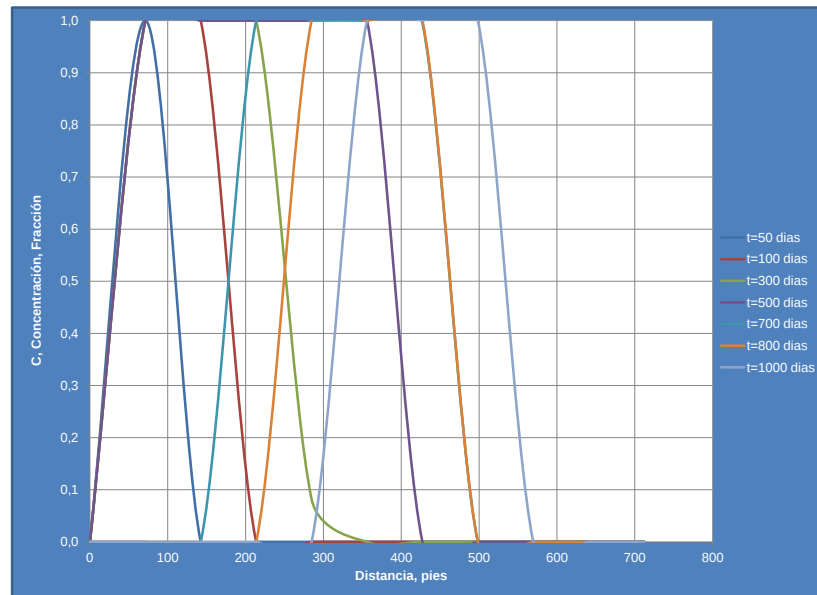


Figura 30. Comportamiento de la concentración para un coeficiente de difusión de $3,71\text{E-}01$ Pie^2/d (caso superior) – Modelo de Bentsen.

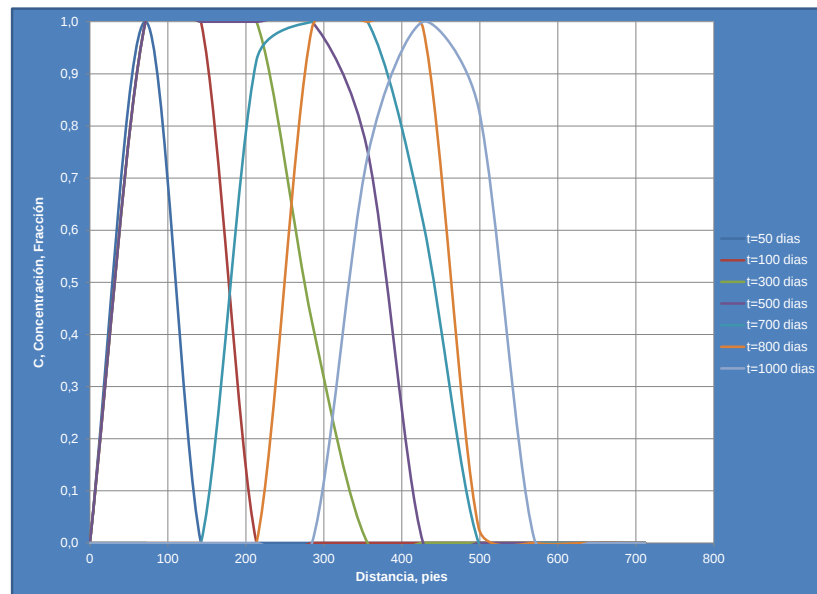
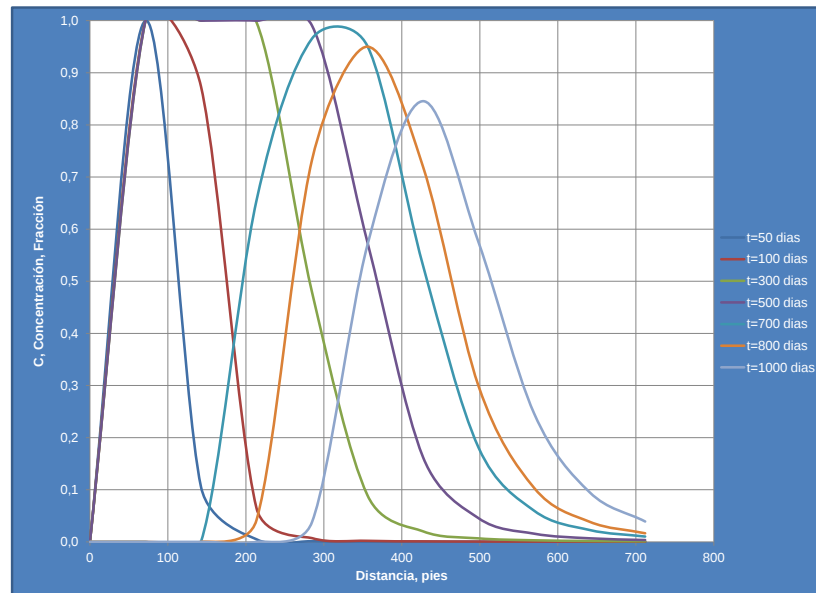


Figura 31. Comportamiento de la concentración para un coeficiente de difusión de $5 \text{ Pie}^2/d$ (caso superior) – Modelo de Bentsen.



Los gráficos anteriores representan el perfil de concentraciones de un polímero desde el pozo inyector al pozo productor para diferentes tiempos en función de la distancia. Allí se observa que en la medida que pasa el tiempo, el frente va avanzando porque se está barriendo mayor área en el yacimiento, sin embargo los cambios en el perfil de concentración son muy pequeños para valores de coeficientes de difusión bajos, como se observa en las figuras 28, 29 y 30. Adicionalmente se analizó el comportamiento de la concentración empleando coeficientes de difusión más altos, donde se tiene que al usar valores por encima de 5, se puede observar que en la medida que pasa el tiempo el pico máximo de concentración se hace más pequeño debido a la pérdida de concentración asociado a la alta difusión que se está considerando en el medio poroso, sin embargo vale la pena mencionar que estos valores son demasiado altos para tenerse en cuenta en un proceso de inyección de polímeros.

- **Caso B**

En este escenario se sensibiliza el coeficiente de dispersión, manteniendo las otras variables del caso base constantes. En la tabla 14 se presentan los valores empleados.

Tabla 14. Sensibilidades al coeficiente de dispersión– Modelo de Bentsen

Variable	Caso Base	Caso B
Coeficiente de dispersión, α (Pie^2/d)	0,01	0,001
		1
		10

Los resultados de las sensibilidades se presentan en las figuras 32, 33, 34 y 35 correspondientes al caso base, y a las sensibilidades del coeficiente de dispersión.

Figura 32. Comportamiento de la concentración para un coeficiente de dispersión de 0,01 Pie^2/d (caso base) – Modelo de Bentsen.

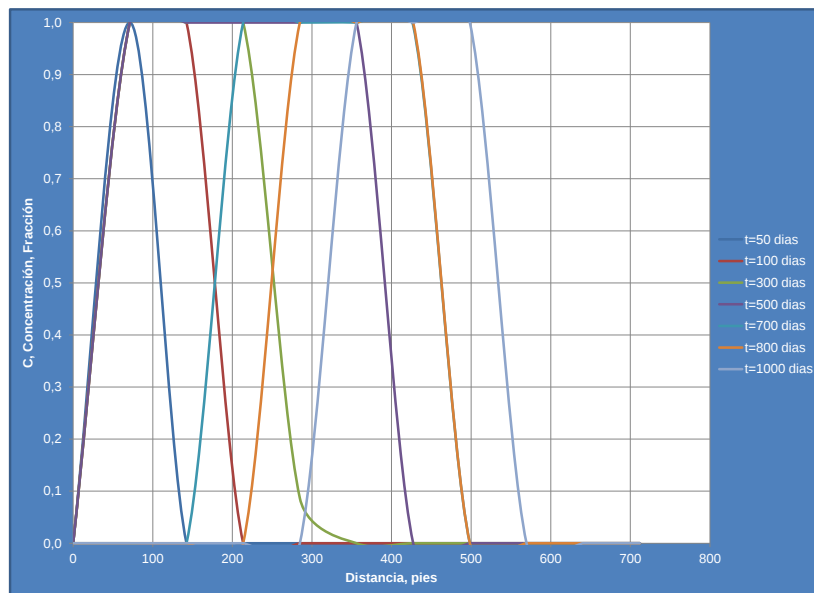


Figura 33. Comportamiento de la concentración para un coeficiente de dispersión de $0,001 \text{ Pie}^2/d$ (caso inferior) – Modelo de Bentsen.

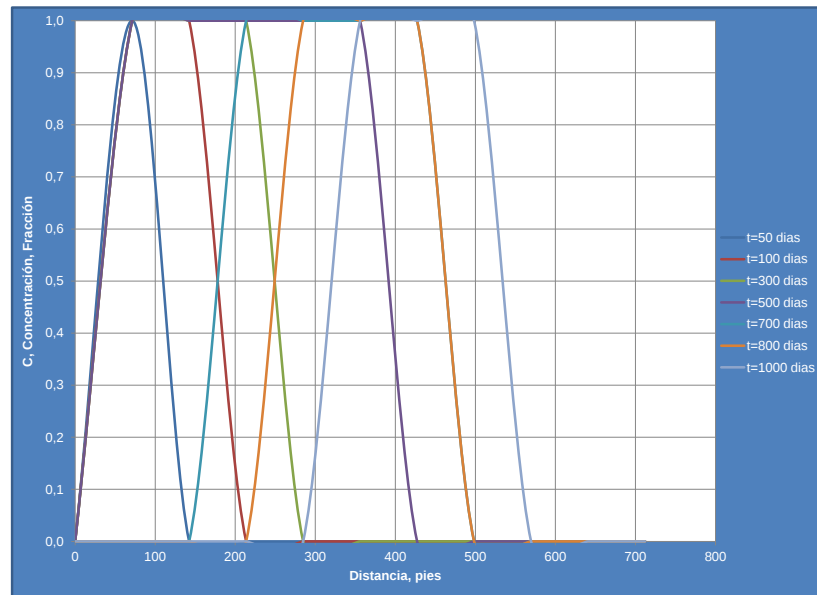


Figura 34. Comportamiento de la concentración para un coeficiente de dispersión de $1 \text{ Pie}^2/d$ (caso superior) – Modelo de Bentsen.

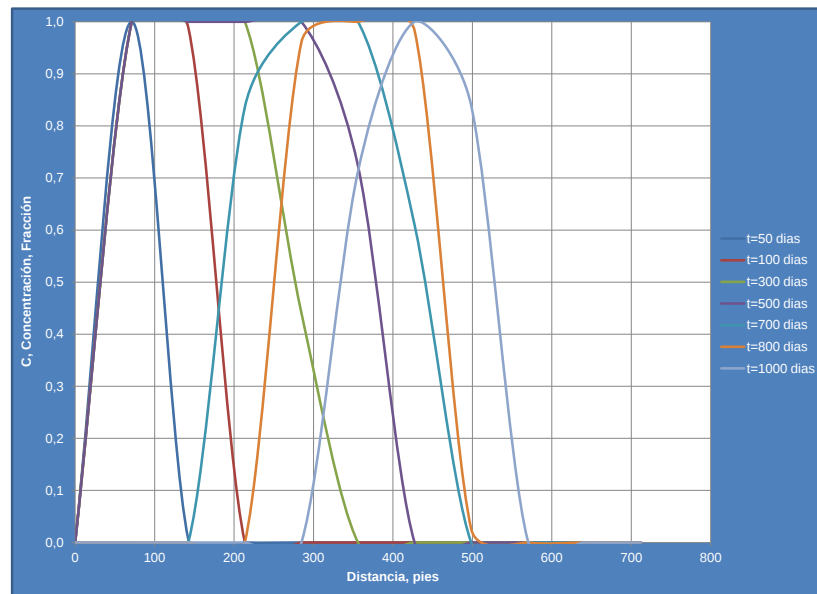
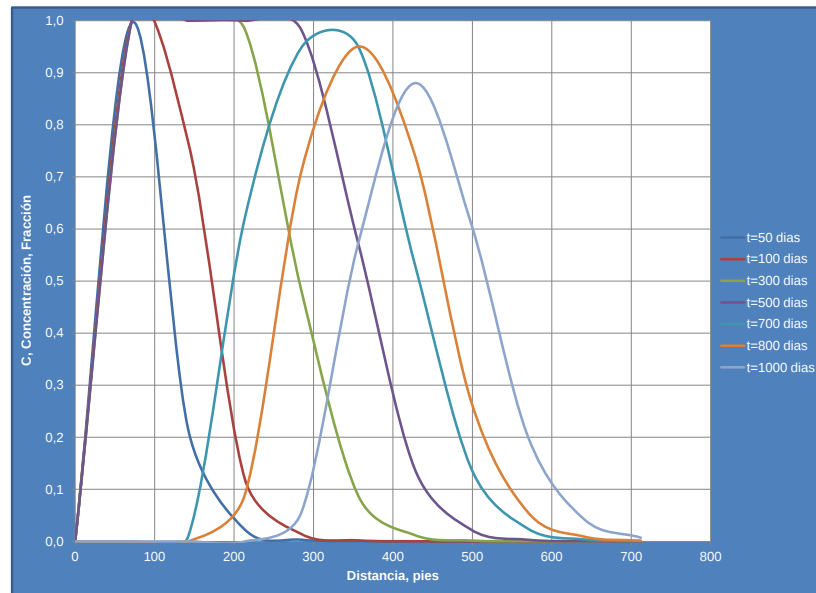


Figura 35. Comportamiento de la concentración para un coeficiente de dispersión de $10 \text{ Pie}^2/d$ (caso superior) – Modelo de Bentsen.



Ésta sensibilidad presenta un comportamiento similar a la sensibilidad anterior, donde se tiene que en la medida que pasa el tiempo, el frente va avanzando del pozo inyector al pozo productor. Adicionalmente para valores de coeficientes de dispersión pequeños, no se presentan cambios representativos en el perfil de concentración con la distancia y el tiempo, indicando que prácticamente se mantienen las condiciones iniciales del polímero, lo cual se puede observar en las figuras 32 y 33. Por otro lado, en la medida que aumentan los valores de coeficiente de dispersión, se observa un decaimiento de la concentración con el aumento de la distancia y el tiempo, como se presenta en las figuras 34 y 35, dado a que el polímero se desplaza con mayor facilidad por el medio poroso, barriéndose mayor área del yacimiento a un menor tiempo, sin embargo estos valores de coeficientes de dispersión son muy altos para tenerse en cuenta en un proceso de inyección de polímeros.

Vale la pena mencionar que los perfiles de concentración son más sensibles a cambios leves en el coeficiente de dispersión en comparación con lo cambios en

el coeficiente de difusión; lo cual indica que el proceso de inyección de polímeros presenta un control por el proceso de dispersión.

- **Caso C**

En este escenario se sensibiliza la tasa de inyección del polímero e implícitamente el tiempo, manteniendo las otras variables del caso base constantes. En la tabla 15 se presentan los valores empleados.

Tabla 15. Sensibilidades al caudal de inyección del polímero – Modelo de Bentsen.

Variable	Caso Base	Caso C
Caudal de inyección de polímero, q (Pie^3/d)	9108	6862
		13724
		27449

Los resultados de las sensibilidades se presentan en las figuras 36, 37, 38 y 39 correspondientes al caso base, y a las sensibilidades del caudal de inyección de polímero.

Figura 36. Comportamiento de la concentración para un caudal de inyección de $9108 \text{ Pie}^3/d$ (caso base) – Modelo de Bentsen.

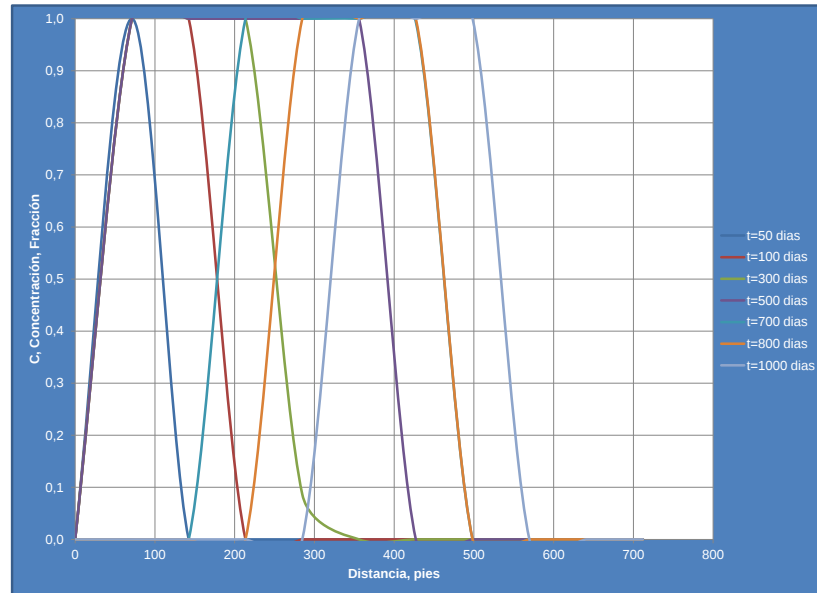


Figura 37. Comportamiento de la concentración para un caudal de inyección de $6862 \text{ Pie}^3/d$ (caso inferior) – Modelo de Bentsen.

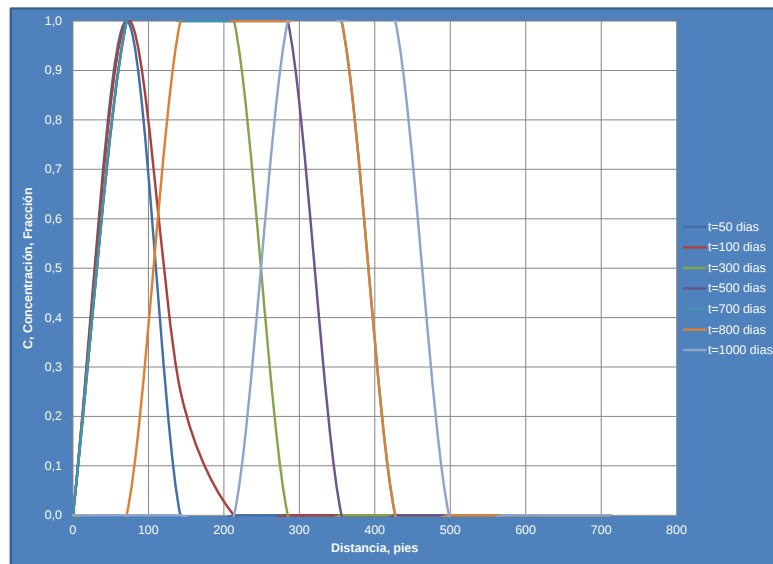


Figura 38. Comportamiento de la concentración para un caudal de inyección de $13724 \text{ Pie}^3/d$ (caso superior) – Modelo de Bentsen.

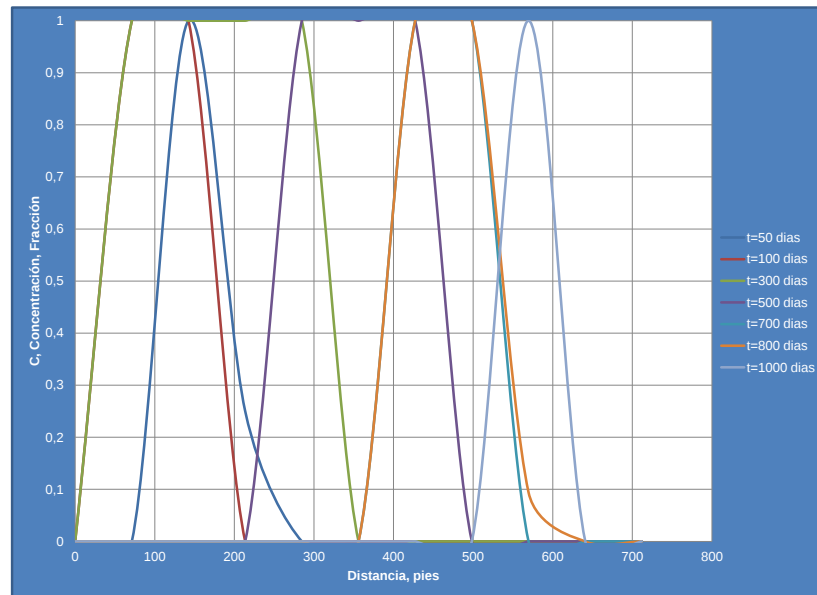
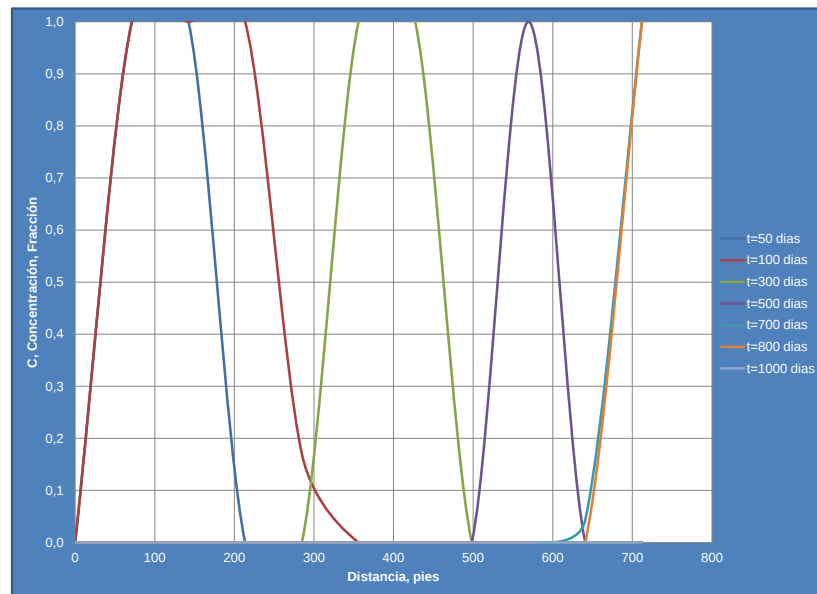


Figura 39. Comportamiento de la concentración para un caudal de inyección de $27449 \text{ Pie}^3/d$ (caso superior) – Modelo de Bentsen.



De los gráficos anteriores se concluye que en la medida en que se incrementa el caudal de inyección de polímero, se logra alcanzar el volumen acumulado objetivo

en un menor tiempo, llegando más rápido el polímero al pozo productor; contrario a cuando se usan caudales más bajos.

3.5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD MÉTODO DE NOAMAN EL– KHATIB, 2010

3.5.1. Caso Base – Método Noaman- El Khatib

Como se explicó en el capítulo anterior, este método se caracteriza porque tiene en cuenta una mayor cantidad de variables críticas correspondientes al proceso de inyección de polímeros en comparación a los otros modelos. El objetivo de este método está asociado en minimizar la cantidad de químico requerido, partiendo de la concentración crítica. Vale la pena mencionar que este método comienza su análisis desde la finalización de la inyección del bache polimérico. Lo anterior se presenta en la ecuación 3.5.

$$C(X, Vp) = 0.5 \left[\operatorname{erf} \left(\frac{X - (Vp - Vs)}{\sqrt{(Vp - Vs)/Pe}} \right) - \operatorname{erf} \left(\frac{X - Vp}{\sqrt{\frac{Vp}{Pe}}} \right) + e^{XPe} \left[\operatorname{erf} \left(\frac{X + (Vp - Vs)}{\sqrt{(Vp - Vs)/Pe}} \right) - \operatorname{erf} \left(\frac{X + Vp}{\sqrt{Vp/Pe}} \right) \right] \right] \quad 3.5$$

Dónde:

Concentración,	C	Fracción
Volúmenes porosos inyectados,	Vp	Adimensional
Tamaño del bache, en volúmenes porosos,	Vs	Adimensional
Distancia adimensional, X=x/L	X	Adimensional
Avance del bache,	x	Pie

Distancia entre pozos inyector y productor,	L	Pie
Número de Peclet, $Pe = uL/KI$	Pe	Adimensional
u- Velocidad actual	u	Pie / d
KI- Dispersión longitudinal	KI	Pie^2/d

Teniendo en cuenta la ecuación anterior, se determinó que las variables a sensibilizarse son: coeficiente de dispersión longitudinal, tamaño del bache, número de Peclet y la cantidad del efluente. Éste modelo se analizó empleando valores reales correspondientes al patrón seleccionado del campo de estudio. En la tabla 16 se muestran las variables del caso base.

Tabla 16. Variables del caso base – Método Noaman- El Khatib

Variable	Valor	Unidad
Coeficiente de dispersión longitudinal, KI	2,6E-04	Pie^2/d
Número de Peclet, Pe	50	Adimensional
Volumen Poroso	23854285	Pie^3
Volumen poroso inyectado de polímero	5009400	Pie^3
Tamaño de bache, en volúmenes porosos, Vs	0,35	Adimensional
Coeficiente de adsorción	0,34	Adimensional
Distancia entre pozos	712	Pie
Tiempo de inyección del polímero, t	547,5	Días

3.5.2. Sensibilidades – Método Noaman- El Khatib

Para realizar las sensibilidades se plantearon cuatro casos de análisis a partir del caso base. El caso A donde se varía el coeficiente de dispersión longitudinal, el

caso B donde se varía el tamaño del bache, el caso C donde se varía el número de Peclet, y el caso D donde se varía la cantidad del efluente, en los cuales se tuvieron en cuenta valores por encima y por debajo respecto al caso base.

- **Caso A**

En este escenario se sensibiliza el coeficiente de dispersión longitudinal manteniendo las otras variables del caso base constantes. En la tabla 17 se presentan los valores empleados.

Tabla 17. Sensibilidades al coeficiente de dispersión longitudinal– Método Noaman- El Khatib

Variable	Caso Base	Caso A
Coeficiente de dispersión longitudinal, K_l ($P l e^2 / d$)	2,6E-04	2E-05
		6E-04
		1E-03

Los resultados de las sensibilidades se presentan en las figuras 40, 41, 42 y 43, correspondientes al caso base, y a las sensibilidades del coeficiente de dispersión longitudinal.

Figura 40. Comportamiento de C/C_0 para un coeficiente de dispersión longitudinal de $2,6 \text{ E-}04$ Pie^2/d (caso base) – Método Noaman – El Khatib

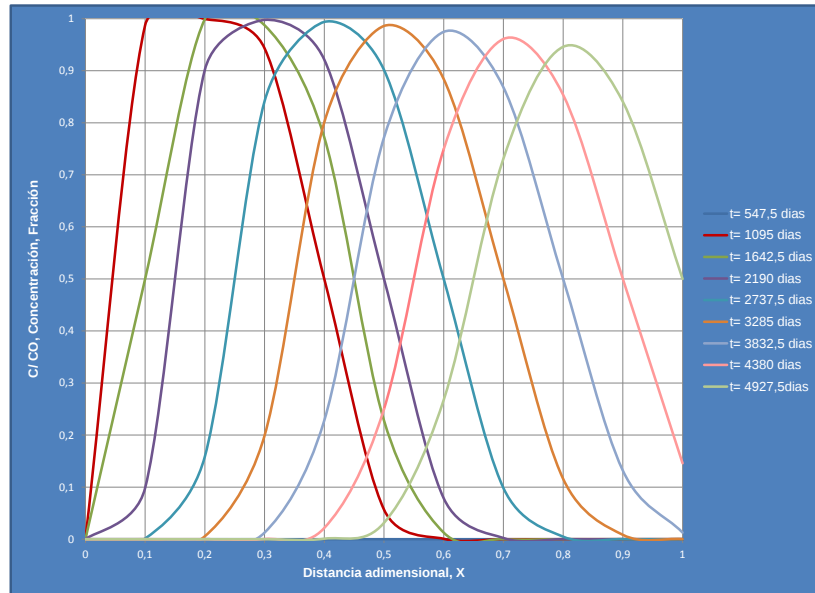


Figura 41. Comportamiento de C/C_0 para un coeficiente de dispersión longitudinal de $2 \text{ E-}05$ Pie^2/d (caso inferior) – Método Noaman – El Khatib

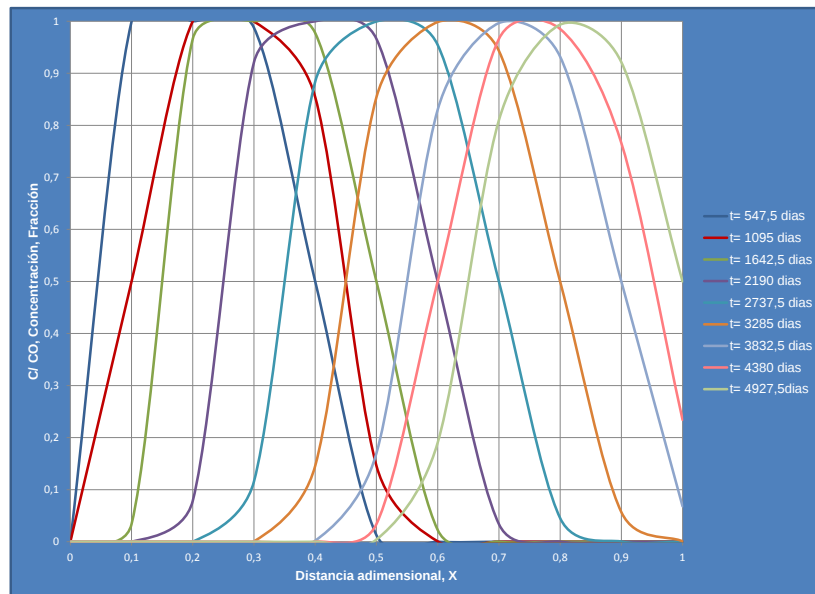


Figura 42. Comportamiento de C/C_o para un coeficiente de dispersión longitudinal de $6 \text{ E-}04$ Pie^2/d (caso superior) – Método Noaman – El Khatib

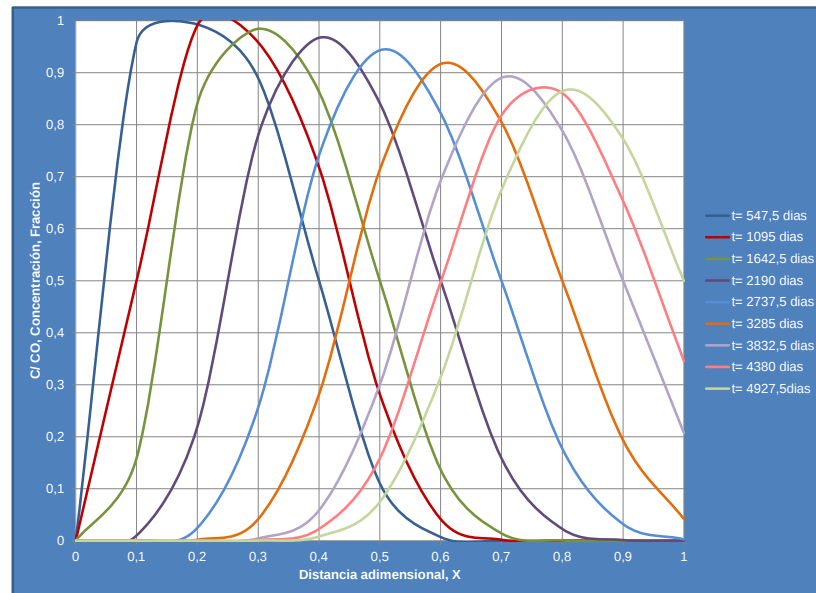
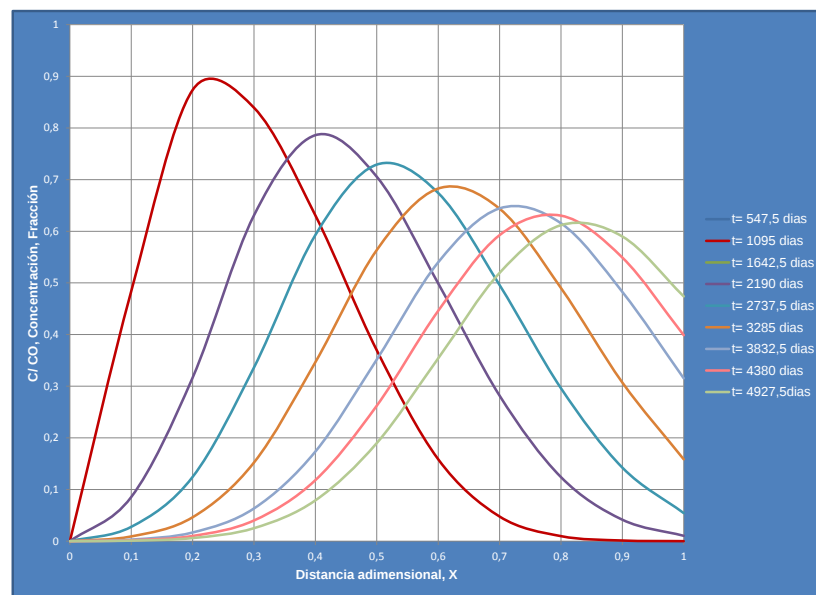


Figura 43. Comportamiento de C/C_o para un coeficiente de dispersión longitudinal de $1 \text{ E-}03$ Pie^2/d (caso superior) – Método Noaman – El Khatib



Los gráficos anteriores representan el perfil de relación de concentraciones desde el pozo inyector al pozo productor para diferentes tiempos en función de la

distancia adimensional, comenzando desde la finalización de la inyección del bache de polímero y continuando con una posterior inyección de agua. Donde se observa que en la medida que pasa el tiempo disminuye el perfil de relación de concentraciones debido a que se está inyectando más agua que polímero. Es decir que a mayores tiempos de inyección se está considerando que un fluido de menor concentración está invadiendo el yacimiento, y por el contrario a menores tiempos de inyección se sigue manteniendo la concentración final que tenía el bache polimérico.

De acuerdo a los gráficos anteriores donde se sensibiliza el coeficiente de dispersión longitudinal, se puede observar que en la medida que tenemos valores más pequeños, el perfil de relación de concentraciones es mayor en comparación a cuando tenemos coeficientes de dispersión longitudinal mucho más grandes, con lo cual se puede decir que el perfil de relación de concentraciones y la forma en que el frente avanza en el yacimiento desde el pozo inyector hacia el productor a diferentes tiempos está relacionado directamente con el coeficiente de dispersión longitudinal.

Cuando se tienen coeficientes de dispersión longitudinal mayores, el fluido inyectado se desplaza con mayor facilidad por el medio poroso, con lo cual va disminuyendo la concentración inicial debido a la dispersión en el medio. Éste cambio también está relacionado con el hecho de que según éste modelo para tiempos mayores se estaría considerando únicamente la inyección de agua.

- **Caso B**

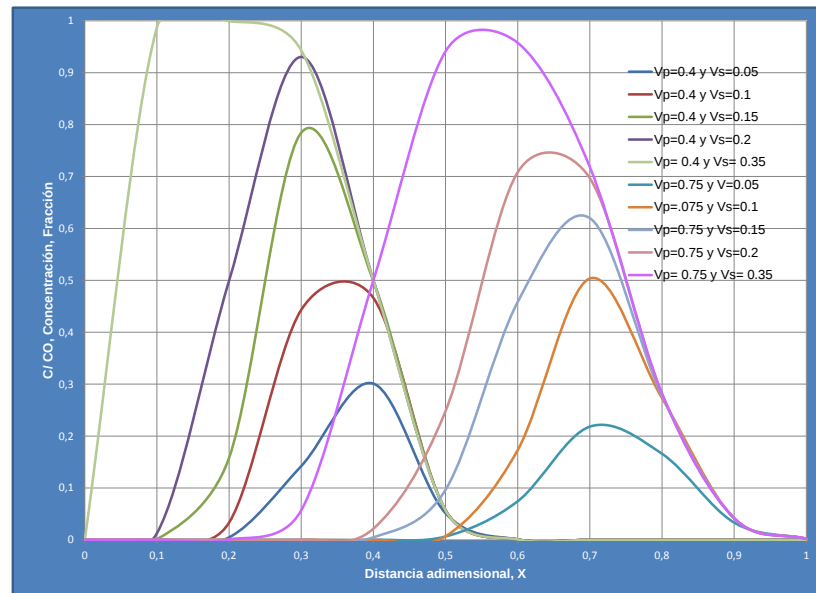
En este escenario se sensibiliza el tamaño del bache manteniendo las otras variables del caso base constantes, para dos tiempos diferentes. En la tabla 18 se presentan los valores empleados.

Tabla 18. Sensibilidades al tamaño del bache– Método Noaman- El Khatib

Variable	Caso Base	Caso B
Tamaño del bache, en volúmenes porosos Vs (Adimensional)	0,35	0,05
		0,1
		0,15
		0,2

Los resultados de las sensibilidades se presentan en la figura 44, donde se muestra el perfil de relación de concentraciones desde el pozo inyector al pozo productor en función de la distancia adimensional, para volúmenes porosos inyectados adimensionales (vp) de 0,4 (t= 2190 días) y 0,75 (t=4106 días) para baches de tamaños de 0,05, 0,1, 0,15, 0,2 y 0,35 PV, comenzando desde la finalización de la inyección del bache de polímero y continuando con una posterior inyección de agua. A partir de esta gráfica es claro determinar que la concentración incrementa con un aumento en el tamaño del bache (Vs) y adicionalmente en la medida que pasa el tiempo y se recorre cierta distancia en el medio poroso disminuye el perfil de relación de concentraciones debido a que se comienza a inyectar más agua que polímero.

Figura 44. Comportamiento de C/C_o para diferentes baches en dos momentos diferentes– Método Noaman – El Khatib



- **Caso C**

En este escenario se sensibiliza el número de Peclet manteniendo las otras variables del caso base constantes. En la tabla 19 se presentan los valores empleados.

Tabla 19. Sensibilidades al número de Peclet– Método Noaman- El Khatib

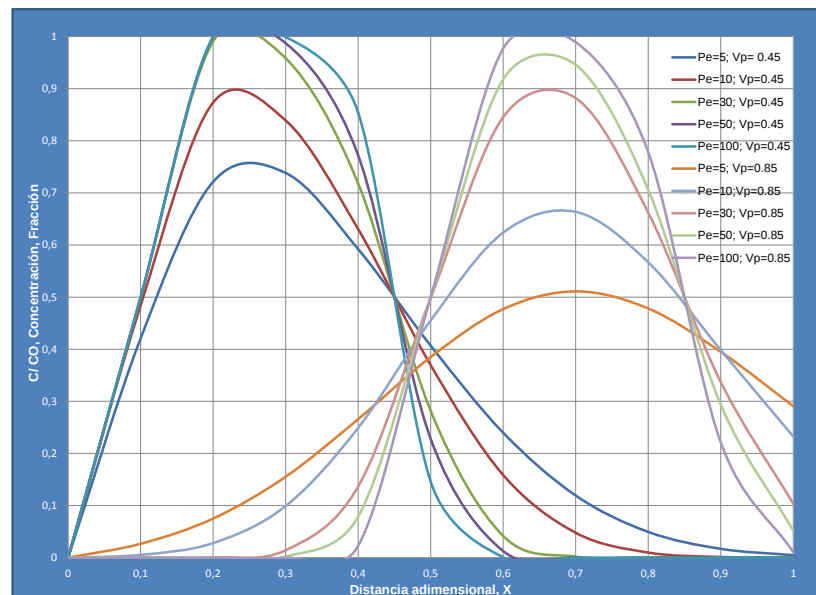
Variable	Caso Base	Caso C
Número de Peclet, Pe (Adimensional)	50	5
		10
		30
		100

Los resultados de las sensibilidades se presentan en la figura 45, donde se muestra el perfil de relación de concentraciones desde el pozo inyector al pozo

productor en función de la distancia adimensional, para volúmenes porosos inyectados adimensionales (v_p) de 0,45 ($t= 2464$ días) y 0,85 ($t=4654$ días) para diferentes valores del número de Peclet que varían entre 5 y 100, comenzando desde la finalización de la inyección del bache de polímero y continuando con una posterior inyección de agua.

El número de Peclet está asociado a la capacidad que tiene un fluido para moverse en el medio poroso en función de la velocidad y la dispersión longitudinal entre el inyector y productor. Éste número tiene una relación inversamente proporcional a la dispersión en el medio poroso; entre menor sea el número de Peclet, mayor es la dispersión, lo cual se ve representado en una mayor amplitud de la curva del perfil y adicionalmente en una menor concentración.

Figura 45. Comportamiento de C/C_o para diferentes números de Peclet en dos momentos diferentes– Método Noaman – El Khatib



Por otro lado, es claro que en la medida que pasa el tiempo y se recorre cierta distancia en el medio poroso, se disminuye el perfil de relación de concentraciones debido a que se comienza a inyectar más agua que polímero.

Los perfiles de concentración obtenidos con bajos números de Peclet exhiben una forma simétrica alrededor del punto de máxima concentración, mientras que aquellos perfiles obtenidos con altos números de Peclet, se encuentran flexionados hacia la derecha en el punto de máxima concentración.

- **Caso D**

La concentración de la especie química inyectada a la salida en función del tiempo es denominada historial del efluente. Se propone sensibilizar ésta variable, manteniendo las otras variables del caso base constantes. En la tabla 20 se presentan los valores empleados.

Tabla 20. Sensibilidades a la cantidad de efluente— Método Noaman- El Khatib

Variable	Caso Base	Caso D
Tamaño del bache, en volúmenes porosos Vs (Adimensional)	0,35	0,05
		0,1
		0,15
		0,2

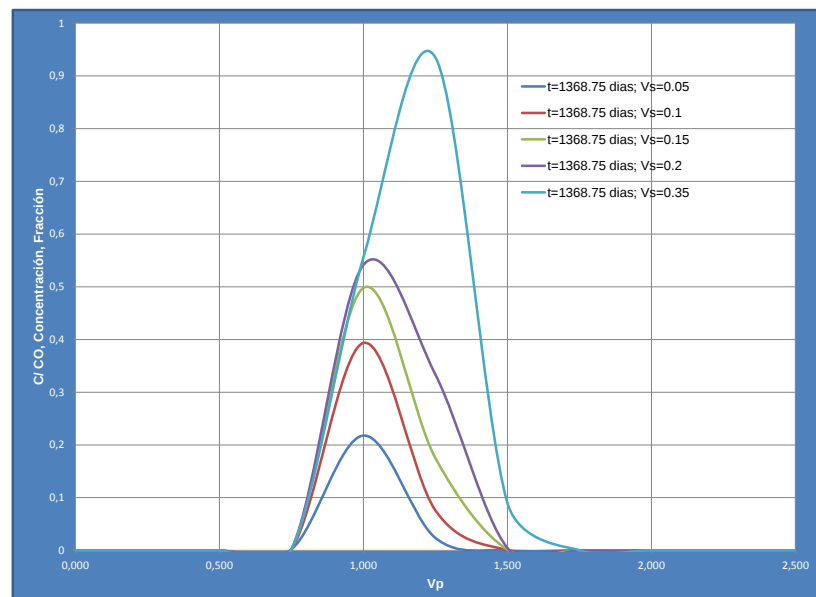
Los resultados de las sensibilidades se presentan en la figura 46, donde se muestra el perfil de relación de concentraciones desde el pozo inyector al pozo productor en función del volumen poroso inyectado adimensional, para tamaños de bache de 0,05, 0,1, 0,15, 0,2 y 0,35 a un tiempo de 1369 días, comenzando desde la finalización de la inyección del bache de polímero y continuando con una posterior inyección de agua.

A partir de esta gráfica se determina que la concentración del efluente incrementa con un aumento en el tamaño del bache (Vs), empezando en una concentración

cero e incrementando hasta alcanzar un máximo, y luego disminuyendo hasta aproximadamente cero.

El objetivo es determinar las condiciones tales que esta máxima concentración en la salida (en el pozo productor) no caiga por debajo de la mínima requerida (crítica) necesaria para alcanzar la función química del fluido inyectado.

Figura 46. Comportamiento de C/C_0 para diferentes tamaños de bache en un tiempo específico– Método Noaman – El Khatib



Partiendo de lo anterior se puede decir que el tamaño del bache no afecta el tiempo en el cual ocurre la máxima concentración del efluente. Se puede concluir que el tiempo reducido en el cual ocurre la máxima concentración de efluente depende principalmente del número de Peclet como se explicó en análisis anteriores.

4. DESARROLLO DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN DE UN CAMPO COLOMBIANO

La simulación de yacimientos es una de las ramas de la ingeniería de petróleos más utilizada actualmente para la reproducción y predicción de procesos de recobro mejorado, donde se involucran conocimientos en métodos numéricos, geología, petrofísica, yacimientos, producción, entre otros, permitiendo obtener una descripción detallada del yacimiento, y a su vez volviéndose útil para la evaluación de diferentes escenarios de producción.

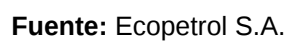
Para cumplir con los objetivos propuestos en esta investigación, es necesario tener como aliada a la simulación de yacimientos; dado a que se propone construir un modelo numérico de un patrón candidato a inyección de polímeros del Campo de estudio, empleando el software desarrollado por la empresa CMG, utilizando la plataforma STARS, con la cual es posible modelar a detalle los procesos de recobro químico. Todo esto con el fin de realizar análisis de sensibilidad a las variables que influyen en el diseño de un bache en un proceso de inyección de polímeros, considerando los fenómenos de interacción roca / fluidos presentes.

4.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO COLOMBIANO

El Campo se encuentra localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en los límites de los departamentos de Santander y Bolívar, como se muestra en la figura 47. Fue descubierto en 1943 y ha sido explotado principalmente mediante recuperación primaria y por inyección de agua desde octubre de 2008. El mapa estructural del Campo se presenta en la figura 48, donde se evidencia su división en cinco bloques operativos debido a fallas transversales de tipo normal, donde el bloque V ubicado al norte, contiene la mayor parte de las reservas del Campo.

Tiene una extensión areal de 3000 acres aproximadamente y un aceite en sitio (OOIP) de 1048 MBBL (millones de barriles). En la Tabla 21 se muestran los

Figura 47. Mapa de localización



134

A la fecha (Octubre 2014) el Campo cuenta con 203 pozos perforados, 108 productores, 28 pozos inyectoros, 49 productores en abandono, 17 productores inactivos y 1 inyector inactivo. Produce 16144 bopd, 21145 bwpd, 37289 bfpd, y 56.7 % de corte agua. La producción acumulada para el Campo es de 212.3 MBLs de petróleo, 106629 MPC de gas, 62.5 MBLs de agua proveniente de las formaciones Mugrosa y La Paz, lo cual representa un factor de recobro de petróleo actual del 20,2 %.

En cuanto al proceso de recuperación secundaria, se tiene que el bloque V del campo se encuentra sometido a inyección de agua desde octubre de 2008, específicamente en las arenas principales, pertenecientes a la formación La Paz, las cuales poseen un OOIP de 603 Mbbl (Millones de barriles). A la fecha se inyecta 37867 bwipd y el agua inyectada acumulada es de 66,8 MBLS.

El Campo presenta una profundidad total de 7300 ft aprox, y un espesor neto de 420 ft, donde se tienen principalmente areniscas arcillosas con permeabilidades y porosidades de 105 mD, y 20 %, respectivamente. Fue un área de depositación de sedimentos no marinos de edad terciaria (clásticos), depositados en un ambiente predominantemente fluvial; estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos clásticos-calcareos del Cretáceo y sobre rocas del basamento cristalino pre-Cretáceo (occidente del Campo). En el margen occidental (Bloque levantado de la Falla principal) los sedimentos del terciario suprayacen discordantemente. La secuencia estratigráfica perforada por los pozos del Campo, está constituida principalmente por rocas sedimentarias clásticas del Terciario, como se muestra en la Figura 49.

Figura 49. Columna estratigráfica generalizada

PER.	EPOCA	FORMACION	ZONA	LITOLOGIA
Q	PLEISTOCENO PLIOCENO	GRUPO MESA (Tpm)		
T E R C I A R I O	MIOCENO	GRUPO REAL (Tmr)		
	OLIGOCENO	FM. COLORADO (Toc)	La Cira Shale	
			Arenas A0	
			Arenas A1	
			Arenas A2	
			Arenas A3	
		FM. MUGROSA (Tom)	Arenas B0	
			Arenas B1	
			Arenas B2	
			Arenas B3	
Arenas C				
EOCENO	FORMACION LA PAZ (Tep)	Arenas Cantagallo		
C R E T A C E O	CAMPANIANO	FORMACION UMIR (Ksu)		
	SANTONIANO	FORMACION LA LUNA (KsI)		
	CONIACIANO			
	TURONIANO			
	APTIANO	FORMACION SIMITI (Ks)		
	ALBIANO			
	APTIANO	FORMACION TABLAZO (Kt)		
	BARREMIANO	FORMACION PAJA (Kip)		
	HAUTERIVIANO	FORMACION ROSA BLANCA (Krb)		
JURASASICO	VALANGINIANO	FORMACION TAMBOR (Kta)		
	JURASASICO	FORMACION GIRON (JgI)		

Fuente: Ecopetrol S.A.

De acuerdo a análisis realizados en el ICP se pudo establecer que químicamente el crudo es de tipo asfálténico. En la Tabla 21 se muestran las propiedades promedio de los fluidos de la Formación La Paz.

Tabla 21. Propiedades promedio de los fluidos producidos en la Formación La Paz

Propiedades	Formación La Paz
Tipo de Fluido	Liviano
Gravedad API, °API	20,5
Gravedad específica del gas	0,63025
Gravedad específica del aceite	0,931
Presión inicial del yacimiento Py, psi	3250
Presión de saturación Ps, psi	2470
Temperatura de yacimiento Ty, °F	138,6
Factor volumétrico del petróleo @ Ps & Ty, B/STB	1,1494
Factor volumétrico del gas @ Ps & Ty, RB/KSCF	1,0635
Viscosidad del petróleo @ Ps & Ty, cP	22
Viscosidad del gas @ Ps & Ty, cP	0,0168
Relación gas - aceite (Rs) @ Ps & Ty, SCF/STB	299

Fuente: Ecopetrol S.A.

4.1.1. Selección de la mejor zona para implementación de un proceso de inyección de polímeros

El análisis del comportamiento que ha tenido el bloque V en función del proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, fue el enfoque principal para identificar zonas estratégicas que puedan requerir algún tratamiento para el mejoramiento y optimización de la producción.

Con el objetivo de determinar la posibilidad de implementar un proceso de recobro químico en el Campo de estudio, se llevaron a cabo screening, y análisis de ingeniería que permitieran determinar la viabilidad técnica de aplicación y de ésta forma se pudiera continuar con un análisis detallado de una propuesta de éstos procesos.

Inicialmente se verificó el estado actual de los pozos, con el fin de seleccionar áreas de mayor actividad, y a su vez, el análisis de ingeniería se complementó con el estudio de las características del yacimiento, propiedades petrofísicas y de los

fluidos, a fin de identificar zonas que aun presentando problemas tuvieran una buena cantidad de aceite recuperable, buena conectividad entre productor-inyector, y que fueran zonas aisladas o confinadas preferiblemente.

Según los resultados del estudio general del bloque V llevado a cabo, se evidenció un comportamiento positivo en la zona central del bloque, donde se tiene una mayor densidad de pozos, y no hay cercanía al acuífero. Además ha tenido mayor desarrollo en comparación de otras y presenta cortes de agua de alrededor del 40%.

Por lo anterior, ésta zona es atractiva para llevar a cabo un proceso de recobro mejorado a etapas tempranas de un proceso de inyección de agua, a fin de lograr evitar problemas futuros típicos del agua como son problemas de inyektividad, digitación viscosa, canalización y dificultades de desplazamiento generadas por fuerzas capilares propias de este método a nivel mundial. Vale la pena resaltar que el sector norte fue descartado debido a que al parecer existe influencia del acuífero y a que si se llevara a cabo un proceso de recobro químico en esta zona podría perderse el tratamiento hacia la falla.

4.1.2. Definición de patrón de inyección / producción

El proyecto de inyección de agua mejorada hace parte de la estrategia de desarrollo del campo de estudio, como una optimización de la técnica de recuperación secundaria con agua, para mejorar las condiciones de eficiencia de barrido y obtener un factor de recobro más alto. La utilización de agua mejorada, tiene por objeto disminuir la razón de movilidad (M), entre el agua inyectada y el hidrocarburo a barrer para mejorar su eficiencia de barrido vertical y areal. El objetivo es reducir el valor de M de un valor actual de 7 a uno cercano a 1 mediante el incremento de la viscosidad del agua, buscando la generación de un barrido tipo pistón.

Puesto que ésta sería la primera aplicación en el área de esta técnica de recobro mejorado, se planteó un modelo piloto de inyección de polímero para un arreglo de seis patrones, con fechas diferentes de iniciación; sin embargo, para objeto de éste estudio se considerará un sólo patrón de inyección de cinco puntos invertido.

4.2. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO BASE

La construcción del modelo correspondiente al patrón de inyección I-1 perteneciente al Campo de estudio se realizó mediante la herramienta STARS (Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator) del simulador CMG, el cual modela el flujo en tres fases de fluidos multi-componentes y predice el comportamiento de los yacimientos donde se desean implementar procesos de recobro mejorado como inyección de químicos, vapor, aire, y solventes.

El modelo base de éste estudio incluye las variables fundamentales a ser consideradas durante el desarrollo de un proceso de inyección de polímeros con el fin de obtenerse los resultados preliminares de ésta implementación. Vale la pena resaltar que la principal ventaja del uso de la simulación numérica corresponde a la posibilidad de realizar análisis de sensibilidad a los parámetros de mayor influencia en un determinado proceso, lo cual será considerado en el siguiente capítulo.

4.2.1. Definición del enmallado para el caso base.

El modelo del patrón I-1 cuenta con un total de 94520 celdas (15iX12jX126k), donde se encuentran representadas las arenas desde la secuencia A hasta P. En la tabla 22 se presentan las arenas asociadas a ciertas regiones diferenciadas por la profundidad del contacto agua – petróleo, y en la tabla 23 se presentan las arenas involucradas.

Tabla 22. Regiones de interés asociadas a las profundidades del contacto agua – petróleo.

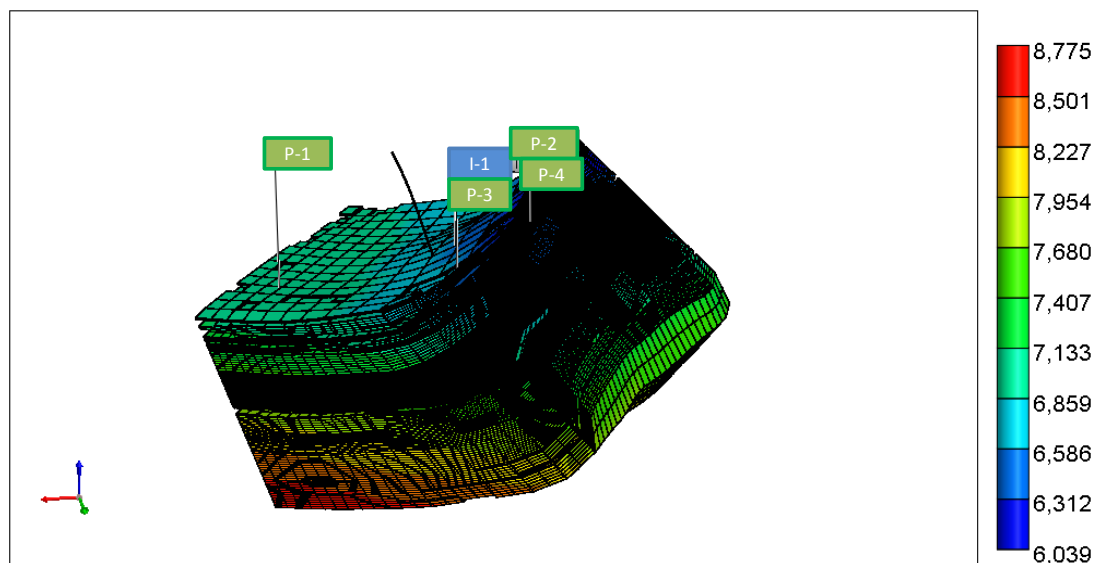
Regiones de Interés	Número de Región	Profundidad Contacto Agua Petróleo (PBNM) [Pie]
A	3	6715
B-C	5	7000
D-F	7	7285
G-P	9	8000

Tabla 23. Arenas correspondientes al patrón I-1

ARENA	LAYERS
A	1
B	2-6
C	7-10
D	11-13
E	14-17
F	18-21
G	22-29
H	30-49
I	50-61
J	62-81
K	82-88
L	89-96
M	97-102
N	103-113
O	114-120
P	121-126

Para este caso se utilizó un enmallado tipo cartesiano donde el tamaño total del modelo de simulación es de 126 acres, con un área que encierra el patrón de 52 acres. En la figura 50 se presenta el modelo base de simulación.

Figura 50. Configuración del patrón en el grid de simulación (caso base) – Profundidad.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

La construcción de este modelo se hizo con un enmallado tipo corner point, el cual nos permite modelar el flujo lineal de los fluidos en patrones con áreas grandes. En la tabla 24 se presentan las características principales del modelo.

Tabla 24. Características principales del modelo.

Propiedades	Valor
Área total del modelo	126 acres
Espesor del modelo	2694 Pie
Área interna del patrón de 5 puntos	52 acres

4.2.2. Descripción del patrón de inyección

El patrón correspondiente al inyector I-1, está conformado por los pozos P-1, P-2, P-3 y P-4. El pozo I-1 inicialmente fue productor desde marzo de 2007, sin embargo en junio de 2010 fue convertido a inyector, creando afectación directa

con los productores de primera línea. En la tabla 25 se presenta la distancia desde los pozos productores al inyector y la fecha de inicio de producción de los pozos involucrados.

Tabla 25. Características de los pozos del patrón I-1

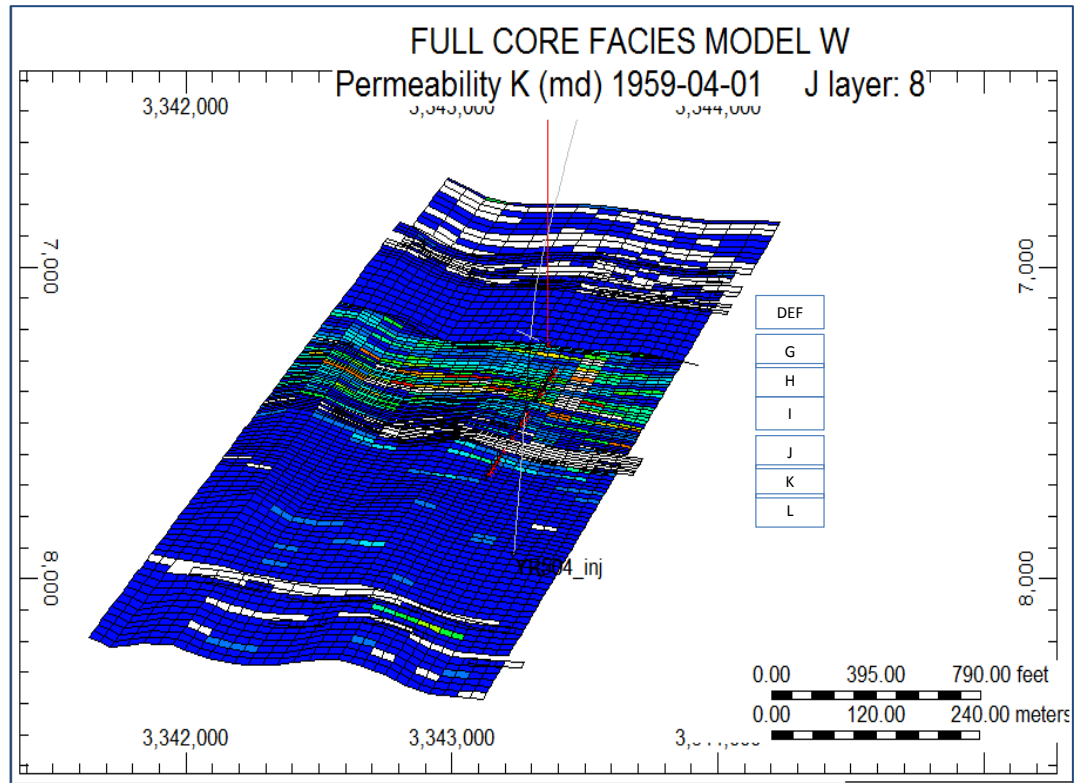
Inyector	Productor	Distancia (m)	Fecha de inicio de producción
I-1 (Productor Marzo 2007) (Conv inyector Junio 2010)	P-1	238	Abril 1962
	P-2	197	Junio 2006
	P-3	214	Agosto 2006
	P-4	222	Marzo 2007

Vale la pena mencionar que el pozo I-1 se encuentra abierto a inyección en las arenas G, H, I, J, K y L, sin embargo, de acuerdo al histórico de trazadores de éste pozo, la arena G no ha presentado indicios de toma de agua, lo cual es debido a que ésta arena tiene características ripiosas y posee bajas propiedades petrofísicas, especialmente en la permeabilidad. En la figura 51 se presenta el mapa de permeabilidades en dirección J para el patrón, donde se resaltan los intervalos por donde se está llevando a cabo la inyección de agua.

De allí se tiene que la arena G tiene bajas permeabilidades con valores de aproximadamente 10 mD, representada por celdas azules, siendo ésta arena la que menos agua toma, según lo expuesto anteriormente. Por otro lado las arenas superiores A, B y C se separan de las otras arenas por una arcilla que se encuentra al tope de la arena D, la cual se ve representada por celdas negras en la figura, lo cual corresponde a permeabilidades muy bajas. Según esto, y debido a que la inyección de agua se está llevando a cabo únicamente en las arenas G, H, I, J, K y L, se considerará dentro del análisis únicamente la producción correspondiente a las arenas donde se está llevando a cabo la inyección de agua, quienes más adelante también serán objetivo para el polímero a ser inyectado.

Las características principales de las arenas sometidas a inyección (G, H, I, J, K y L) se presentan en la tabla 26.

Figura 51. Permeabilidad en J para el patrón en el grid de simulación.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Tabla 26. Características principales de las arenas de interés.

Propiedades	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor
Arena	G	H	I	J	K	L
Saturación de Aceite inicial (fracción)	0,4	0,56	0,7	0,58	0,56	0,56
Saturación de aceite al inicio de la inyección de agua (fracción)	0,36	0,51	0,64	0,52	0,51	0,51
Saturación de aceite al inicio de la inyección de polímeros (fracción)	0,32	0,4	0,4	0,43	0,49	0,48
Saturación de agua inicial (fracción)	0,6	0,44	0,3	0,42	0,46	0,44
Saturación de agua al inicio de la inyección de agua (fracción)	0,62	0,45	0,31	0,44	0,48	0,49
Saturación de agua al inicio de la inyección de polímeros (fracción)	0,64	0,65	0,55	0,54	0,54	0,56
Saturación de gas inicial (fracción)	0	0	0	0	0	0
Saturación de gas al inicio de la inyección de agua (fracción)	0,025	0,04	0,04	0,02	0,01	0
Presión Inicial (psi) @ 7357'	3420	3102	3133	3157	3187	3183

4.2.3. Propiedades de la roca

Las propiedades de la roca son de gran importancia para determinar la viabilidad de implementar un proceso de inyección de polímeros, dentro de ellas se encuentran las propiedades petrofísicas de la zona de interés. En la tabla 27 se presentan las principales características.

Tabla 27. Propiedades de la roca de las arenas de interés

Propiedades	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor
Arena	G	H	I	J	K	L
Permeabilidad Horizontal (mD)	2,81	332	766	260	26,34	11,24
Permeabilidad Vertical (mD)	0,14	2,90	5,5	1,30	1,10	0,69
Porosidad (Fracción)	0,15	0,17	0,19	0,19	0,17	0,16
Espesor neto cañoneado (Pie)	20,08	9,15	8,25	7,22	13,50	11,78
Espesor neto (Pie)	25	41	38	40	28	29
Compresibilidad (1/psi)	1,0E-5	1,0E-5	1,0E-5	1,0E-5	1,0E-5	1,0E-5

4.2.4. Modelo de fluidos

Las características de los fluidos presentes en el modelo se consideraron teniendo en cuenta resultados de laboratorio correspondientes al tipo de fluido. Para la caracterización de los fluidos en el modelo se utilizó una presión de burbuja promedio de 2492 Psi, la cual permitió generar las propiedades de los pseudo-componentes “Dead_Oil” y “Soln_Gas” que representaron correctamente el factor volumétrico del petróleo, la relación gas petróleo y la viscosidad del petróleo. En las tablas 28 y 29 se presentan las propiedades básicas y necesarias para la elaboración del modelo de fluidos, y en las figuras 52, 53, 54, 55, 56, 57 las curvas obtenidas.

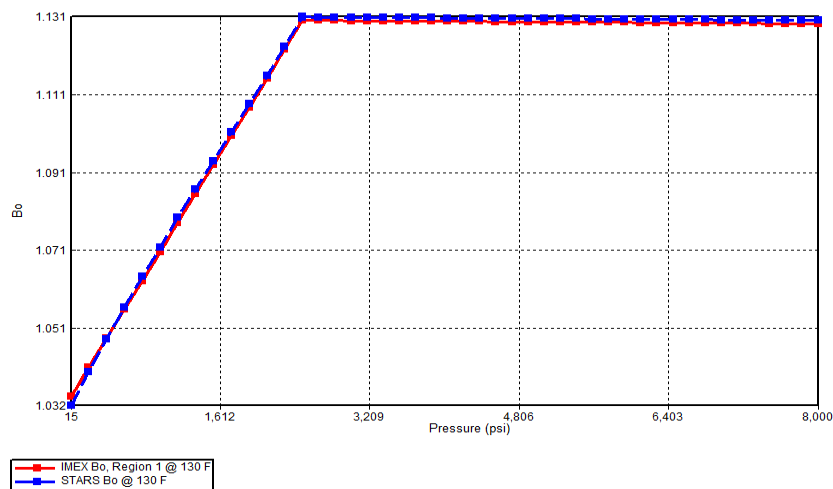
Tabla 28. Propiedades básicas de los fluidos

COMPONENTES	PESO MOLECULAR [lb/lbmol]	DENSIDAD [lb/Pie ³]	COMPRESIBILIDAD [1/psi]	1er COEFICIENTE DE EXPANSIÓN TÉRMICA [1/F]
Agua	0	63,16	2,85e-06	0,00023
Aceite muerto	285,168	56,68	1,40e-07	0,00046
Gas en solución	18,2545	26,60	1,40e-07	0,00046
Polímero (P432)	8000	63,16	2,85e-06	0,00023

Tabla 29. Características básicas del yacimiento.

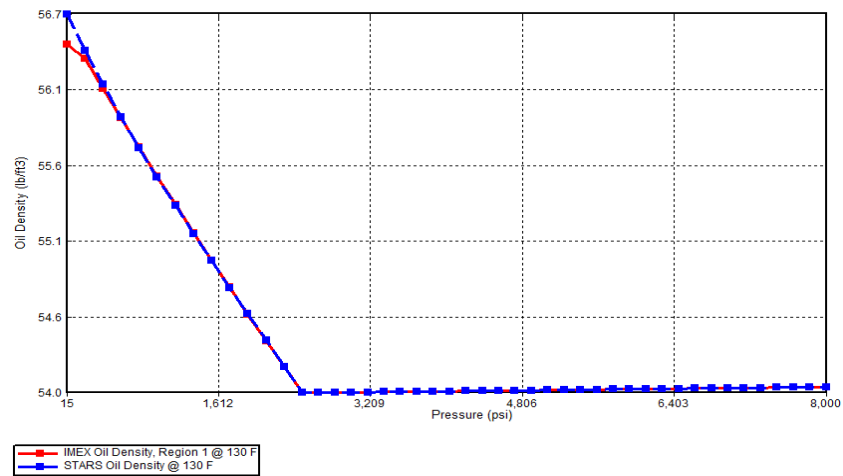
PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Presión de referencia	14,65	psi
Temperatura yacimiento	130	F
Presión de superficie	14,65	psi
Temperatura Superficie	62	F
Densidad aceite T@yto	54	Pie ³ /lb
Viscosidad aceite T@Yto	24	cP

Figura 52. Comportamiento del factor volumétrico del aceite del Campo de estudio



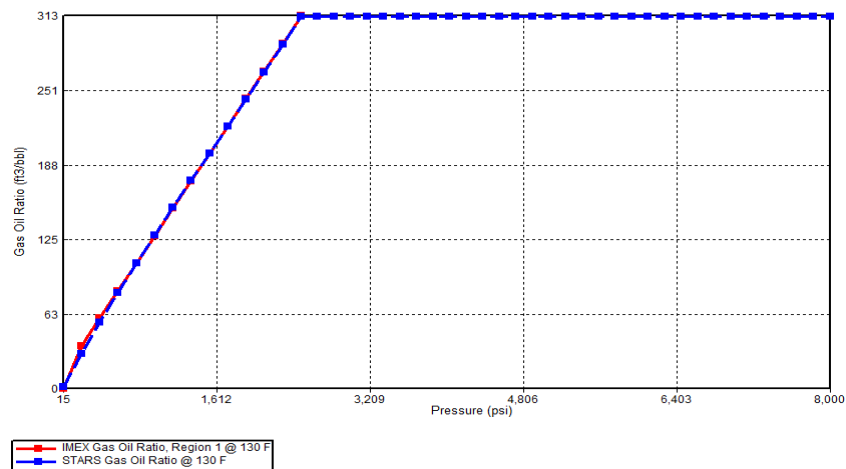
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 53. Comportamiento de la densidad del aceite del Campo de estudio.



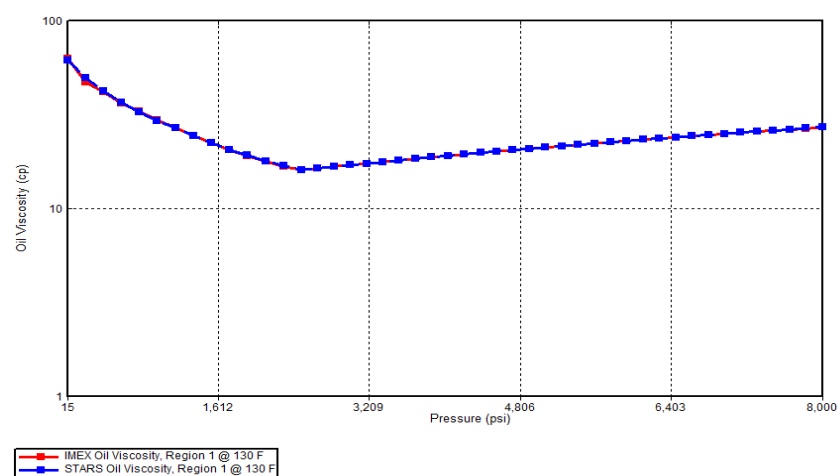
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 54. Comportamiento de la relación gas- aceite –GOR del Campo de estudio.



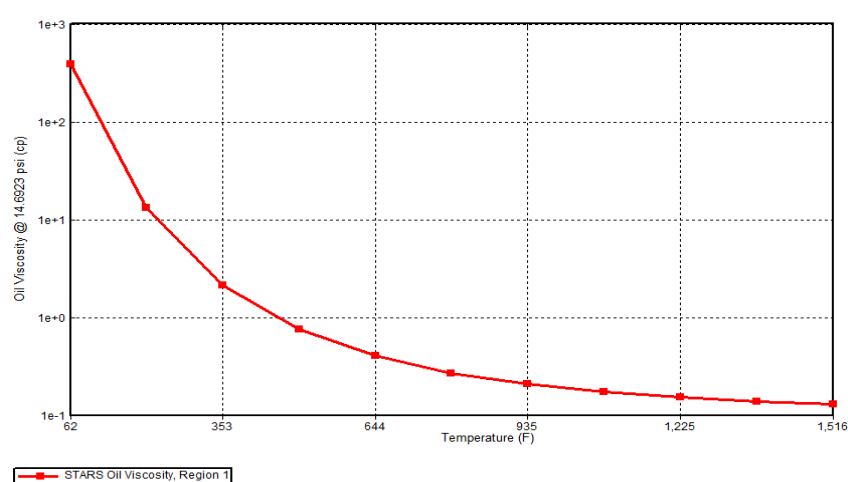
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 55. Comportamiento de la viscosidad del aceite vs Presión para el Campo de estudio.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 56. Comportamiento de la viscosidad del aceite vs Temperatura para el Campo de estudio.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

4.2.5. Propiedades del polímero

Debido a que la inyección de polímeros es el objeto de éste estudio, se hace necesario considerar las propiedades y características del polímero candidato a ser inyectado. Para el caso particular, se consideraron las características del polímero Pol1 obtenidas a partir de pruebas de laboratorio, las cuales permitirán representar el comportamiento del proceso. Éste polímero seleccionado presenta un peso molecular de 8000 lb/ lbmol. En la tabla 30 se presenta el comportamiento de la adsorción.

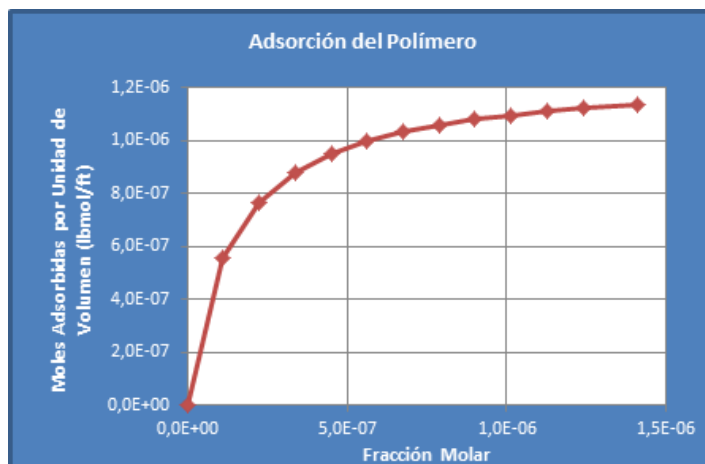
Tabla 30. Medidas de adsorción del polímero Pol1

Fracción Molar	Moles adsorbidas por unidad de volumen poroso
0.00000E+00	0.00000E+00
1.12631E-07	5.54860E-07
2.25272E-07	7.68430E-07
3.37926E-07	8.81730E-07
4.50590E-07	9.51780E-07
5.63266E-07	9.99160E-07
6.75952E-07	1.03350E-06
7.88650E-07	1.05960E-06
9.01360E-07	1.08020E-06
1.01408E-06	1.09670E-06
1.12681E-06	1.11040E-06
1.23956E-06	1.12140E-06
1.40869E-06	1.13510E-06

Fuente: Ecopetrol S.A.

En la figura 57 se observa el comportamiento de la adsorción en función de la fracción molar del mismo, donde se observa que una vez se logra la adsorción máxima, la curva comienza a presentar un comportamiento asintótico.

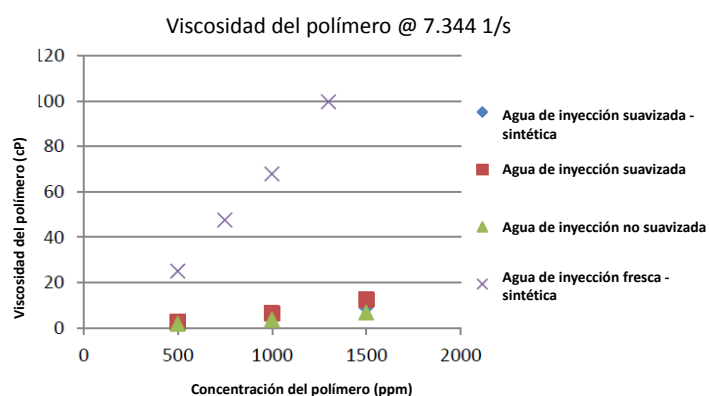
Figura 57. Comportamiento de la adsorción del polímero Pol1



Fuente: Ecopetrol S.A.

Con relación a la viscosidad del polímero se llevaron a cabo varias mediciones con diferentes tipos de agua, sin embargo, debido a que la viscosidad del polímero se ve alterada por la salinidad del agua de inyección, se determinó que la inyección se haría con agua fresca y de esta manera se obtendría la mayor viscosidad posible para la mezcla polimérica. En la figura 58 se presenta éste comportamiento.

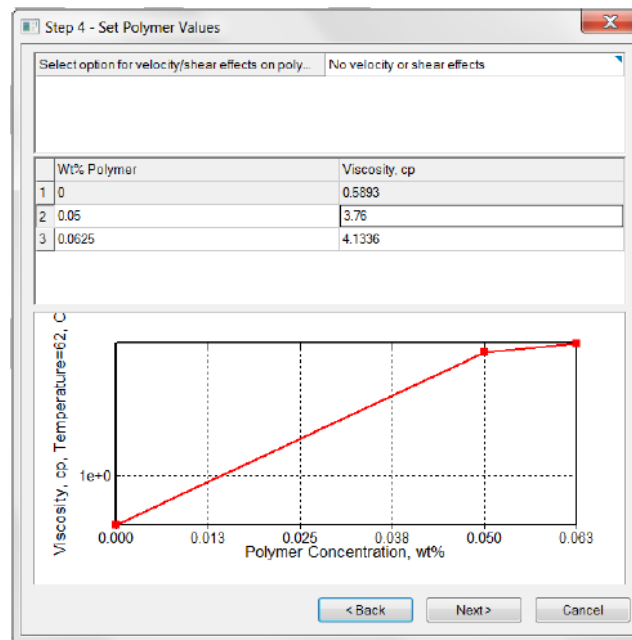
Figura 58. Variación de la viscosidad de la mezcla polimérica debido a la salinidad del agua.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Con el objetivo de determinar el comportamiento de la viscosidad con la concentración, el simulador utiliza la regla de mezcla no lineal para la viscosidad del agua, siendo ésta la ecuación que permite definir los cambios de viscosidad de la fase acuosa con el incremento en la concentración de polímeros, la cual es construida con la información de la viscosidad de la solución en agua fresca a la mínima tasa de corte y a la menor cantidad de sal posible. En la figura 59 se presenta el comportamiento de la viscosidad vs concentración para el polímero Pol1 en agua fresca.

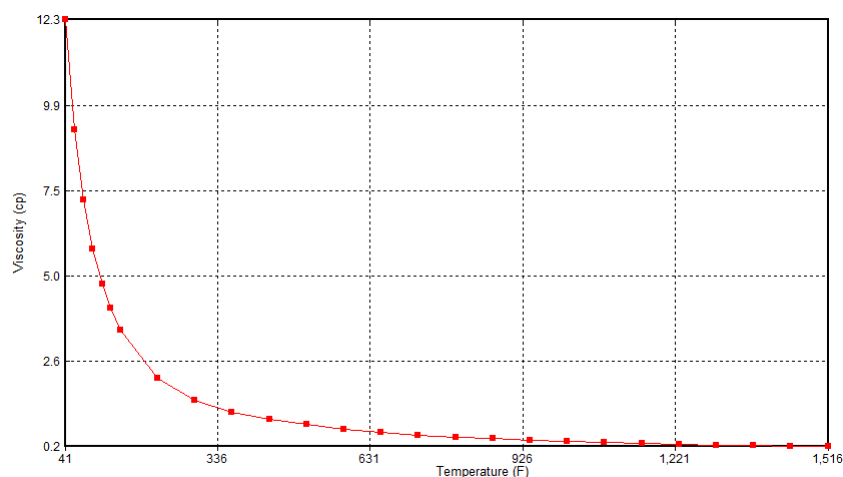
Figura 59. Comportamiento de la viscosidad del polímero Pol1 vs concentración



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

El comportamiento de la viscosidad del polímero en función de la temperatura presenta una relación inversamente proporcional, tal como se puede observar en la figura 60 para el caso particular del polímero Pol1.

Figura 60. Comportamiento de la viscosidad del polímero Pol1 vs Temperatura



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

El cambio de viscosidad del polímero generado por un cambio en la velocidad se representa en la opción “sheartab” que permite que la viscosidad del polímero cambie dependiendo de la velocidad del flujo en el medio poroso. En la tabla 31 se presentan los resultados obtenidos de la prueba de laboratorio con el polímero Pol1.

Tabla 31. Variación de la viscosidad del polímero Pol1 vs velocidad -(sheartab).

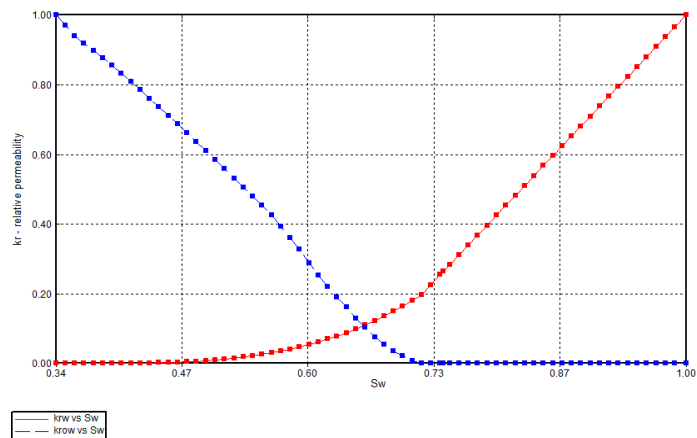
Velocidad [Pie/d]	Viscosidad [cP]
0.307937	4.1336
0.61337	1.8836
2.455984	0.9617
3.684	0.687

Fuente: Ecopetrol S.A.

4.2.6. Propiedades de interacción roca - fluido

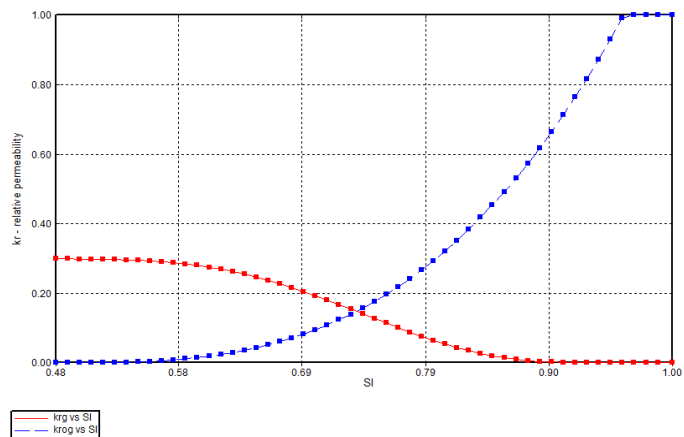
El modelo incluye un tipo de roca correspondiente a la curva de permeabilidad relativa representativa del Campo estudiado definida para las arenas donde se está llevando a cabo el proyecto de inyección de agua. En las figuras 61 y 62 se puede apreciar la curva de permeabilidad relativa en el sistema agua – petróleo y gas- petróleo, respectivamente.

Figura 61. Curva de permeabilidad relativa sistema agua – petróleo



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 62. Curva de permeabilidad relativa sistema gas – petróleo



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

4.2.7. Condiciones operacionales

Las condiciones operacionales de los pozos se determinaron a partir del comportamiento real de los fluidos en el campo y en función del ajuste en presión llevado a cabo en el modelo. En la tabla 32 se presentan las condiciones empleadas.

Tabla 32. Condiciones operacionales de los pozos – caso base

POZO	BHP MI	BHP MAX	STW MAX	STL MAX	DDOWN PRESSURE MAX
P-1	500	-----	-----	150	-----
P-2	200	-----	-----	1000	240
P-3	500	-----	-----	378	-----
P-4	500	-----	-----	635	-----
I-1 (productor marzo 2007)	28	-----	-----	-----	-----
I-1 (conv inyector Junio 2010)	-----	6000	1525	-----	-----

4.3. RESULTADOS PRELIMINARES

La historia de producción de los pozos pertenecientes al modelo se divide tanto en primaria como secundaria asociada al proceso de inyección de agua. Estos mecanismos se tuvieron a consideración en el modelo de simulación con el objetivo de realizar el ajuste histórico de los pozos y mantenerse el comportamiento real de presiones del yacimiento. Posteriormente, dado el objeto de éste estudio, se procede a llevarse a cabo la inyección de polímeros en el pozo I-1 como escenario base, para de esta forma obtenerse los resultados preliminares de su implementación en éste patrón del campo.

4.3.1. Producción primaria y secundaria

Tal como se expuso anteriormente, el patrón correspondiente al pozo I-1 está conformado por los pozos P-1, P-2, P-3, P-4. En la tabla 33 se presenta la fecha de inicio de producción e inyección.

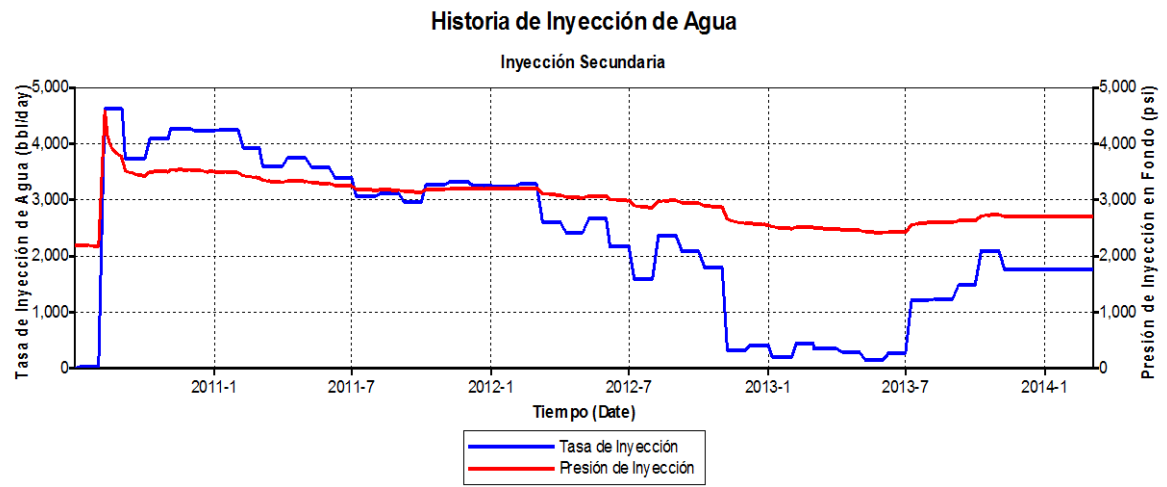
Tabla 33. Fecha de inicio de producción e inyección de los pozos del patrón I-1

Inyector	Productor	Fecha de inicio de producción
I-1 (Productor Marzo 2007) (Conv inyector Junio 2010)	P-1	Abril 1962
	P-2	Junio 2006
	P-3	Agosto 2006
	P-4	Marzo 2007

Los resultados correspondientes a la etapa de producción primaria y secundaria de este patrón corresponden a un periodo de tiempo desde el 1 de abril de 1962 hasta el 6 de marzo de 2014, dado a que después de esta fecha inicia el proyecto de inyección de polímero.

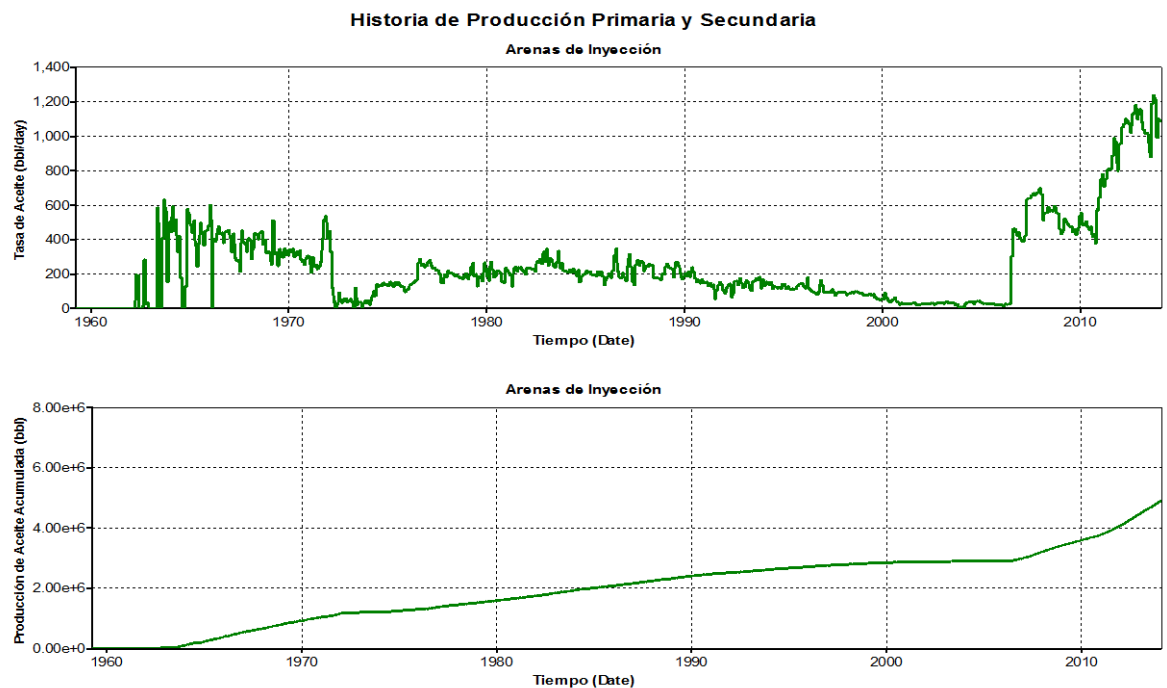
Vale la pena resaltar que debido a que la inyección de agua se está llevando a cabo únicamente en las arenas G, H, I, J, K y L, se considerará dentro del análisis únicamente la producción asociada a las mismas. En las figuras 63, 64, 65 y 66 se presenta la historia de inyección y producción de los pozos involucrados.

Figura 63. Historia de inyección de agua pozo I-1



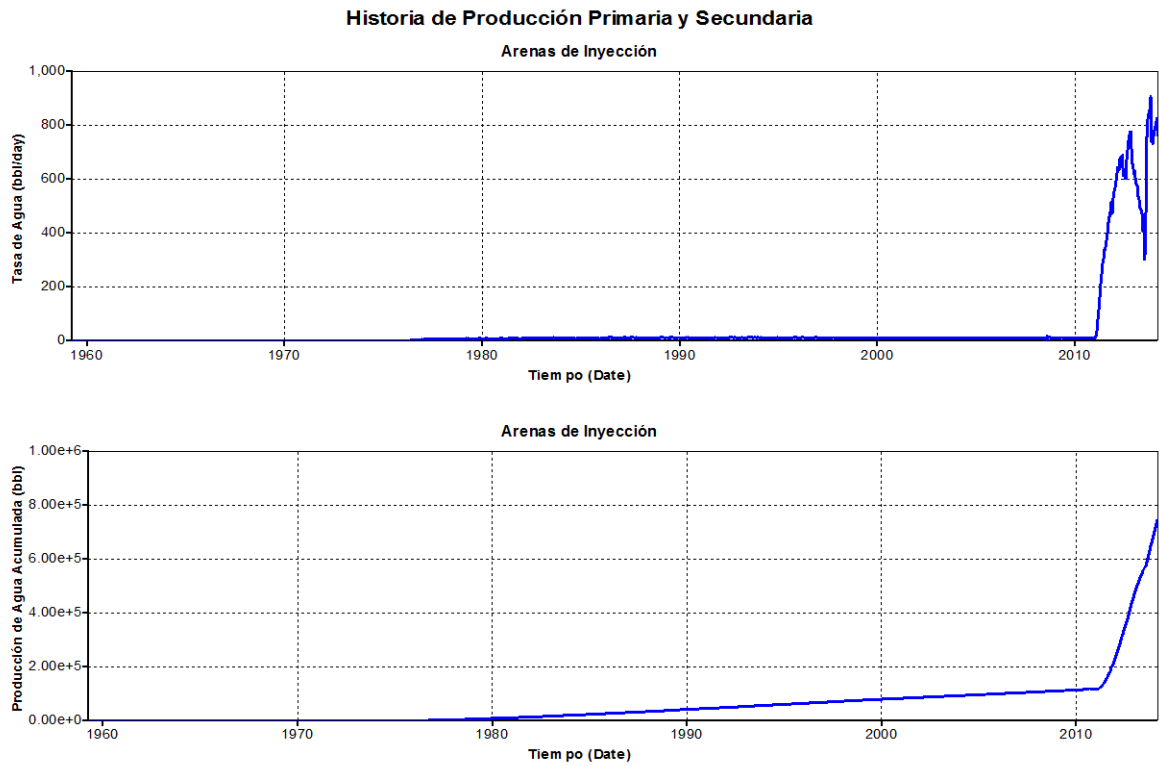
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 64. Historia de producción de aceite primaria y secundaria



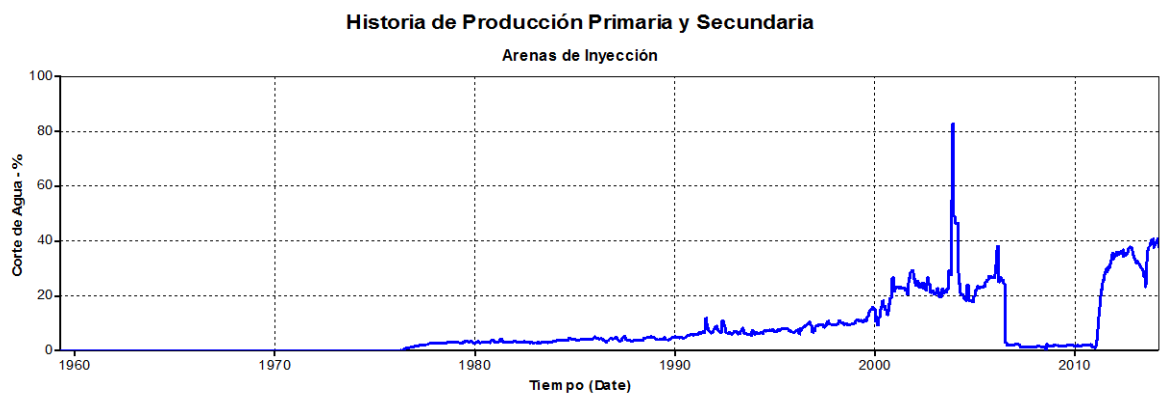
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 65. Historia de producción de agua primaria y secundaria



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

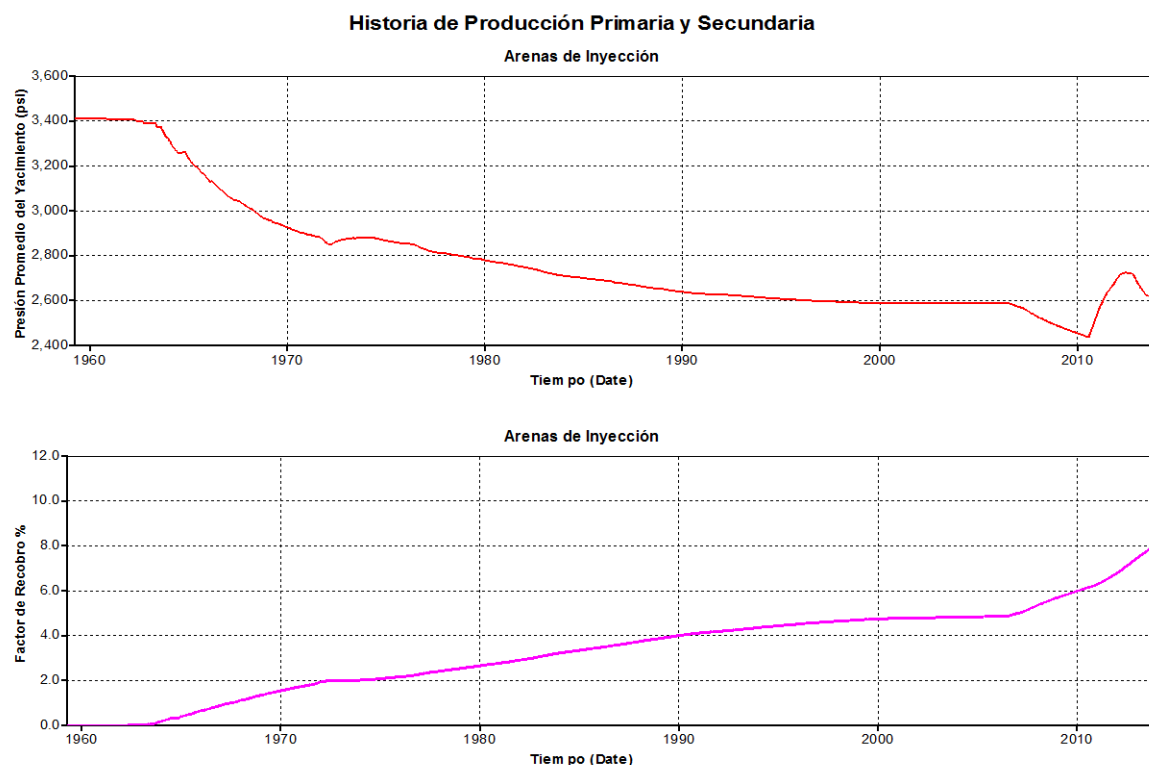
Figura 66. Corte de agua primaria y secundaria



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

El proceso de inyección de agua ha mostrado resultados favorables con relación a la recuperación de aceite adicional, sin embargo como es normal en este tipo de procesos, se ha visto un incremento en el corte de agua en los pozos productores. Vale la pena resaltar que desde el inicio de la inyección se ha evidenciado un mantenimiento en la presión de la zona, lo cual se traduce en una disminución de la declinación de los pozos, una mejor eficiencia de barrido y a su vez un incremento en el factor de recobro, tal como se observa en las figuras 67 y 68.

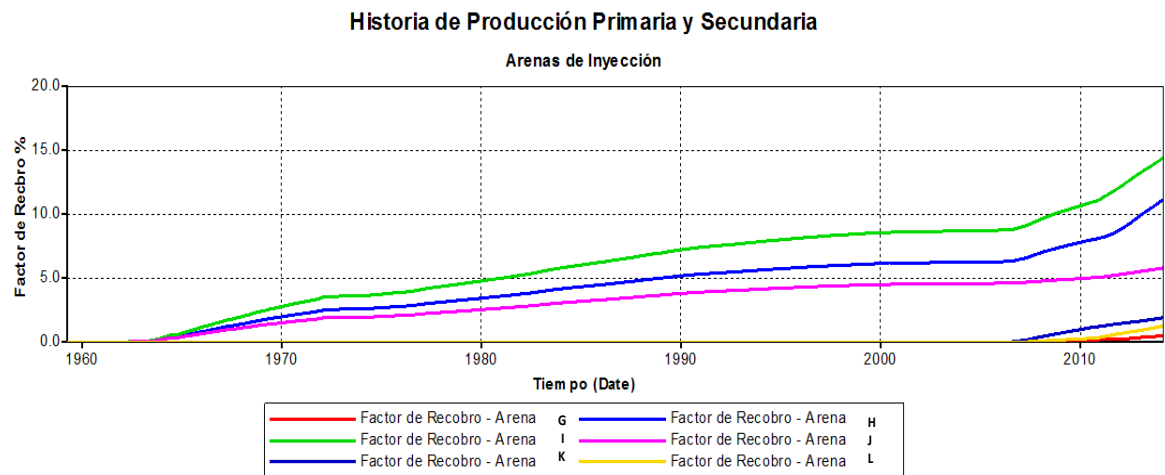
Figura 67. Comportamiento de presión del yacimiento y factor de recobro



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

En la figura 68 se puede observar el comportamiento del factor de recobro por cada una de las arenas, donde se tiene que las arenas H, I, J presentan un mayor factor de recobro tanto en su etapa primaria como secundaria.

Figura 68. Factor de recobro por arenas.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

En la tabla 34 se presenta un resumen de los resultados correspondientes tanto a la producción primaria como secundaria de los pozos pertenecientes al patrón.

Tabla 34. Producción primaria y secundaria patrón I-1

Primaria 1 Abril 1962 – 30 junio 2010						Secundaria 1 Julio 2010 – 6 marzo 2014				
OOIP Mbbl	Wp Mbbl @ junio 2010	Np Mbbl @ junio 2010	FR prim %	Wcut % @ junio 2010	Wp Mbbl @ marzo 2014	Wp Mbbl incremental secundario	Np Mbbl @ marzo 2014	Np Mbbl incremental secundario	FR sec %	Wcut % @ marzo 2014
60,26	0,11	3,68	6,11	2	0,73	0,62	4,91	1,23	2,04	41

4.3.2. Recobro mejorado

La inyección del polímero en el pozo I-1 se da inicio el 7 de marzo de 2014 por un periodo de 18 meses, posteriormente se inyecta nuevamente agua por un periodo de 24 meses con el fin de desplazar el bache polimérico inyectado y lograr un mejor barrido de petróleo debido a la corrección en la relación de movilidades. En la tabla 35 se presentan las características del caso base evaluado, considerando una BHP máxima de 6000 psi constante.

Tabla 35. Características del caso base de inyección del polímero Pol1

Inyección de polímero Pol1 (18 meses) 7 marzo 2014 – 9 septiembre 2015		Inyección de agua posterior (24 meses) 10 septiembre 2015 – 1 septiembre 2017	
Tasa de inyección, Bbl/d	Tamaño del bache, VP	Tasa de inyección, Bbl/d	Tamaño del bache, VP
1525	0,33	1525	0,49

Es importante mencionar que el último caudal de agua inyectada en la etapa secundaria fue de 1759 Bbl/d, con lo cual de acuerdo a las características de la tabla anterior se puede decir que con la inyección del polímero se está considerando una pérdida de inyectividad del 13 %, la cual se mantiene durante la inyección del posterior bache de agua. Sin embargo esto no sucede siempre, ya que es posible que al inyectarse nuevamente agua, siendo éste un fluido menos viscoso que el polímero, se logre restaurar la inyectividad que tenía el pozo cuando se estaba llevando a cabo la inyección de agua convencional, incluso en un 100 % y en un tiempo corto. El impacto de esta variable se analizará en el próximo capítulo

Con relación al polímero Pol1 seleccionado, en la tabla 36 se presentan las características consideradas para el caso base del modelo. Vale la pena resaltar que el valor de concentración expuesto en la tabla en unidades de fracción molar corresponde a un valor de 625 ppm.

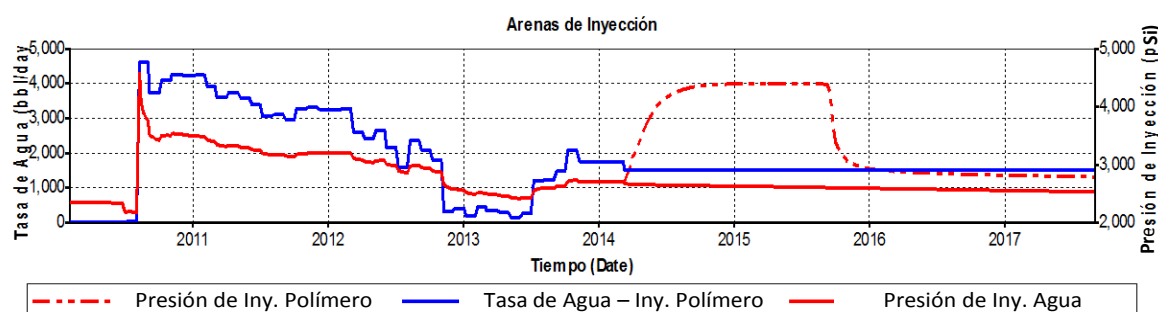
Tabla 36. Características del polímero Pol1 – caso base.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Concentración	1,40869E-06	Fracción molar
Viscosidad	4,13	cP
Velocidad	0.307937	Pie/d
RRF	3,5	Adimensional
Adsorción	1,13510E-06	Moles adsorbidas por unidad de volumen poroso
Peso molecular	8000	Lb/ lbmol

Los resultados correspondientes a la predicción de la inyección de polímeros en éste patrón, corresponden a un periodo de tiempo desde el 7 de marzo de 2014 hasta el 1 de septiembre de 2017, fecha en la cual termina la inyección del bache de agua posterior.

Dado a que la inyección de polímeros se lleva a cabo en las mismas arenas sometidas a inyección de agua, se considerará dentro de los resultados únicamente la producción asociada a las mismas. En las figuras 69, 70, 71, 72 y 73 se presenta la predicción tanto de inyección como de producción de los pozos involucrados.

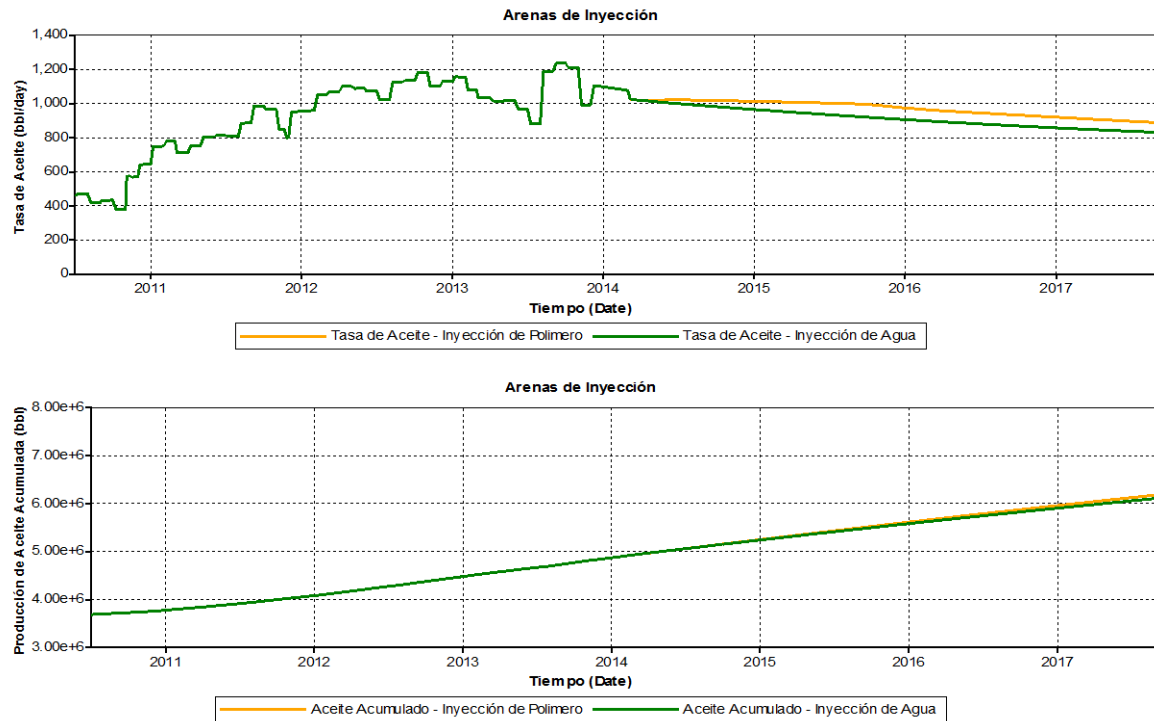
Figura 69. Predicción de inyección de agua – agua convencional vs inyección de polímero



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

En la figura 69 se puede observar que la inyección de polímeros trae consigo una pérdida de inyectividad representada en un incremento de la presión de inyección, debido a que la viscosidad de la solución polimérica es mucho mayor en comparación con la viscosidad del agua.

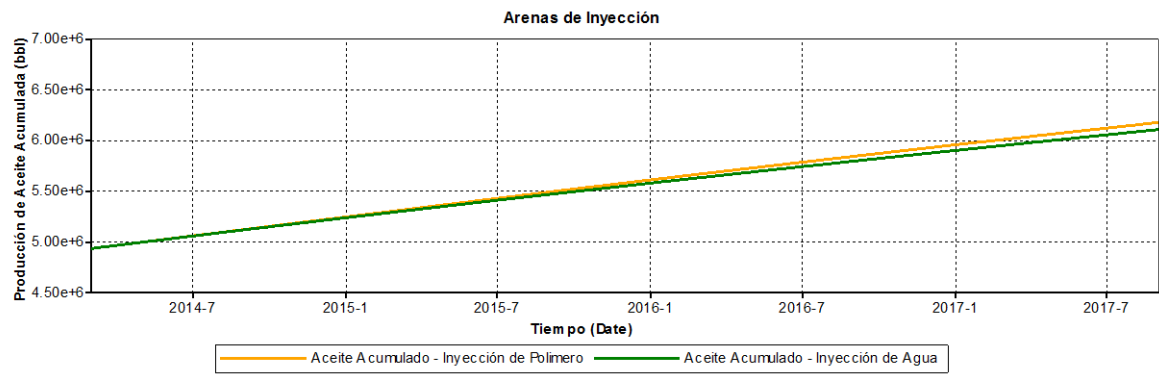
Figura 70. Predicción de tasa de aceite – inyección de agua convencional vs inyección de polímero



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

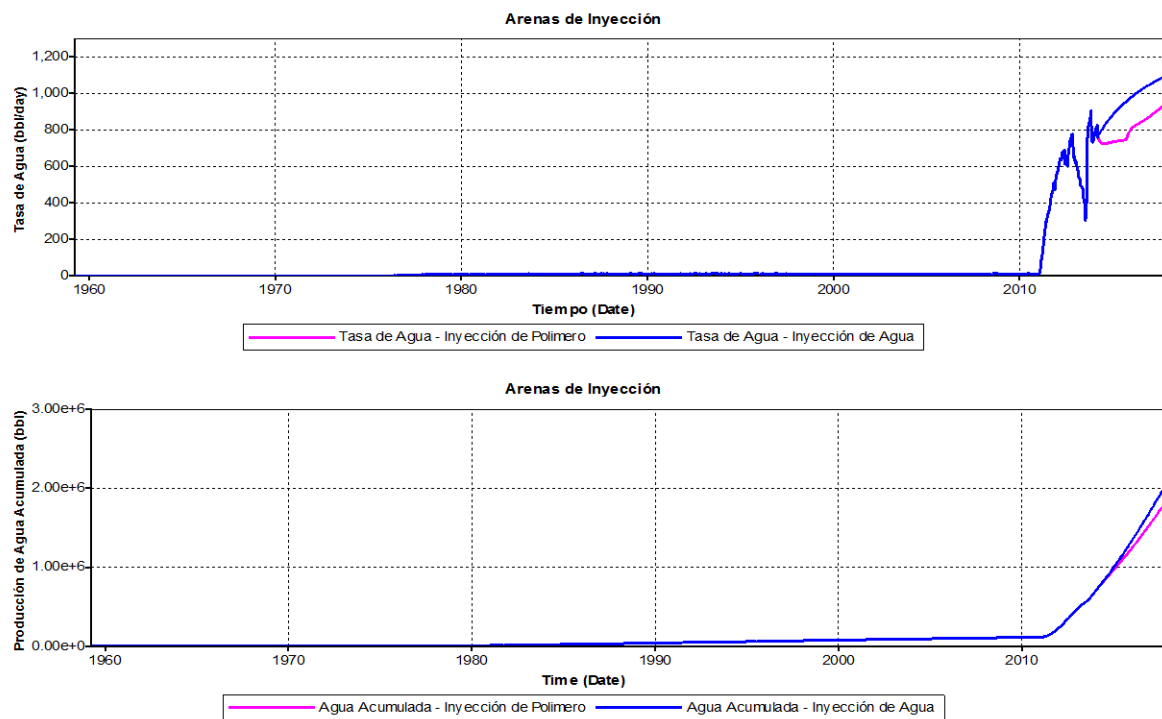
La inyección de polímeros genera un barrido de aceite más uniforme que con una inyección de agua convencional, lo cual se ve representado en el mejoramiento de la tasa de producción de aceite y a su vez en una disminución de la declinación de los pozos. En la figura 71 se presenta un acercamiento al aceite acumulado producido, donde se compara lo que se obtendría si se continuara con la inyección de agua convencional y lo que se esperaría con la inyección del polímero.

Figura 71. Predicción de aceite acumulado – inyección de agua convencional vs inyección de polímero



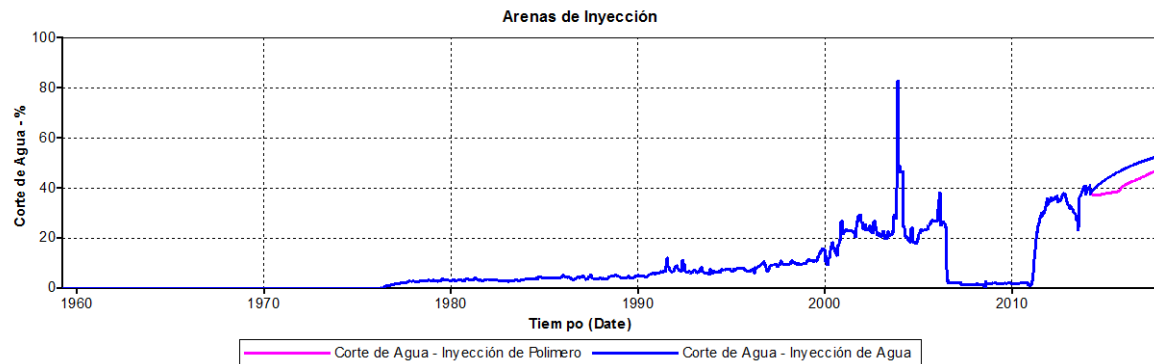
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

Figura 72. Predicción de tasa de agua – inyección de agua convencional vs inyección de polímero



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

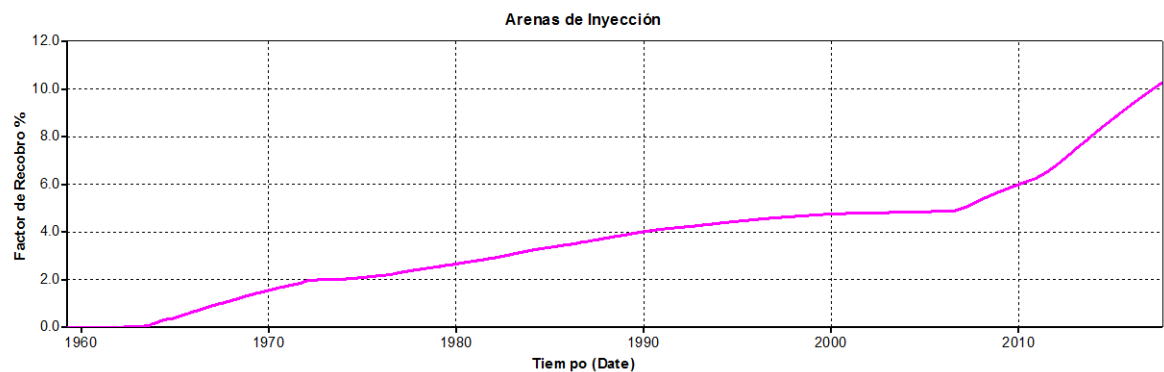
Figura 73. Corte de agua – inyección de agua convencional vs inyección de polímero



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

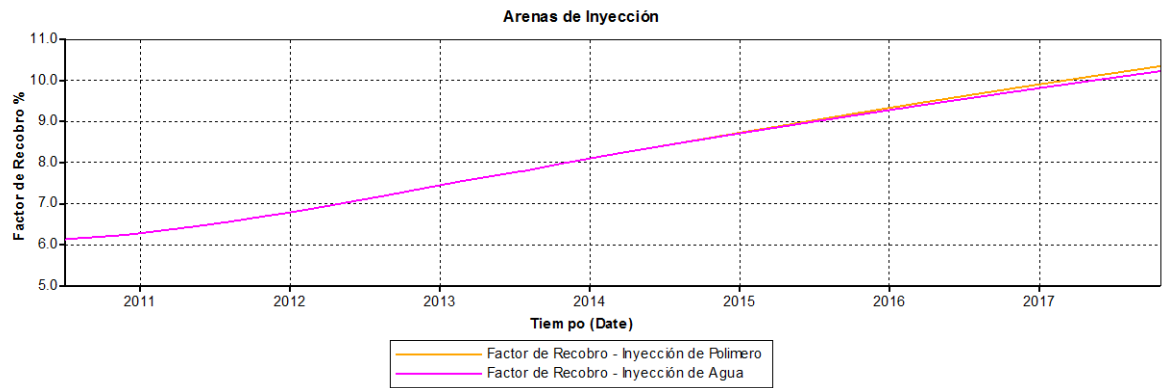
De acuerdo a los gráficos anteriores se resalta la labor del polímero en la disminución de la producción de agua en comparación al comportamiento que presentarían los pozos con la continuidad de una inyección de agua convencional. Definitivamente el polímero está creando divergencia del agua permitiendo que se barran nuevas zonas del yacimiento, lográndose un incremento en el factor de recobro, tal como se observa en las figuras 74 y 75.

Figura 74. Comportamiento del factor de recobro



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

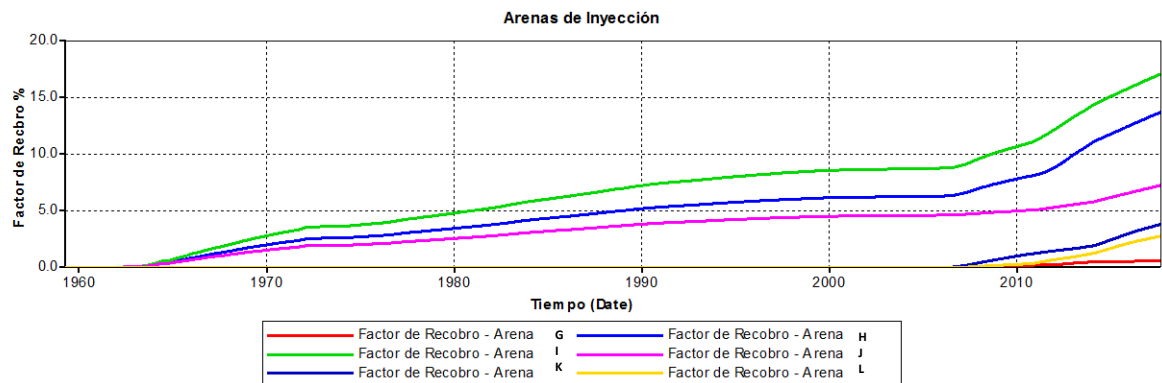
Figura 75. Comportamiento del factor de recobro – inyección de agua convencional vs inyección de polímero



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

En la figura 76 se puede observar el comportamiento del factor de recobro por cada una de las arenas, donde se tiene que las arenas H, I, J presentan un mayor factor de recobro en sus tres etapas.

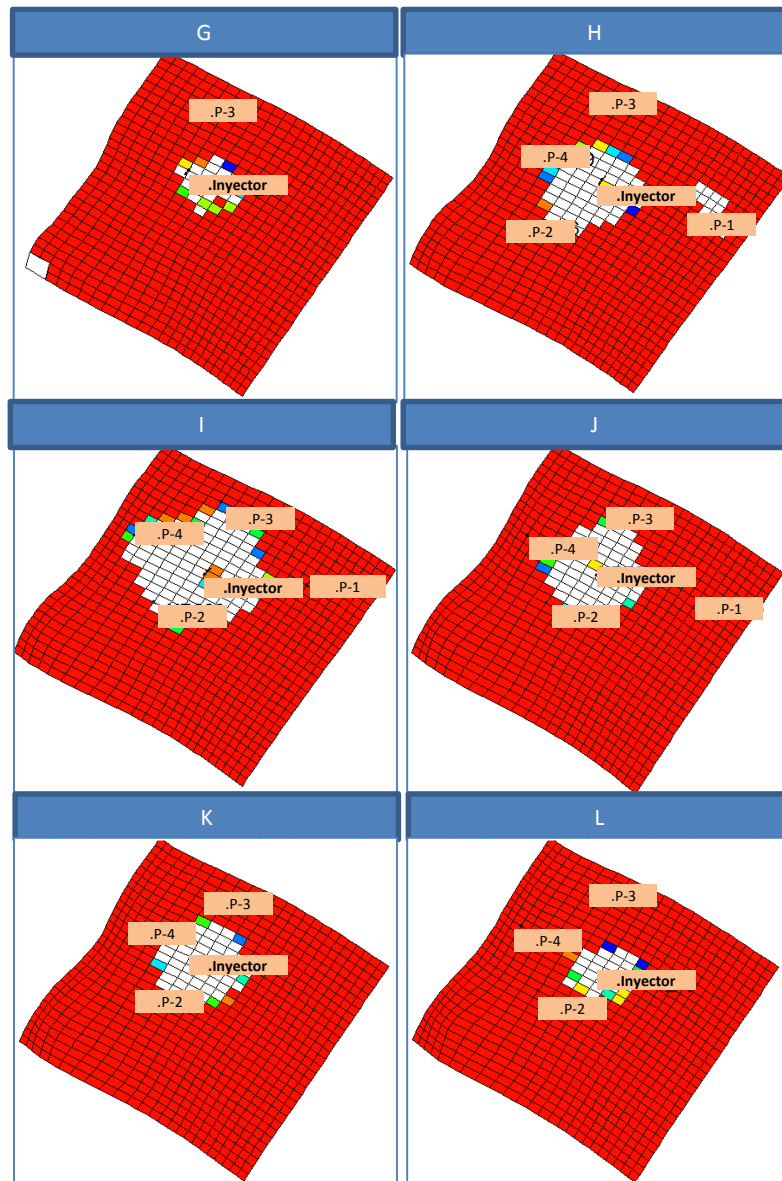
Figura 76. Factor de recobro por arenas.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

Los resultados del factor de recobro están directamente relacionados con el avance del bache de polímero por arena, lo cual se puede observar en la figura 77.

Figura 77. Avance del bache de polímero por arena.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

En la tabla 37 se presenta un resumen de los resultados correspondientes a la producción de los pozos pertenecientes al patrón debido a la inyección del polímero.

Tabla 37. Producción asociada debido a la inyección del polímero en el patrón I-1

Producción secundaria @ 6 marzo 2014									
Wp= 0,73 Mbbl, Np= 4, 91 Mbbl, Wcut= 41%									
Recobro mejorado por inyección de polímeros									
	Bache polímero 7 Marzo 2014 – 9 septiembre 2015			Bache de agua posterior 10 septiembre 2015 – 1 septiembre 2017					
OOIP Mbbl	Wp Mbbl @ sept 2015	Np Mbbl @ sept 2015	Wcut % @ sept 2015	Wp Mbbl @ sept 2017	Wp Mbbl incremental terciario	Np Mbbl @ sept 2017	Np Mbbl incremental terciario	FR terc %	Wcut % @ sept 2017
60,26	1,15	5,50	38,6	1,76	1,03	6,19	1,27	2,10	46,8

En la tabla 38 se presentan los resultados si la inyección de polímeros no se llevara a cabo y se continuara con la inyección de agua convencional.

Tabla 38. Producción debido a la continuación de la inyección de agua convencional en el patrón

Producción secundaria @ 6 marzo 2014						
Wp= 0,73 Mbbl, Np= 4,91 Mbbl, Wcut= 41%						
Continuando con inyección de agua convencional						
Bache de agua posterior (10 septiembre 2015 – 1 septiembre 2017)						
OOIP Mbbl	Wp, Mbbl @ sept 2017	Wp, Mbbl incremental	Np, Mbbl @ sept 2017	Np, Mbbl incremental	FR %	Wcut % @ sept 2017
60,26	1,97	1,24	6,10	1,19	1,97	52,4

5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LAS VARIABLES QUE INFLUYEN EN EL DISEÑO DE UN BACHE EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS

El análisis de sensibilidad permite cuantificar y visualizar la influencia de ciertas variables presentes en un proceso respecto a una función objetivo. Estas funciones objetivo generalmente son: factor de recobro, producción de aceite acumulada, producción de agua acumulada, entre otras.

Para evaluar técnicamente la influencia de variables sobre el proceso de inyección de polímeros, se realizó un análisis de sensibilidad de los parámetros operacionales del proceso mediante la herramienta CMOST (Computer Assisted History Matching, optimization and uncertainty assessment tool).

Para llevar a cabo este análisis de sensibilidad en la herramienta CMOST se debe tener en cuenta que se puede realizar de diferentes formas, la primera consiste en variar un parámetro mientras los demás permanecen constantes, esta se denomina sensibilidad mono-parámetro, la segunda consiste en evaluar el efecto de ciertos parámetros sobre una o muchas variables de respuesta, la cual según la literatura es la que presenta mayor eficiencia para el análisis, puesto que la primera sensibilidad no investiga todas las posibles combinaciones de los parámetros que hacen parte del estudio, generando resultados poco útiles para fines ingenieriles.

5.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN CMOST

Para realizar un análisis de sensibilidad en CMOST se necesita de ciertos archivos de la simulación base. Los archivos requeridos son los que se muestran a continuación:

- Base dataset.dat

- Base IRF.irf
- Base sesión file
- Field History file

Para la corrida de sensibilidad únicamente el .irf y .dat son necesarios, ya que éstos contienen la información básica del modelo base de simulación para iniciar el análisis. Para realizar la sensibilidad en la herramienta CMOST es necesario modificar el archivo .dat con el fin de que el lenguaje se adapte a la estructura de CMOST. Los parámetros que deben ser modificados son aquellos que van a ser sensibilizados; como tasa de inyección de polímero, concentración del polímero, entre otros. El cambio en el lenguaje se debe realizar como se muestra en el siguiente ejemplo para la presión de fondo fluyendo:

- Lenguaje STARS

```
OPERATE MIN BHP 200. CONT REPEAT
```

- Lenguaje CMOST

```
OPERATE MIN BHP <cmost> this [200] = Pwf</cmost>. CONT REPEAT
```

Con este cambio se evidencia que lo que para el archivo .dat fue un parámetro constante, para CMOST va a ser una variable a sensibilizar, mediante la creación del archivo .cmm que contiene la información necesaria para la sensibilidad.

Después de determinar los parámetros para realizar la sensibilidad se procede a introducir esta información en el archivo .cmt, donde se cargan los archivos .irf, .dat y .cmm, luego se importan todos los parámetros a sensibilizar asignándoles un rango de variación a cada uno de estos.

5.2. ESQUEMA DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD, VARIABLES A SENSIBILIZAR Y UNIDADES DE ANÁLISIS

Con el objetivo de llevar a cabo la sensibilidad a las variables que influyen en el diseño de un bache en un proceso de inyección de polímeros, se determinaron rangos de análisis partiendo del caso base estudiado en el capítulo anterior. En la tabla 39 se presentan las variables que inciden en el comportamiento de un proceso de inyección de polímeros y los rangos planteados.

Tabla 39. Variables determinantes en el comportamiento de un proceso de inyección de polímeros y rangos estimados de evaluación.

INYECCIÓN DEL BACHE DE POLÍMERO			
Variables a sensibilizarse	Valores análisis		Valor base
Tamaño del bache, Vp	0,2	0,25	0,33
Tasa de inyección de polímero, Bbl/d	927,3	1159,1	1525
Pérdida de inyectividad, %	47,29	34,12	13,4
Presión de inyección polímero, psi	4800	5400	6000
Pérdida de inyectividad, %	20	10	0
Concentración, ppm	200	1000	625
Concentración, fracción molar	4,5059E-07	2,25475E-06	1,40869E-06
Tiempo de duración, meses	18	18	18
INYECCIÓN DEL BACHE DE AGUA POST POLÍMERO			
Tamaño del bache posterior de agua, Vp	0,465	0,496	0,439
Tasa de inyección de agua, Bbl/d	1618,28	1723,82	1525
Restauración inyectividad respecto del agua secundaria (caudal), %	92	98	86,6
Presión de inyección del agua, psi	5400	5700	6000
Restauración inyectividad respecto del agua secundaria (presión), %	90	95	100
Tiempo de duración, meses	24	24	24

Vale la pena resaltar que la modificación de algunas de éstas variables generan una sensibilidad implícita con otras que están también referidas en la tabla, por lo

tanto se seleccionaron las variables principales a ser sensibilizadas y que generarán cambios indirectos en otras y a su vez en el comportamiento del proceso, tal como se presenta en la tabla 40.

Tabla 40. Variables y rangos establecidos para el análisis de sensibilidad.

INYECCIÓN DEL BACHE DE POLÍMERO			
Variables a sensibilizarse	Valores análisis		Valor base
Tasa de inyección de polímero, Bbl/d	927,3	1159,1	1525
Presión de inyección polímero, psi	4800	5400	6000
Concentración, fracción molar	4,5059E-07	2,25475E-06	1,40869E-06
INYECCIÓN DEL BACHE DE AGUA POST POLÍMERO			
Tasa de inyección de agua, Bbl/d	1618,28	1723,82	1525
Presión de inyección del agua, psi	5400	5700	6000

Teniendo el rango de variación de cada parámetro, se procedió a definir el método de muestreo de “Latin Hypercube” generando 32 combinaciones con los parámetros a sensibilizar, que muestren un efecto positivo y negativo en el desarrollo del modelo del proceso.

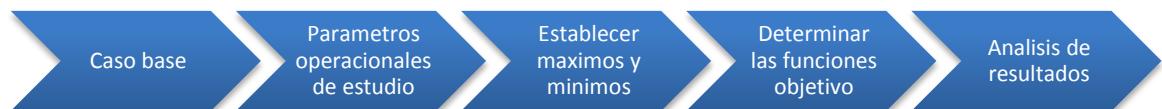
Posteriormente se definieron las funciones objetivo, que para el caso de esta simulación fueron el factor de recobro, producción de aceite acumulada, producción de agua acumulada, y el corte de agua, utilizadas comúnmente como variables de respuesta a analizar en procesos de este tipo (figura 78).

Figura 78. Funciones objetivo para el proceso de sensibilidad



En la figura 79 se puede observar la metodología implementada para realizar el análisis de sensibilidad, donde se tienen en cuenta las partes generales del desarrollo de una optimización.

Figura 79. Metodología para realizar el análisis de sensibilidad de las variables.



Fuente: GARCIA, Yoletth; ZAFRA, Tatiana. “Factibilidad de implementar un proceso de inyección Cíclica de vapor en un campo colombiano mediante Simulación numérica”. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2010.

5.3. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

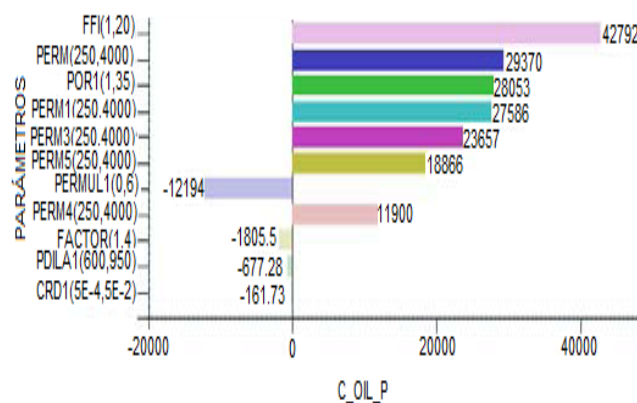
Para el análisis de resultados en la sensibilidad se utiliza generalmente el diagrama tornado, los cuales son gráficos de barras horizontales, donde se

muestra una secuencia de las estimaciones del efecto de todos los parámetros sobre cada función objetivo en orden ascendente, cuando se cambian sus valores entre un máximo y un mínimo, como se observa en la figura 80.

En tutoriales de CMOST elaborados por la compañía CMG, exponen que el valor numérico de cada barra que en este caso se denominará (y), es calculado por la sustracción del promedio de la función objetivo cuando se utiliza el valor mínimo del parámetro, al valor de la función objetivo cuando se utiliza el valor máximo (ecuación 5.1) . Una diferencia considerable en las dos medias, indica que existe impacto significativo en la variable de resultado

$$y = \text{Función objetivo}(+x) - \text{Función objetivo}(-x) \quad 5.1$$

Figura 80. Presentación de resultados en un análisis de sensibilidad mediante diagramas de tornado.



Fuente: Tutorial: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

Una gran diferencia en las dos medidas indica que el parámetro es importante porque conduce a un cambio significativo en la respuesta de la función objetivo; por otra parte una pequeña diferencia implicaría que el factor no es importante. Además, si el resultado es negativo (-) puede decirse que el efecto está influenciado por el valor mínimo, de lo contrario si el valor es positivo (+) se verá

afectado en mayor medida por el valor máximo, tal como se presenta en la tabla 41.

Tabla 41. Análisis de la función objetivo en un diagrama tornado.

y	+	-
>>	Impacto influenciado por (+X)	Impacto influenciado por (-X)
<<	No impacta	No impacta

Fuente: Tutorial: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

Como se mencionó anteriormente, para el análisis de sensibilidad se escogieron los parámetros mostrados en la tabla 40, con el fin de ver la influencia que tienen sobre el proceso de inyección de inyección de polímeros. Antes de entrar en detalle es importante resaltar que los resultados varían de acuerdo a los rangos escogidos, a las condiciones operacionales manipulables y a las características del yacimiento. Es decir, la respuesta en cuanto a la influencia de cada variable depende de la diferencia entre los valores usados y de la respuesta del yacimiento con el desarrollo del proceso.

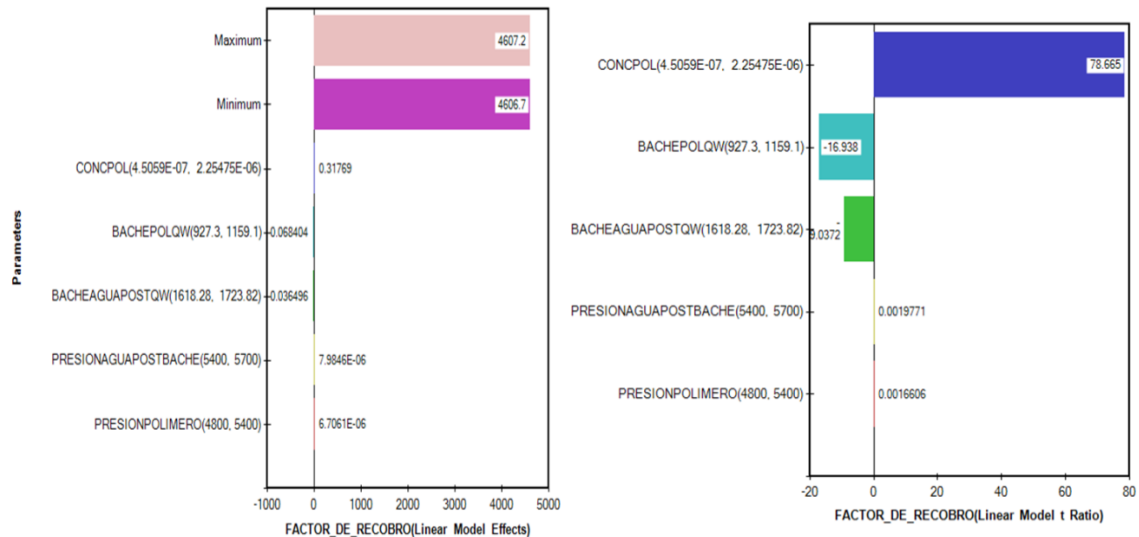
Como se mencionó anteriormente, en la construcción del modelo de sensibilidad en CMOST, se llevaron a cabo 32 corridas obteniéndose resultados sobre el factor de recobro, producción de aceite acumulada, producción de agua acumulada, y el corte de agua. A continuación se presentan los diagramas tornados que describen detalladamente la influencia de los diferentes parámetros de operación y su respectiva interpretación.

5.3.1. Resultados respecto al factor de recobro

Analizando los gráficos del diagrama tornado correspondientes al factor de recobro presentados en la figura 81, se observa en orden descendente la concentración del polímero (CONCPOL), tasa de inyección del polímero

(BACHEPOLQW), tasa de agua posterior a la inyección del polímero (BACHEAGUAPOSTQW), presión de inyección del agua posterior a la inyección del polímero (PRESIONAGUAPOSTBACHE), presión de inyección del polímero (PRESIONPOLIMERO).

Figura 81. Resultados de análisis de sensibilidad sobre el factor de recobro



Fuente: Computer modeling group, CMG, Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

Al observar la influencia de los parámetros sensibilizados sobre el factor de recobro se puede observar que el mejor y el peor caso después de llevarse a cabo la inyección del polímero son muy similares respecto a los resultados. Sin embargo, queda evidenciado que el parámetro operacional más influyente es la concentración del polímero, debido a que este parámetro afecta directamente la viscosidad del fluido inyectado, el cual permite que la relación de movilidades disminuya y a su vez genere un efecto sobre la eficiencia de barrido.

Por otro lado, se observa que el segundo parámetro más influyente es el caudal de inyección del polímero, el cual tiene un resultado negativo, representando que el efecto está influenciado por el valor mínimo empleado en el análisis. Teniendo

en cuenta que el caudal va de la mano con la velocidad de flujo del fluido desplazante y que ésta variable tiene una relación inversa con la viscosidad, se tiene que la viscosidad del polímero se mantiene más estable a bajas tasas, sosteniéndose la eficiencia del proceso.

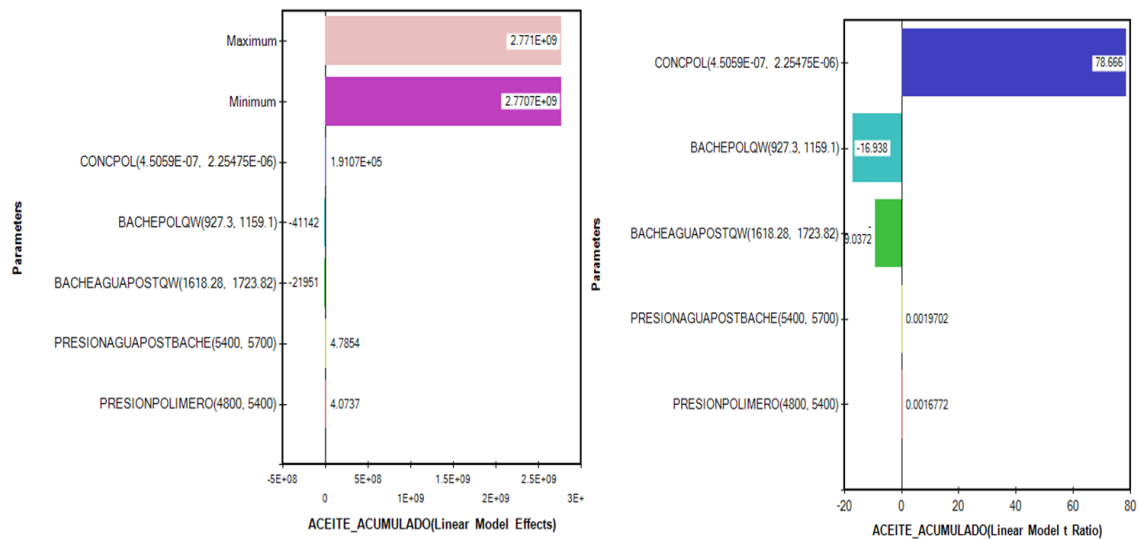
Con relación al caudal de agua posterior su efecto está influenciado por el valor mínimo empleado en el análisis, ya que con el uso de tasas moderadas se evita el fenómeno de digitación del agua sobre el polímero, garantizándose un barrido uniforme debido a la corrección del movimiento del agua en el frente de desplazamiento.

Además, también se aprecia que los parámetros menos influyentes son la presión de inyección de los fluidos desplazantes, sin embargo se observa que su influencia es positiva lo cual quiere decir que es indispensable tener buenas presiones de inyección para asegurar la entrada del polímero y el agua de inyección a la formación.

5.3.2. Resultados respecto a la producción de aceite acumulado

Al analizar la producción de aceite acumulada, el comportamiento de la influencia de los parámetros es similar a los resultados obtenidos respecto al factor de recobro, ya que estas dos variables van de la mano con relación a la cantidad de petróleo producido y con el Original Oil In Place, obteniéndose, de acuerdo a los resultados presentados en la figura 82, una gran influencia principalmente por la concentración y el caudal de inyección del polímero sobre ésta variable.

Figura 82. Resultados de análisis de sensibilidad sobre la producción acumulada de aceite



Fuente: Computer modeling group, CMG, Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

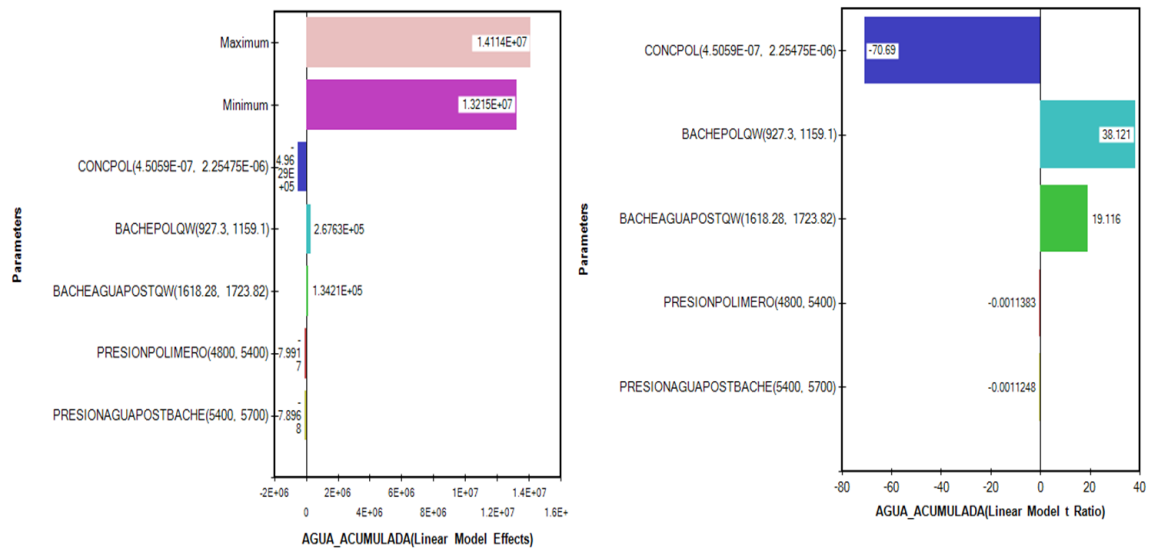
5.3.3. Resultados respecto a la producción de agua acumulada

Analizando la influencia de los parámetros sobre la producción de agua acumulada se puede apreciar en la figura 83, que el mejor caso tiene una gran diferencia respecto al valor del peor caso, de igual manera queda evidenciado que el parámetro operacional más influyente es la concentración del polímero, con una influencia con valor negativo, lo cual indica que el efecto está influenciado por el valor mínimo, debido a que si se tiene una menor concentración del polímero el efecto sobre el desplazamiento del hidrocarburo va ser pobre y las tasas de agua van aumentar, por lo tanto una baja concentración lleva consigo una baja viscosidad del polímero, y por lo tanto un bajo desplazamiento de crudo, y una alta cantidad de agua producida, caso contrario a lo que ocurre con las tasas de inyección durante y post la inyección del polímero.

A su vez la presión de inyección del polímero y del agua son los parámetros menos influyentes, sin embargo se observa que su influencia es negativa, lo cual

quiere decir que es indispensable tener bajas presiones de inyección para asegurar la inyección de los fluidos en la formación y a su vez obteniéndose una alta producción de agua.

Figura 83. Resultados de análisis de sensibilidad sobre la producción acumulada de agua

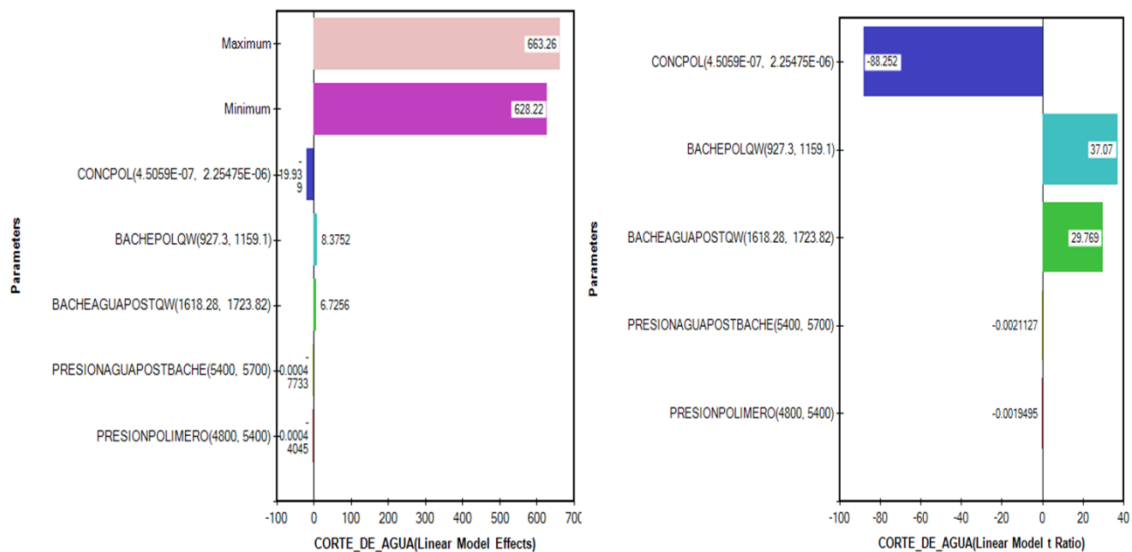


Fuente: Computer modeling group, CMG, Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

5.3.4. Resultados respecto al corte de agua

Al observar la influencia de los parámetros sensibilizados sobre el corte de agua, se aprecia un comportamiento muy similar al encontrado con la producción de agua acumulada, por lo anterior se puede concluir que estas mismas variables que influyeron de manera negativa y positivamente sobre la producción de agua, ejercen la misma influencia sobre el corte de agua. En la figura 84 se presentan los diagramas tornado.

Figura 84. Resultados de análisis de sensibilidad sobre el corte de agua



Fuente: Computer modeling group, CMG, Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

Teniendo en cuenta los anteriores resultados, se identifica que para la determinación y pre-diseño del tamaño del bache con el uso de modelos analíticos, las variables relevantes son la concentración del polímero y la tasa de inyección del polímero, teniendo ésta última una relación implícita con el tamaño del bache.

El análisis de sensibilidad anterior nos muestra que estas variables son las más importantes para incorporarlas en la creación y postulación de la metodología para el diseño del bache de un polímero para el desplazamiento de crudo como método de recobro mejorado.

6. METODOLOGÍA DE APLICACIÓN PARA EL DISEÑO DEL BACHE EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS

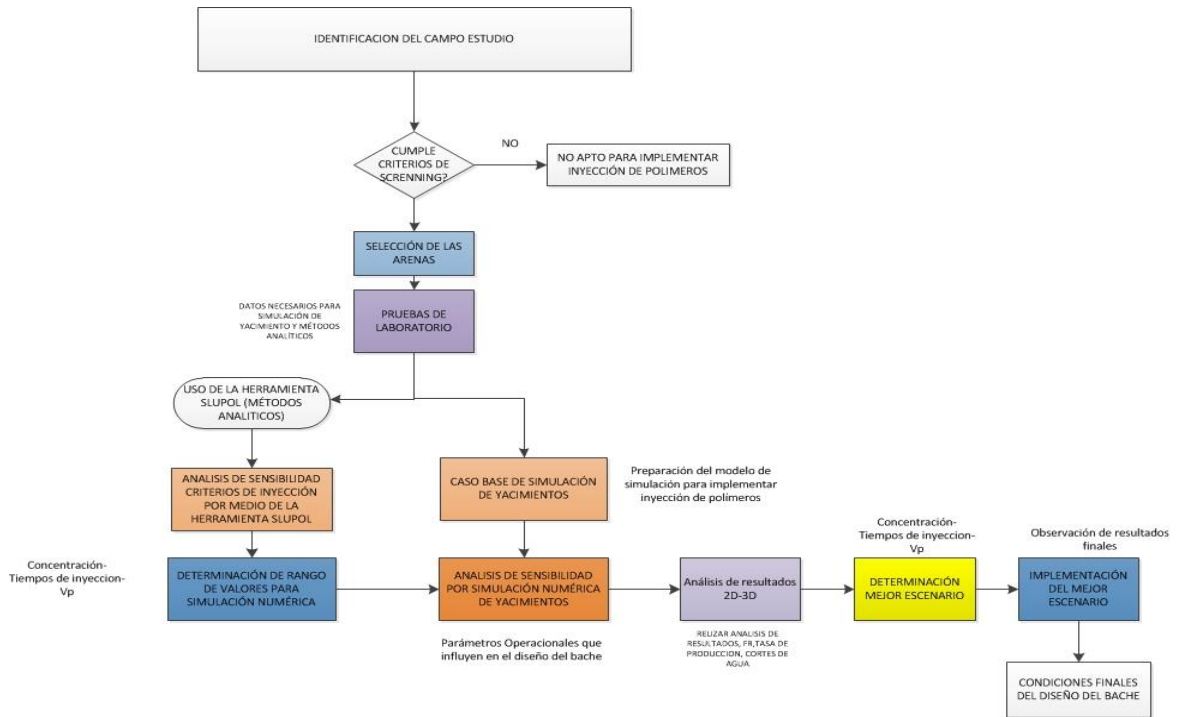
La metodología sugerida para el diseño del bache en un proceso de inyección de polímeros tiene como base principal los fenómenos de interacción roca-fluidos presentes en el medio poroso. Parte del uso de la herramienta computacional SLUPOL, la cual contiene implementados diferentes modelos analíticos que permiten un análisis cualitativo del comportamiento de la concentración, los cuales pueden ser utilizados para el estudio del diseño del bache en procesos de inyección de polímeros.

Seguidamente, debido a que los modelos analíticos no contemplan a la vez todos los fenómenos de difusión, dispersión y adsorción en la roca, se debe construir el modelo de simulación del área de interés para la aplicación del proceso, el cual puede ser trabajado en la plataforma STARS de CMG Ltda, la cual permite modelar proyectos de inyección de químicos. Allí se considerarán los resultados obtenidos previamente con la herramienta SLUPOL y se llevarán a cabo análisis de sensibilidad para definir el efecto de las variables determinantes sobre el factor de recobro, producción acumulada de aceite, producción acumulada de agua, corte de agua, entre otros, identificando de esta manera cual sería el mejor escenario.

6.1. PASOS GENERALES

La metodología propuesta para el diseño del bache en un proceso de inyección de polímeros parte del estudio de modelos analíticos y simulación numérica como se expuso anteriormente, sin embargo en la figura 85 se presenta el esquema general propuesto. Todo el proceso puede ser agrupado en siete etapas como se muestra a continuación.

Figura 85. Metodología para el diseño del bache



- Análisis por medio de screening para determinar los métodos de recobro candidatos a ser aplicados al campo de estudio, de ser posible llevarse a detalle de la formación de interés.
- Si las características del campo cumplen con los criterios de un proceso de inyección de polímeros, se procede a la selección de las áreas de interés y las arenas con mejores condiciones y potencial de recuperación.
- Pruebas de laboratorio y preparación del modelo de simulación para el proceso de inyección de polímeros
- Suministro de datos a la herramienta SLUPOL y análisis de sensibilidad con los métodos analíticos.
- Análisis de sensibilidad en el modelo de simulación, partiendo de los resultados obtenidos con la herramienta SLUPOL.
- Determinación del mejor escenario y sus condiciones.
- Implementación de las mejores condiciones y determinación de las características del bache.

El detalle de éstos pasos se presenta a continuación.

6.1.1. Análisis mediante screening al campo de estudio

El screening técnico es una herramienta útil para la selección de métodos de recobro candidatos a ser aplicados en un campo de estudio. Se fundamenta en la comparación de propiedades de un campo específico con los criterios propuestos por diferentes autores a través de los años.

Es una de las herramientas más usadas en la guía de como iniciar una estrategia de recobro aplicada sobre un yacimiento, a partir del análisis de las características más relevantes tanto petrofísicas como de fluido con el fin de identificar qué proceso de recuperación mejorada puede ser aplicado en un yacimiento específico. Parte importante de esta metodología es determinar si el yacimiento que se va analizar como candidato para implementar un proceso de inyección de polímeros, cumple con los criterios de screening. En este punto de la metodología se analiza las arenas del yacimiento donde se planea realizar el desplazamiento del crudo por medio de la inyección de polímero.

6.1.2. Selección de áreas de interés y las arenas con mejores condiciones y potencial de recuperación

Una vez se ha determinado por medio de screening que el campo candidato cumple con los criterios mínimos correspondientes a un proceso de inyección de polímeros, procede a realizarse un análisis del comportamiento histórico que ha presentado, con el fin de identificarse zonas estratégicas que puedan requerir algún tratamiento para el mejoramiento y optimización de la producción.

En esta etapa se debe revisar el estado actual de los pozos, con el fin de seleccionar áreas de mayor actividad, estudiar las características del yacimiento, propiedades petrofísicas y de los fluidos, con el fin de identificar zonas que aun presentando problemas de altos cortes de agua, tuvieran una buena cantidad de

aceite recuperable, buena conectividad entre productor- inyector, y que fueran zonas aisladas o confinadas preferiblemente.

6.1.3. Pruebas de laboratorio y preparación del modelo de simulación para el proceso de inyección de polímeros

Caracterizar el yacimiento y contar con resultados de pruebas de laboratorio son un paso importante para el buen diseño del bache de polímero. Las pruebas de laboratorio entregan como soporte resultados de la interacción fluido- fluido y roca-fluido del proceso, además las características de la dinámica de la inyección. Éstos resultados deben ser escalados a campo con el fin de poder representar el comportamiento del proceso en el modelo de simulación numérica como un caso base. Por otro lado, se hace necesario la construcción del modelo de simulación con el cual se logre representar el desarrollo del proceso en campo, el cual debe contar en lo posible con las características propias del yacimiento, ya que tener una alta cantidad de incertidumbre y suposiciones entregaría datos erróneos del comportamiento de la inyección del polímero y su beneficio sobre el desplazamiento del hidrocarburo.

6.1.4. Suministro de datos a la herramienta SLUPOL y análisis de sensibilidad con los métodos analíticos

SLUPOL es una herramienta computacional que contiene implementados diferentes modelos analíticos útiles para el diseño del bache de polímero. Permite realizar análisis de sensibilidad a las variables más importantes ligadas a éste diseño, con lo cual se obtienen resultados cualitativos del comportamiento de la concentración del polímero en función del tiempo y el espacio, dependiendo del modelo utilizado.

El suministro de datos para los métodos analíticos implementados parte de los resultados de laboratorio a escala de campo como un caso base y se involucran

en la herramienta a través de la interfaz explicada en el Anexo 1, donde se crean ventanas individuales para observar las gráficas y los resultados.

Es importante resaltar que a partir de estos análisis de sensibilidad se logra determinar un rango de valores de concentración inicial del polímero, tasa de inyección, tiempos de inyección, tamaño del bache, para posteriormente estos rangos llevarlos a simulación numérica y realizar un análisis más detallado sobre el comportamiento del factor de recobro, producción de aceite y de agua.

6.1.5. Análisis de sensibilidad en el modelo de simulación, partiendo de los resultados obtenidos con la herramienta SLUPOL

Una vez determinados los rangos en que se encuentra el mejor comportamiento de la concentración en función del tiempo y del espacio por medio de los métodos analíticos, se procede a realizar un análisis de sensibilidad de los parámetros operacionales que influyen en el diseño del bache, no solamente los que están en los rangos que se determinaron por el paso anterior sino también los parámetros que los modelos analíticos no tuvieron en cuenta. A partir del análisis de estas variables, y considerándose como unidad de análisis el factor de recobro, las tasas de producción de los fluidos producidos, velocidad de avance, eficiencia de barrido y cortes de agua, se podrá determinar las mejores condiciones operacionales del proceso.

6.1.6. Determinación del mejor escenario y sus condiciones

La determinación de las mejores condiciones operacionales para garantizar el comportamiento efectivo del tamaño del bache se obtienen a partir del paso anterior, realizando comparaciones del efecto que genera la sensibilidad a las variables de influencia en el proceso de inyección.

6.1.7. Implementación de las mejores condiciones y determinación de las características del bache

Una vez se determinan las mejores condiciones operacionales para el diseño del bache las cuales son: la Concentración, Caudales de inyección y Tiempos de inyección, se procede a ser incluidas en el modelo de simulación para el análisis de los resultados finales.

6.2. CASO DE APLICACIÓN A UN CAMPO COLOMBIANO

A continuación se presentan los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología para el diseño del bache de polímero, en un patrón perteneciente al campo colombiano expuesto durante este trabajo, el cual, como se mencionó anteriormente está ubicado en la cuenca del valle medio del magdalena y en la actualidad se encuentra sometido a un proceso temprano de inyección de agua. Las características del patrón de interés fueron expuestas en el capítulo 4. A continuación se presentarán los resultados del paso a paso de la metodología.

6.2.1. Análisis mediante screening al campo de estudio

Con el fin de realizar el análisis por medio del screening al patrón del campo colombiano a ser estudiado en las arenas de interés (G, H, I, J, K y L), se utilizó la herramienta ecoEOR desarrollada por ECOPETROL S.A, la cual incorpora una metodología que permite seleccionar las tecnologías de recuperación mejorada de petróleo que mejor se aplicarían a un campo específico, empleando los criterios expuestos por diferentes autores a través de los años.

La herramienta permite evaluar el campo de estudio, realizando comparaciones con 18 métodos de recuperación, siendo estos:

- Inyección de agua
- Inyección de gas (pobre y rico)

- Inyección de Nitrógeno
- Inyección de CO₂ (miscible e inmiscible)
- Inyección de polímeros, surfactantes
- Inyección de vapor (continua y cíclica)
- CHOPS
- WAG
- VAPEX
- WET VAPEX
- SAGD
- Combustión in situ
- Calentamiento electromagnético
- Inyección de agua a altas relaciones de movilidad

El análisis por medio del screening al campo en las arenas de interés, se realizó con el fin de adquirir una visión global de los métodos posibles a implementarse de acuerdo a las características del yacimiento.

Inicialmente se introdujeron los datos actuales petrofísicos y de los fluidos del Campo que serán tenidos en cuenta para la realización de las comparaciones, los cuales se pueden observar en la figura 86. Posteriormente fueron seleccionados todos los procesos incluidos en la herramienta, a excepción del método de inyección de agua debido a que en la actualidad el campo de estudio está siendo sometido a ese proceso.

Para la ejecución del screening se seleccionaron únicamente los criterios planteados por los autores desde el año 1997 en adelante, siendo estos:

- NPC (2007)
- FAROUQ ALI (2006)

- DUSSEULT (2006)
- AUTOR WAG (2003)
- TABER Y SERIGHT (1997)
- TABER, MARTIN Y SERIGHT (1997)

El screening se ejecutó con los criterios dados a partir del año 1997, debido a que continuamente la tecnología va en avance y la experiencia en campo con la aplicación de cada método de recobro es mayor, lo cual proporciona un punto de vista diferente para la escogencia de los valores críticos asociados a cada proceso.

Figura 86. Propiedades del Campo de estudio (Formación La Paz)

The screenshot shows the 'ecoEOR 1.0' application window. The title bar includes 'Campo de Estudio', 'Screening', 'Analogías', 'Benchmarking', 'Actualización', and 'Ayuda'. The main window is titled 'CAMPO DE ESTUDIO'. On the left is a sidebar with buttons: 'Nuevo', 'Abrir', 'Ver/Editar', 'Guardar', and 'Cerrar'. The main content area has a dropdown menu 'Seleccione el Campo de Estudio' with 'Campo Colombiano' selected. Below this are three sections:

- Información general:**

Campo	Campo Colombiano
Formación / Yacimiento	La Paz
- Propiedades del Fluido:**

Viscosidad del crudo, cp	VAL UN	22	
Gravedad API del crudo, °API	VAL UN	20.5	
- Propiedades del Yacimiento:**

Saturación de aceite, %	VAL UN	51	
Espesor neto, ft	VAL UN	300	
Permeabilidad, mD	VAL UN	136	
Porosidad, %	VAL UN	20	
Profundidad, ft	VAL UN	7000	
Temperatura de yacimiento, °F	VAL UN	138	
Presión de yacimiento, Psia	VAL UN	1500	
Litología	VAL UN	Arenisca	

At the bottom of the main area is a button 'Ver Propiedades Adicionales'. At the bottom of the window are 'Aceptar' and 'Cerrar' buttons.

Fuente: Ecopetrol S.A.

Los resultados obtenidos con este módulo se pueden apreciar en la tabla 42. De allí se puede inferir que cuatro métodos de recuperación aplicarían de acuerdo a las condiciones actuales del yacimiento.

Tabla 42. Resultados por medio de screening

Resultados de screening para el campo de estudio		
Proceso	Puntaje	Evaluación
Inyección de CO2 inmiscible	1	CUMPLE
Inyección de polímero	1	CUMPLE
Inyección de surfactante polímero	1	CUMPLE
Combustión in situ	1	CUMPLE
Inyección de CO2 miscible	0.778	NO CUMPLE
Inyección de gas rico	0.778	NO CUMPLE
Inyección de nitrógeno	0.75	NO CUMPLE
Inyección de vapor cíclica	0	NO CUMPLE
Inyección de vapor continua	0	NO CUMPLE

Fuente: Ecopetrol S.A.

De lo anterior se tiene:

- Inyección de CO2 inmiscible: De acuerdo al puntaje obtenido, se puede decir que todas las características del Campo se encuentran dentro de los rangos planteados por los autores para este proceso. Sin embargo, aunque el proceso de inyección de CO2 se pondere como uno de los métodos apropiados a implementar, hay que contar con el hecho de que en Colombia no hay una fuente diseñada que almacene y tenga a disponibilidad este recurso para tal fin, por esto se convierte en un desafío para llevar a cabo un proyecto de este tipo.
- Inyección de polímeros e inyección de surfactante- polímero: De acuerdo a los resultados obtenidos, se puede decir que las características del campo se encuentran dentro de los rangos planteados por los autores para estos dos procesos, es decir, que existe la posibilidad de que estos dos métodos puedan ser implementados en el campo estudiado.
- Combustión in-situ: Resulta conveniente mencionar que existe más de 100 yacimientos sometidos a combustión in situ en todo el mundo, con poca claridad de éxito. Adicionalmente en Colombia hasta ahora se están

llevando a cabo estudios de diseño para determinar su factibilidad de aplicación en yacimientos de crudo pesado.

De acuerdo a las condiciones actuales del campo se concluye que el método de recobro mejorado por inyección de polímeros es el más apropiado para ser aplicado al campo de estudio de acuerdo a las características del yacimiento.

6.2.2. Selección de áreas de interés y las arenas con mejores condiciones y potencial de recuperación

El bloque V del Campo de estudio está sometido a inyección de agua desde octubre de 2008, y se encuentra aún en la etapa temprana de desarrollo de éste proceso, sin embargo, a pesar de llevar muy poco tiempo la inyección, se tiene que la relación de movilidades es desfavorable representada por un valor de 7. Es por esto que el objetivo es reducir éste valor hasta 1, aprovechando las cualidades de las soluciones poliméricas para mejorar la eficiencia de barrido vertical y areal.

La respuesta que se ha obtenido con el desarrollo de la inyección de agua es la base para lograr identificar zonas de interés que requieran algún tratamiento para el mejoramiento de la producción con el uso de polímeros, para esto se hace necesario análisis de ingeniería que alumbren las zonas candidatas.

La metodología usada para éste tipo de análisis se fundamenta en la aplicación de diversos procesos, los cuales llevados a cabo de manera simultánea permiten la caracterización y evaluación del desempeño que ha tenido el yacimiento. Inicialmente se verificó el estado actual de los pozos, con el fin de seleccionar áreas de mayor actividad, y a su vez, el análisis de ingeniería se complementó con el estudio de las características del yacimiento, propiedades petrofísicas y de los fluidos, a fin de identificar zonas que aun presentando problemas tuvieran una buena cantidad de aceite recuperable, buena conectividad entre productor-inyector, y que fueran zonas aisladas o confinadas preferiblemente.

Los pasos a seguir se presentan como sigue:

- Análisis de la historia de producción e inyección
- Estudio de movimiento de fluidos y análisis de mapas de desempeño
- Análisis de WOR e identificación de áreas
- Identificación de sectores piloto
- Selección de la posible tecnología a aplicar en función de los resultados del screening y de las áreas identificadas
- Evaluación de conexiones entre pozos
- Determinación de las condiciones mínimas requeridas para la implementación del proyecto.
- Predicción conceptual del proceso

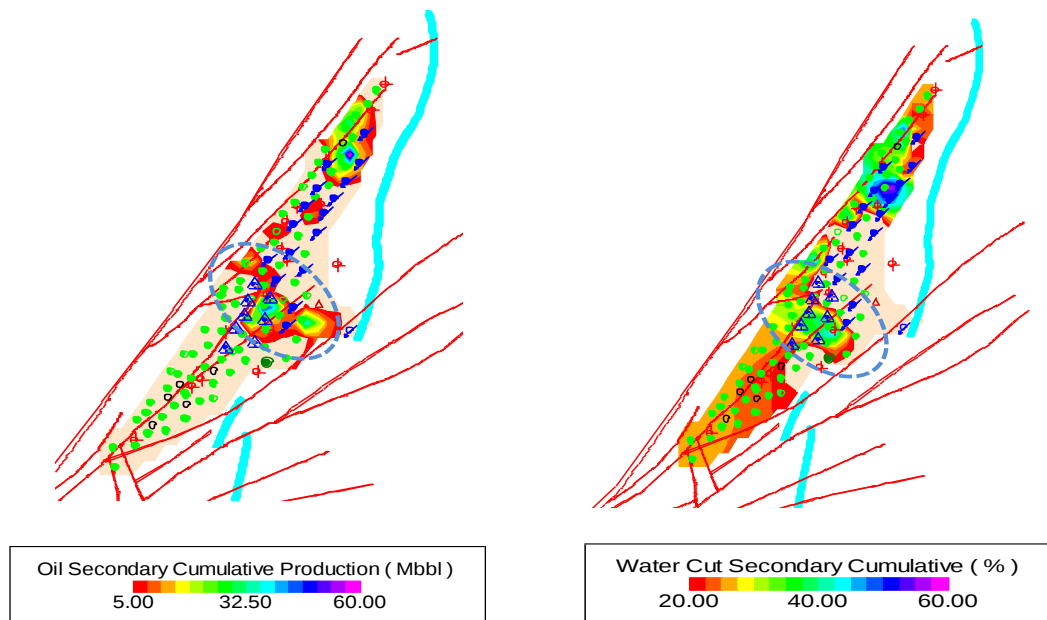
El diagnóstico y selección de zonas permite identificar sectores con buen potencial o pozos que no poseen un buen desempeño, logrando postularlos como candidatos para algún tipo de tratamiento que incremente el factor de recobro.

Para el caso particular se lograron identificar áreas con potencial, que presentaban altos cortes de agua y pobre eficiencia de barrido, donde se evidenció un comportamiento positivo en la zona central del bloque, donde se tiene una mayor densidad de pozos, y no hay cercanía al acuífero. Además ha tenido mayor desarrollo en comparación de otras y presenta cortes de agua de alrededor del 40%, siendo éste valor de los más altos del campo. Por lo anterior, ésta zona es atractiva para llevar a cabo un proceso de recobro mejorado a etapas tempranas de un proceso de inyección de agua, a fin de lograr evitar problemas futuros típicos de un proceso de inyección de agua convencional.

Vale la pena resaltar que el sector norte fue descartado debido a que al parecer existe influencia del acuífero y a que si se llevara a cabo un proceso de recobro químico en esta zona podría perderse el tratamiento hacia la falla. En la figura 87 se aprecia el área candidata para iniciar un estudio a detalle de los patrones involucrados.

Una vez determinada el área se planteó un modelo piloto de inyección de polímero para un arreglo de seis patrones, con fechas diferentes de iniciación; sin embargo, como se mencionó anteriormente, para objeto de éste estudio se considerará un sólo patrón de inyección de cinco puntos invertido correspondiente al pozo I-1, donde las arenas objetivo a la inyección de polímero son las mismas por donde se está llevando a cabo la inyección de agua.

Figura 87. Área candidata del bloque V. Campo de estudio



Fuente: Base de datos OFM. Ecopetrol S.A.

6.2.3. Pruebas de laboratorio y preparación del modelo de simulación para el proceso de inyección de polímeros

Una vez se identifica la zona candidata al proceso de inyección de polímeros, se procede a llevar a cabo pruebas de laboratorio de interacción fluido-fluido y roca-fluido empleando muestras de fluidos y roca correspondientes a las arenas de interés y muestras de los polímeros disponibles para el estudio. De éstos resultados se determina la prueba representativa que incluye como conclusión el tipo de polímero usado y las mejores condiciones a ser inyectado a fin de obtener una buena eficiencia del proceso.

Los resultados de la prueba seleccionada se llevan a escala de campo con el fin de poder incluirse en el modelo de simulación y de esta forma poder representar el comportamiento del proceso.

Para el caso particular del campo de estudio, a partir de los resultados de las pruebas se determina que el desplazamiento radial #14 empleando el polímero Pol1 presenta las mejores condiciones de estabilidad, representatividad y efectividad de los resultados en la eficiencia de barrido del proceso. Ésta información fue preparada y convertida a los datos requeridos por el simulador STARS y fue utilizada para realizar el ajuste del desplazamiento radial realizado en el núcleo en el que se efectuó el desplazamiento con el polímero Pol1.

Uno de los primeros pasos realizados antes de la creación del modelo de laboratorio, fue conocer cuál debería ser el tamaño de celdas con el cual se estaría trabajando a escala de campo (modelo de simulación) y de esta forma determinar el tamaño ideal de las celdas en el modelo de laboratorio (“Downscaling”).

Para realizar este paso se tomó la localización del pozo I-1, pozo donde se inyectará el polímero, siendo las dimensiones de la celda en la que está ubicado (161 Pies en la dirección “X” y 153 Pies en la dirección “Y”). Estas dimensiones de celdas son consideradas muy grandes (desfavorables) cuando se implementan procesos en los que la representación del frente de inyección es importante como es el caso de la inyección de químicos. Para este tipo de procesos, se acostumbra utilizar dimensiones de celdas de 5 - 10 metros aproximadamente, por lo que se requiere un refinamiento en las celdas del modelo.

La teoría de escalamiento habla de un “factor de escalamiento”, el cual es calculado como una relación entre el modelo de laboratorio y el modelo de campo para variables como son: longitudes y caudales.

Éste cálculo debe ser realizado antes de crear el modelo de laboratorio con el fin de asegurar, antes de ajustar el modelo de laboratorio, que los valores escalados (modelo de campo) estén acordes con los valores reales de campo (tasas de inyección o permeabilidades). Para evitar cualquier inconveniente en este sentido, se realizó el “downscaling” partiendo del valor de la tasa de inyección promedio que espera ser utilizada en campo para la inyección de los químicos y la tasa de inyección a escala de laboratorio, con lo cual se puede entonces calcular el factor de escalamiento “a”. Con el valor del factor de escalamiento calculado se puede entonces hallar la longitud o dimensión de los bloques radiales del modelo de simulación a escala de laboratorio.

Con la finalidad de reproducir el comportamiento inicial de la prueba (desplazamiento con agua), se crearon y ajustaron las curvas de permeabilidad relativa en ambos modelos de laboratorio.

Por otro lado, los valores de velocidad reportados por el laboratorio corresponden a velocidades frontales, con lo cual se hizo necesario convertir estos datos a velocidades de darcy, esto con el fin de incluirlas dentro del modelo de campo, asociadas a datos medidos de cambios de viscosidad y de concentración, para que con éstos datos se generara la regla de mezcla.

Las mediciones de las otras variables en el laboratorio correspondientes al polímero seleccionado, y que fueron incluidas en el modelo de simulación, como son: adsorción, variación de la viscosidad debido a la salinidad del agua, comportamiento de la viscosidad vs temperatura, comportamiento de la viscosidad vs concentración, y variación de la viscosidad del polímero Pol1 vs velocidad - (sheartab) se presentan en la sección 4.2.5 de éste documento. Sin embargo, los resultados puntuales medidos en la prueba radial #14 y que se consideran como caso base para el modelo se presentan en la tabla 43.

Es importante resaltar en esta etapa que durante la espera de los resultados de laboratorio se hace necesaria la construcción del modelo de simulación en lo posible correspondiente al sector seleccionado, que represente las características de roca –fluidos propias del yacimiento a fin de ser empleado en los análisis posteriores. Además es importante que se construya en una herramienta que permita modelar este tipo de procesos, para campo de estudio se construyó en la plataforma STARS de la herramienta CMG.

Tabla 43. Características del polímero Pol1- desplazamiento radial #14

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Concentración	625	ppm
Viscosidad	4,13	cP
Velocidad	0.307937	Pie/d
Screen factor	11	Adimensional
RRF	3,5	Adimensional
Adsorción	1,13510E-06	Moles adsorbidas por unidad de volumen poroso
Peso molecular	8000	Lb/ lbmol
Fluido inyectado	0,328	vp

6.2.4. Suministro de datos a la herramienta SLUPOL y análisis de sensibilidad con los métodos analíticos

Tal como se mencionó anteriormente, SLUPOL es la herramienta computacional desarrollada dentro de éste trabajo, que incluye diferentes modelos analíticos útiles para el diseño del bache de polímero, los cuales son empleados dentro de la metodología del diseño del bache ya que involucran los fenómenos de interacción roca-fluidos presentes en el medio poroso a los que es expuesto el polímero cuando es inyectado en el yacimiento. Ya que el entendimiento del comportamiento de un sistema químico a medida que fluye a través de la roca del yacimiento es una consideración importante para el diseño del bache, se estudiará en esta parte como se ve afectado este diseño por los principales fenómenos presentes en el medio poroso.

Para el caso del campo de estudio, los datos suministrados a la herramienta se consideraron teniendo en cuenta las características petrofísicas del patrón de inyección, las condiciones actuales que tiene el pozo inyector, los resultados a escala de campo de la prueba de laboratorio representativa y los coeficientes de difusión y dispersión correspondientes a un proceso de inyección de polímeros. Adicionalmente se considera que el tiempo de inyección del bache de polímero será máximo de 18 meses, siendo ésta variable fija dentro del desarrollo del proyecto debido a que se requieren pronto resultados en los pozos productores. Vale la pena resaltar que los datos a ser incluidos en la herramienta deben estar en las unidades correspondientes con las cuales fueron diseñados éstos modelos. En la tabla 44 se presentan la información empleada para los análisis.

Tabla 44. Variables objeto del pre-diseño del bache de polímero involucradas en los modelos analíticos de SLUPOL

Variable	Valor
Tasa final de inyección de agua secundaria, Pie^3/d	9876
Distancia promedio entre pozos, Pie	712
Coeficiente de difusión, Pie^2/d	3,71 E-04
Coeficiente de dispersión longitudinal, Pie^2/d	2,6 E-04
Coeficiente de dispersión, Pie^2/d	0,01
Adsorción, fracción	0,34
Concentración, fracción	0,000625
Cantidad de químico a inyectar, VP	0,33

La tasa final de inyección de agua secundaria presentada en la tabla corresponde a 1759 Bbl /d, la distancia entre pozos corresponde a 217 m y la concentración corresponde a 625 ppm. A continuación se presentan los análisis con cada uno de los modelos.

- **Ley de Fick**

La información correspondiente al campo de estudio fue incluida en la herramienta SLUPOL en la sección ley de Fick, tal como se presenta en la figura 88.

De allí se observa que la única variable que puede ser sensibilizada es la concentración inicial de polímero a ser inyectado, sin embargo, tal como se expuso en el capítulo 3, realizar cambios en ésta variable no tiene incidencia en el comportamiento del perfil de relación de concentraciones C/Co , lo cual corresponde a la forma general de la ecuación y a que el valor del coeficiente de difusión correspondiente para este tipo de procesos es muy pequeño tal como se

observa en la figura 89. Por tal razón, los resultados que arroja éste modelo para el caso particular no son útiles para ser considerados como objeto de éste análisis.

Figura 88. Datos de entrada en SLUPOL – Ley de Fick

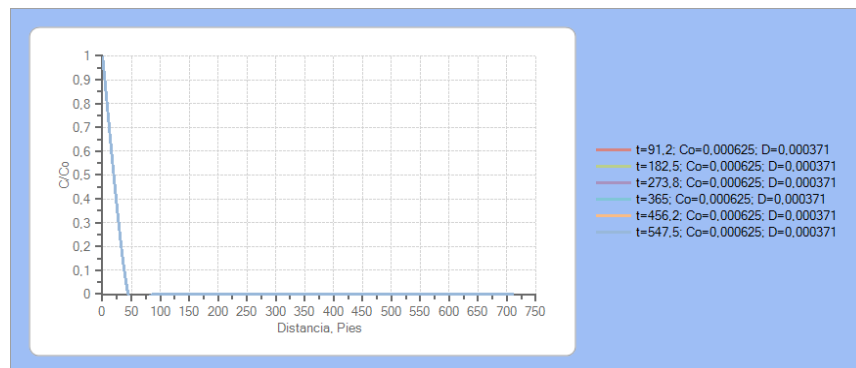
The screenshot shows the SLUPOL software interface with the 'Datos de entrada' (Input Data) tab selected. The interface is divided into four main input sections:

- Concentración inicial:** A list with values 6.25E-05, 0.000625, 0.625, and 1. The value 1 is selected.
- Coeficiente de difusión (Pies²/d):** A list with the value 0.000371, which is selected.
- Tiempo de evaluación:** A list with values 91.2, 182.5, 273.8, 365, 456.2, and 547.5. The value 547.5 is selected.
- Distancia entre pozos:** A list with values ranging from 0 to 712 in increments of 10. The value 712 is selected.

At the bottom of the window, there are buttons for 'Ejecutar', 'Aceptar', and 'Cancelar'. The website 'www.ecopetrol.com.co' is visible in the bottom right corner.

Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

Figura 89. Comportamiento de C/C_0 – Ley de Fick

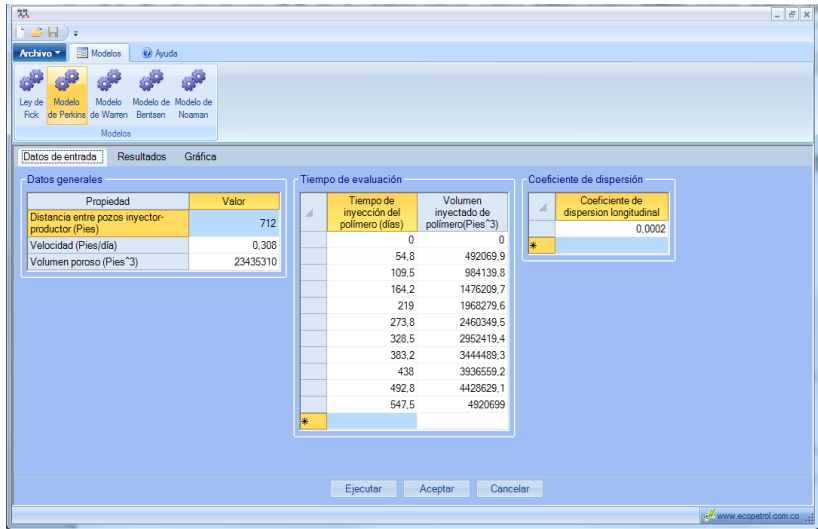


Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

- **Modelo de Perkins**

Con relación al modelo de Perkins, la información del campo fue incluida en la sección correspondiente de la herramienta, como se presenta en la figura 90.

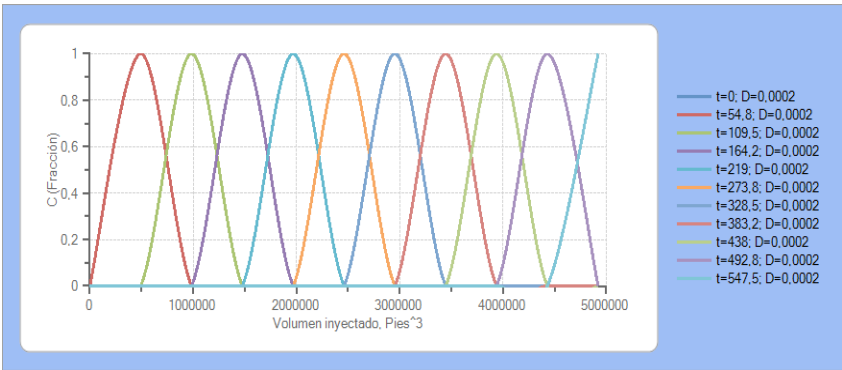
Figura 90. Datos de entrada en SLUPOL – Modelo de Perkins



Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

De allí se tiene que para la cantidad de polímero determinada y empleando un coeficiente de dispersión longitudinal propio de éste proceso no se observan cambios representativos en la concentración máxima para cada tiempo como se observa en la figura 91, es decir que durante la inyección del bache se mantiene constante el valor de concentración, tal como se expuso en el capítulo 3.

Figura 91. Comportamiento de la concentración – Modelo de Perkins



Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

Por otro lado, los resultados arrojados con el modelo de Perkins no son determinantes para el análisis del bache, dado a que no pueden ser sensibilizadas las variables objeto del pre-diseño del bache, por tales razones no serán considerados.

- **Modelo de Warren**

La información correspondiente al campo de estudio se incluyó en la pestaña modelo de Warren de la herramienta SLUPOL tal como se presenta en la figura 92. Las tasas incluidas hacen referencia a ciertas consideraciones, expuestas en la tabla 45.

Figura 92. Datos de entrada en SLUPOL – Modelo de Warren

Datos generales

Propiedad	Valor
Desviación estándar	9
Espaciamiento (Pies ²)	980100
Distancia entre pozos (Pies)	712
Porosidad (Fracción)	0.17
Volumen inyectado (Pies ³)	5009400

Tiempo de evaluación

Tiempo de inyección del polímero (Días)
0
10
20
30
40
50
60
70
80
90
100
110
...

Tasa de inyección

Tasa de inyección (Pies ³ /Día)
9876
8500
6507

Ejecutar Aceptar Cancelar

Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

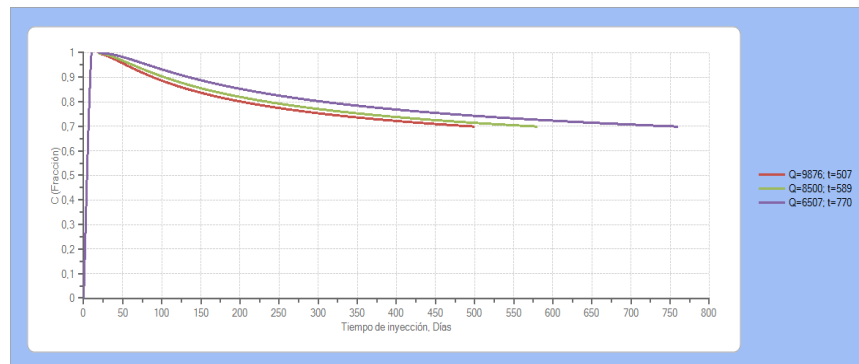
Tabla 45. Sensibilidades a tasas de inyección

Tasa de inyección, Bbls/d	Tasa de inyección, Pie ³ /d	Pérdida de inyektividad, %	Volúmenes porosos inyectados, vp	Tiempo de inyección, meses
1759*	9876	0%	0,38	16,4
1513	8500	14%	0,33	18
1159	6507	34%	0,25	25

*Corresponde a la última tasa de inyección de agua

Las tasas de inyección sensibilizadas están asociadas a diferentes pérdidas de inyektividad, las cuales de acuerdo al modelo de Warren están asociadas a diferentes tiempos con los cuales se lograría la inyección de un volumen objetivo. En la figura 93 se puede observar que empleando caudales bajos el volumen objetivo se alcanza en un mayor tiempo y el perfil de concentración tiende a mantenerse constante, esto se debe a que el caudal va de ligado a la velocidad de flujo del fluido desplazante y que ésta variable tiene una relación inversa con la viscosidad. Es por esto que el polímero se mantiene más estable a bajas tasas, con lo cual se mantiene la eficiencia del proceso.

Figura 93. Comportamiento de la concentración – Modelo de Warren



Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

De acuerdo a lo anterior y partiendo del hecho que dentro de los parámetros establecidos el tiempo de la inyección del bache es de 18 meses, y asumiéndose una posible extensión de la inyección del polímero a 24 meses para poder observar el comportamiento del proceso con tasas bajas y una concentración más estable, se considera como resultado de éste análisis del modelo de Warren lo expuesto en la tabla 46, donde debido a la pérdida de concentración respecto al caso base de 625 ppm, se propone unos mayores valores para ésta variable, proporcional a pérdida observada.

Tabla 46. Resultados preliminares análisis modelo de Warren

Tasa de inyección polímero, Bbls/d	Tasa de inyección polímero, Pie ³ /d	Pérdida de inyektividad, %	Volúmenes porosos inyectados, vp	Tiempo de inyección, meses	Concentración, ppm
1513	8500	14%	0,33	18	780
1159	6507	34%	0,25	25	750

- **Modelo de Bentsen**

En la pestaña modelo de Bentsen de la herramienta SLUPOL, se incluyó la información correspondiente al campo de estudio. Sin embargo, debido a que éste modelo permite evaluar tanto el momento de la inyección del bache de polímero, como el momento en el que el agua posterior lo desplaza, se hace necesario realizar el análisis en dos momentos. Para esto se determina que la inyección del polímero se lleva a cabo hasta cumplir 18 meses y posteriormente se inyecta agua para desplazarlo.

Inyección del polímero

En la figura 94 se presenta la información incluida en los datos de entrada para este momento. Vale la pena mencionar que la evaluación del comportamiento va de 0 - 547,5 días.

Figura 94. Datos de entrada en SLUPOL – Modelo de Bentsen para tiempos correspondientes a la inyección del polímero.

Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

Se hicieron sensibilidades empleando los mismos rangos de caudales que en el modelo de Warren, como se observa en la tabla 47.

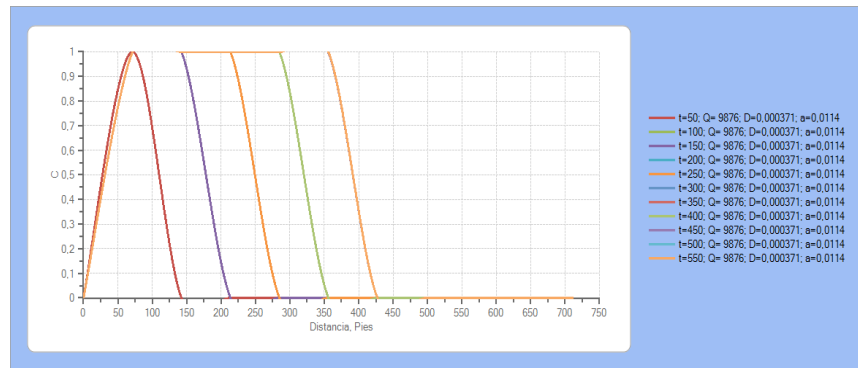
Tabla 47. Sensibilidades empleadas en el modelo de Bentsen

Tasa de inyección, Bbls/d	Tasa de inyección, Pie ³ /d	Pérdida de inyectividad, %	Volúmenes porosos inyectados, vp
1759*	9876	0%	0,38
1513	8500	14%	0,33
1159	6507	34%	0,25

*Corresponde a la última tasa de inyección de agua

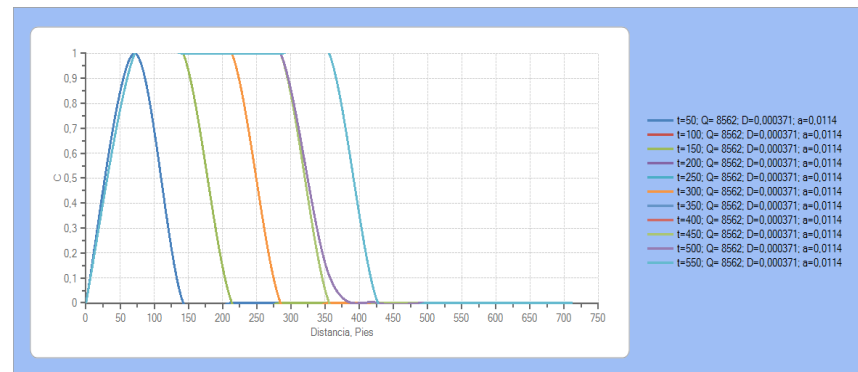
Los resultados de estas sensibilidades para tiempos correspondientes a la inyección del bache de polímero se presentan en las figuras 95, 96, 97.

Figura 95. Comportamiento de la concentración para $q= 9876 \text{ pie}^3/\text{d}$ – Modelo de Bentsen



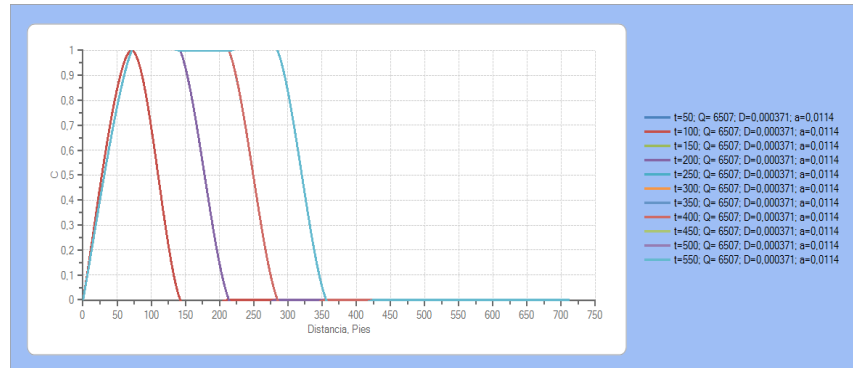
Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

Figura 96. Comportamiento de la concentración para $q= 8500 \text{ pie}^3/\text{d}$ – Modelo de Bentsen



Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

Figura 97. Comportamiento de la concentración para $q= 6507 \text{ pie}^3/\text{d}$ – Modelo de Bentsen



Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

De allí se puede decir que con las tasa de $9876 \text{ Pie}^3/\text{d}$ y $8500 \text{ Pie}^3/\text{d}$ el bache de polímero barre la misma distancia, sin embargo con la tasa de $8500 \text{ Pie}^3/\text{d}$ para un tiempo de 500 días se comienza a presentar un comportamiento diferente en el perfil de concentración debido a los fenómenos de difusión y dispersión en el medio poroso. Por otro lado, de acuerdo al comportamiento presentado en la figura 96 se tiene que con el caudal de $6507 \text{ pie}^3/\text{d}$ se logra muy poco barrido del yacimiento a un tiempo de 550 días en comparación a cuando se utilizaron los otros dos caudales analizados. Es por esto que debido a que se está buscando las condiciones con las cuales se obtendría la mejor eficiencia del proceso se decide descartar la tasa de $6507 \text{ pie}^3/\text{d}$ para continuar con el análisis post-bache.

Inyección de agua posterior.

En la figura 98 se presenta la información incluida en los datos de entrada para este momento. Vale la pena mencionar que la evaluación del comportamiento va desde 550 días en adelante.

Figura 98. Datos de entrada en SLUPOL – Modelo de Bentsen para tiempos correspondientes a la inyección del agua posterior.

The screenshot shows the SLUPOL software interface with the 'Datos de entrada' (Input Data) tab selected. The interface includes a menu bar with 'Archivo', 'Modelos', and 'Ayuda'. Below the menu bar, there are icons for 'Ley de', 'Modelo de', 'Modelo de', and 'Modelo de'. The main area contains several input fields and tables:

- Datos generales:**

Propiedad	Valor
Porosidad (Fracción)	0.17
Espesor (Pies)	64
Tiempo de inyección de bache	547.5
- Radio de desplazamiento:**

Radio (Pies)
0
71.2
142.4
213.6
284.8
356
427.2
498.4
569.6
640.8
712
- Coefficiente de difusión:**

Coefficiente de difusión (Pies ² /d)
0.000371
- Tiempo de evaluación:**

Tiempo (Días)
550
600
650
700
750
800
850
900
950
1000
1050
- Coefficiente de dispersión:**

Coefficiente de dispersión (Pies ² /Día)
0.0114
- Tasa de inyección:**

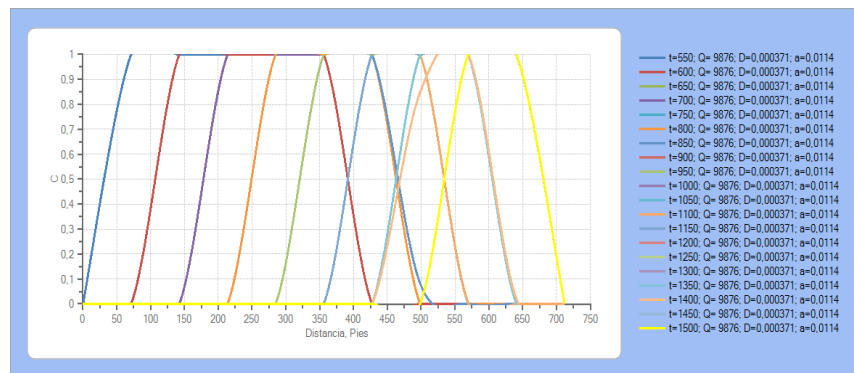
Tasa de inyección (Pies ³ /Día)
9876
8500
6507

At the bottom of the interface, there are buttons for 'Ejecutar', 'Aceptar', and 'Cancelar'.

Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

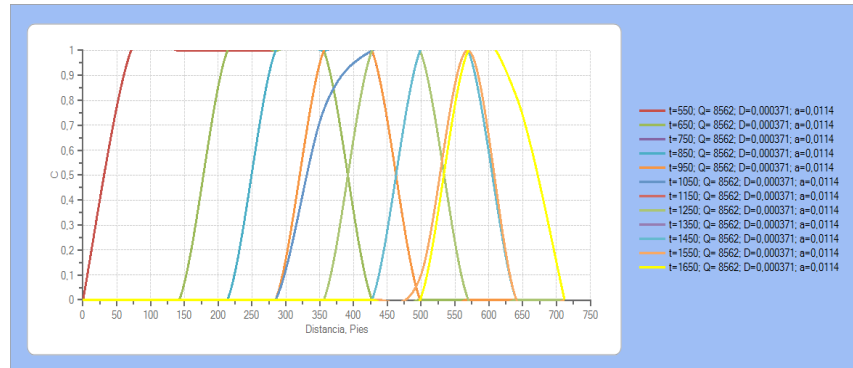
Se continuó el análisis con las tasas de inyección de 9876 Pie³/d y 8500 Pie³/d. Los resultados de estas sensibilidades para tiempos correspondientes a la inyección del agua post-bache se presentan en las figuras 99 y 100.

Figura 99. Comportamiento de la concentración para $q = 9876 \text{ pie}^3/\text{d}$ – Modelo de Bentsen



Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

Figura 100. Comportamiento de la concentración para $q= 8500 \text{ pie}^3/\text{d}$ – Modelo de Bentsen



Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

De allí se observa que con un caudal de $9876 \text{ Pie}^3/\text{d}$ el polímero llega al pozo productor después de 1500 días, por otro lado con un caudal de $8500 \text{ Pie}^3/\text{d}$ se observa que el polímero llega al pozo productor después de 1650 días. Teniendo en cuenta los resultados obtenidos del capítulo 5, se tiene que el uso de tasas de inyección bajas post bache permiten un barrido más uniforme y reduce el riesgo de que el agua se digite a través del polímero, adicionalmente de acuerdo a los graficos la pérdida de concentración en los dos casos es muy similar, entre un 20 y 30 %

De acuerdo a lo anterior y partiendo del hecho que dentro de los parámetros establecidos el tiempo del inyección del bache es de 18 meses, se considera como resultado de éste análisis del modelo de Bentsen lo expuesto en la tabla 48. Donde debido a la pérdida de concentración respecto al caso base de 625 ppm, se propone un mayor valor para ésta variable, proporcional a pérdida observada.

Tabla 48. Resultados preliminares modelo de Bentsen.

Variables	Valor
Tasa de inyección polímero, Bbls/	1513
Tasa de inyección polímero, pie ³ /d	8500
Pérdida de inyectividad, %	14%
Volúmenes porosos inyectados, vp	0,33
Tiempo de inyección polímero, meses	18
Concentración, ppm	800
Tiempo de inyección agua post bache, meses	55

- **Modelo de Noaman**

En la pestaña modelo de Noaman de la herramienta SLUPOL, se incluyó la información correspondiente al campo de estudio como se observa en la figura 101. Es importante resaltar que este modelo trabaja únicamente para tiempos posteriores a la inyección del bache, es decir que la evaluación del comportamiento va desde 550 días en adelante.

Con el fin de representar el comportamiento del perfil de relación de concentraciones se considera el valor de adsorción medido de pruebas de laboratorio correspondiente a 0,34, con el cual a fin de determinar el momento en que el polímero llega al pozo productor se observó que la velocidad incide en el comportamiento del frente de desplazamiento y que el polímero llega al productor después de 1350 días. En la figura 102 se presentan los resultados obtenidos, donde se determina que el volumen del bache de polímero corresponde a 0.33 VP a esas condiciones establecidas.

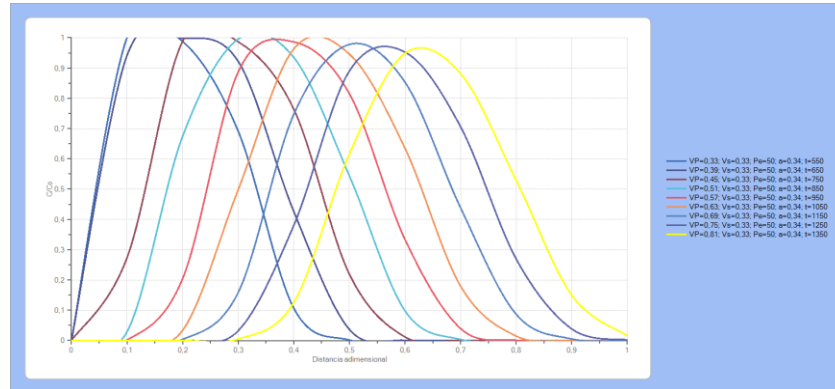
Figura 101. Datos de entrada en SLUPOL – Modelo de Noaman para tiempos correspondientes a la inyección del agua posterior.

Propiedad	Valor
Longitud entre pozos (Pies)	712
Velocidad (Pies/Día)	0.57
Tiempo de inyección del bache	547.5
Concentración inicial (Fracción)	1

Tiempo (Días)	Distancia (Pies)
550	0
650	71.2
750	142.4
850	213.6
950	284.8
1050	356
1150	427.2
1250	498.4
1350	569.6
	640.8
	712

Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

Figura 102. Comportamiento de relación de concentraciones – Modelo de Noaman



Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

De acuerdo a lo anterior y partiendo del hecho que dentro de los parámetros establecidos el tiempo del inyección del bache es de 18 meses, se considera como resultado de éste análisis del modelo de Noaman lo expuesto en la tabla 49. De acuerdo al perfil de concentración obtenido se observa que la pérdida de concentración respecto al caso base de 625 ppm es muy pequeña

correspondiente en un 5%, se propone un mayor valor para ésta variable, proporcional a pérdida observada.

Tabla 49. Resultados preliminares modelo de Noaman

Variables	Valor
Tasa de inyección polímero, Bbls/	1513
Tasa de inyección polímero, pie ³ /d	8500
Pérdida de inyektividad, %	14%
Volúmenes porosos inyectados, vp	0,33
Tiempo de inyección polímero, meses	18
Concentración, ppm	656
Tiempo de inyección agua post bache, meses	45

6.2.5. Análisis de sensibilidad en el modelo de simulación, partiendo de los resultados obtenidos con la herramienta SLUPOL

Con cada uno de los métodos analíticos se llevó a cabo el análisis correspondiente de acuerdo a las condiciones del campo de estudio. De allí se determinó que los modelos de Warren, Bentsen y Noaman permiten determinar rangos para ciertas variables operacionales incidentes en el diseño del bache donde se encuentra el mejor comportamiento de la concentración en función del tiempo y del espacio. Posteriormente los resultados obtenidos con cada uno de ellos, fueron considerados para generar un escenario en CMOST donde se involucraran todas las consideraciones observadas.

De acuerdo a los resultados obtenidos se determinaron los rangos presentados en la tabla 50 donde se mantuvieron ciertos límites que encerrarán lo observado según los autores.

Tabla 50. Rangos determinados a partir de los modelos analíticos

VARIABLE	Caso base		
Polímero			
Tasa de inyección polímero, Bbl/d	1159	1513	1300
Concentración, ppm	750	625	800
Concentración, fracción molar	1,69064E-06	1,40869E-06	1,80344E-06
Tiempo de inyección del polímero, meses	18		
Volúmenes porosos inyectados, VP	0,25	0,33	0,28
Agua posterior			
Tasa de inyección de agua, Bbl/d	1618	1513	1724
Restauración inyectividad	92%	86%	98%
Volúmenes porosos inyectados, VP	1,051	0,98	1,12
Tiempo de inyección de agua- post bache, meses	55		

Una vez se lleven a cabo las sensibilidades en CMOST, de acuerdo a lo expuesto en la tabla anterior, se selecciona el mejor de los escenarios generados para posteriormente sensibilizarse el tiempo de inyección del agua post-bache, como se observa en la tabla 51.

Tabla 51. Rangos determinados para el tiempo de inyección del agua post-bache a partir de los modelos analíticos

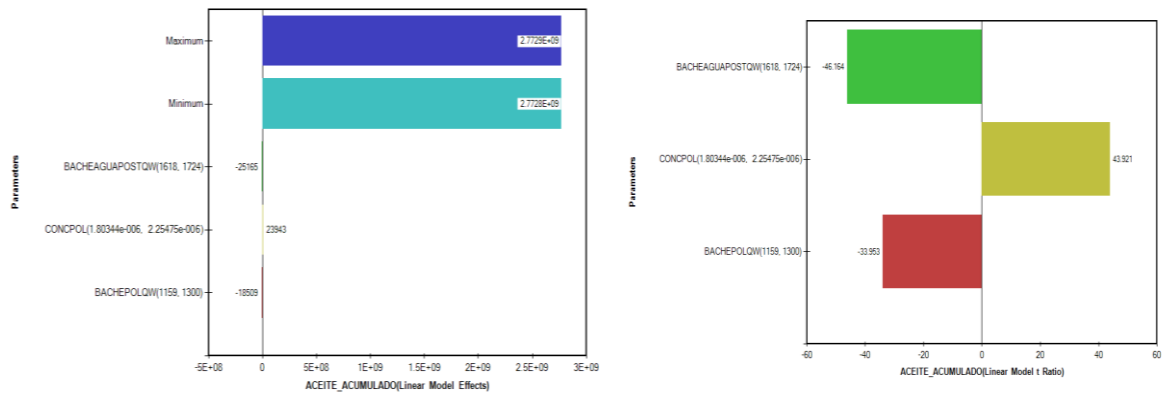
VARIABLE		Caso base	
Tiempo de inyección de agua- post bache, meses	45	55	50

Con el rango de cada parámetro establecido, se procedió a definir el de muestreo de “Latin Hypercube” generando 8 combinaciones con los parámetros a sensibilizar, que muestren un efecto positivo y negativo en el desarrollo del modelo del proceso.

Las funciones objetivo determinadas fueron producción de aceite acumulado y producción de agua acumulada, sobre las cuales se podrá ver la influencia que tienen las variables expuestas en la tabla 50 sobre el proceso de inyección de polímeros. A continuación en las figuras 103 y 104 se presenta el diagrama

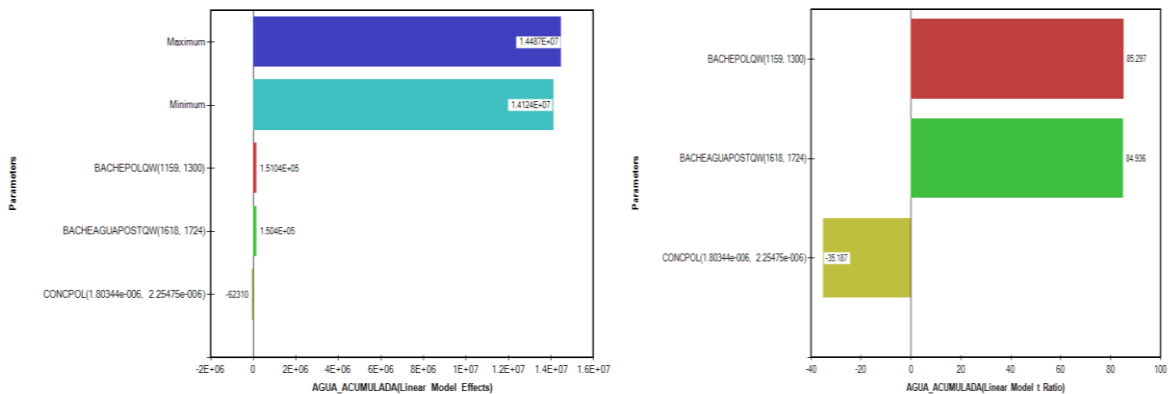
tornado correspondiente que describe la influencia de los parámetros de operación.

Figura 103. Resultados de análisis de sensibilidad sobre la producción acumulada de aceite



Fuente: Computer modeling group, CMG, Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

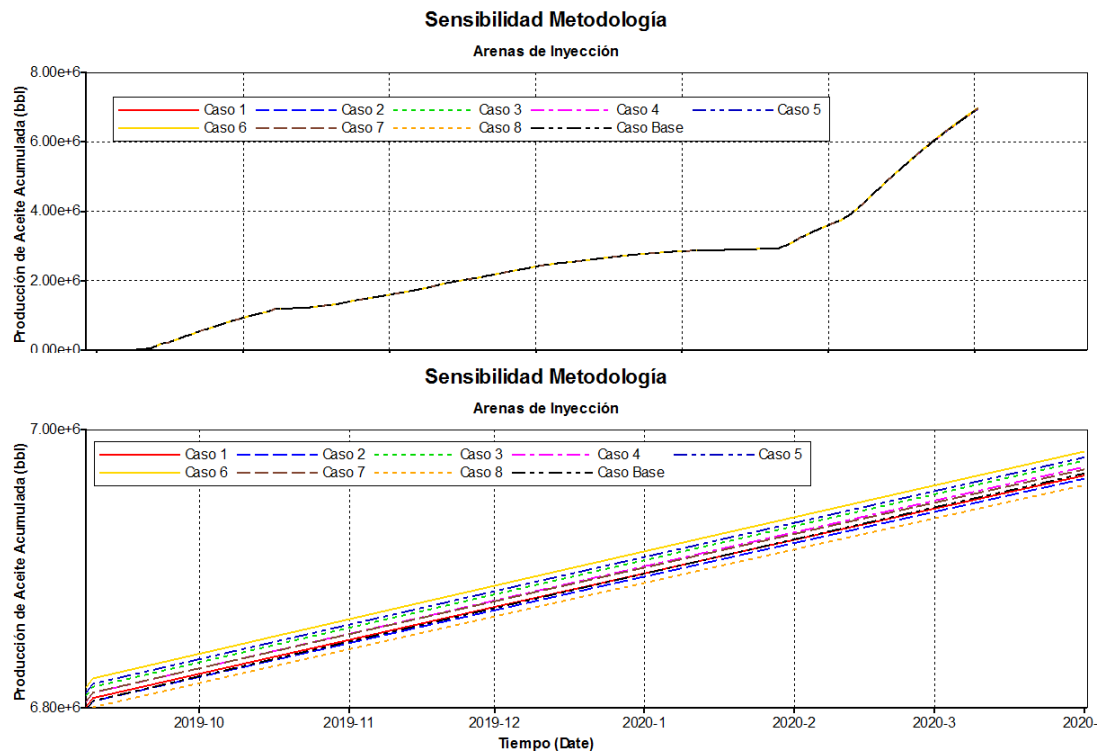
Figura 104. Resultados de análisis de sensibilidad sobre la producción acumulada de agua



Fuente: Computer modeling group, CMG, Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

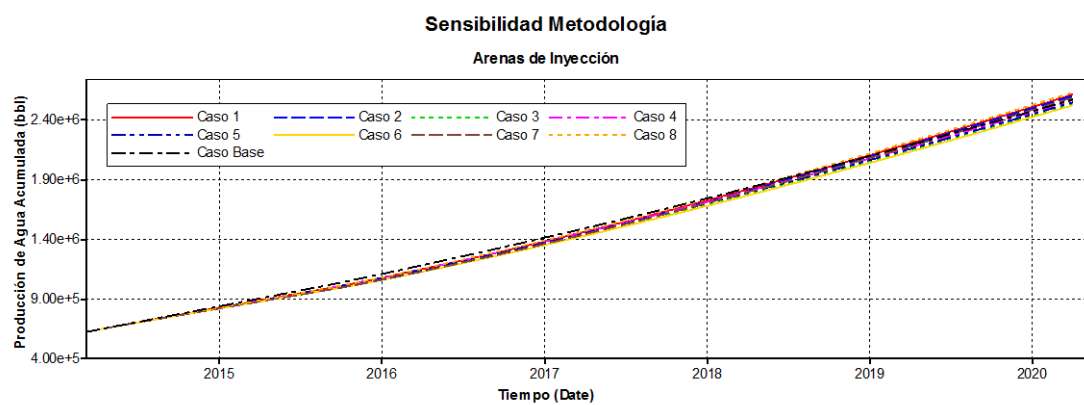
Los resultados correspondientes a cada uno de los casos generados se presentan en la figura 105 para la producción de aceite acumulada y en la figura 106 para la producción de agua acumulada.

Figura 105. Predicción de aceite acumulado para cada uno de los casos generados



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 106. Predicción de agua acumulada para cada uno de los casos generados



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

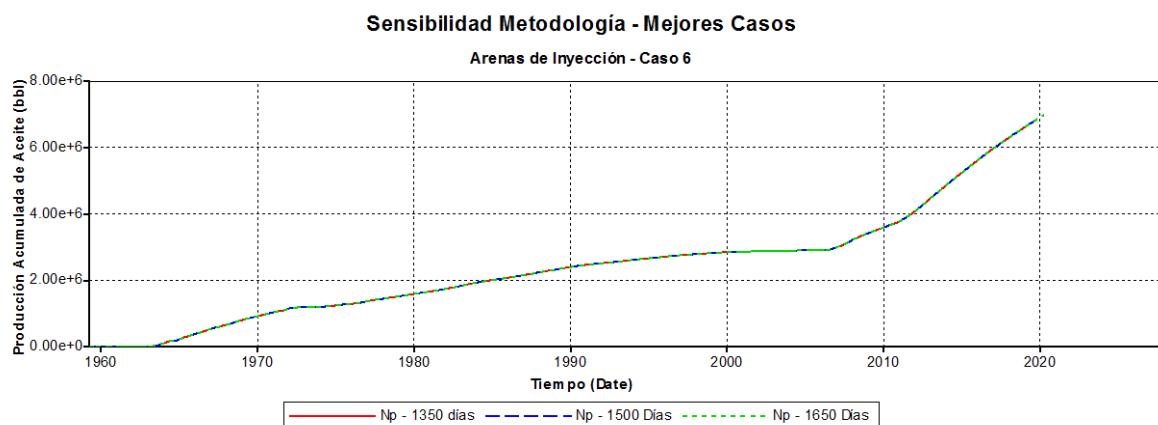
De acuerdo a las permutaciones generadas y a los resultados mostrados en los diagramas tornado se determinó que los mejores casos en orden de priorización son: caso 6 y caso 3, los cuales fueron seleccionados buscando el que mejor acumulado de petróleo presentara y a su vez una mayor reducción en la producción de agua. En la tabla 52 se observan los parámetros de cada uno de ellos.

Tabla 52. Mejores casos determinados a partir de CMOST

# Caso	Concentración polímero, ppm	Tasa de inyección del polímeros, Bbl/d	Tasa de inyección del agua post-bache, Bbl/d
Caso 6	800	1159	1618
Caso 3	750	1159	1618

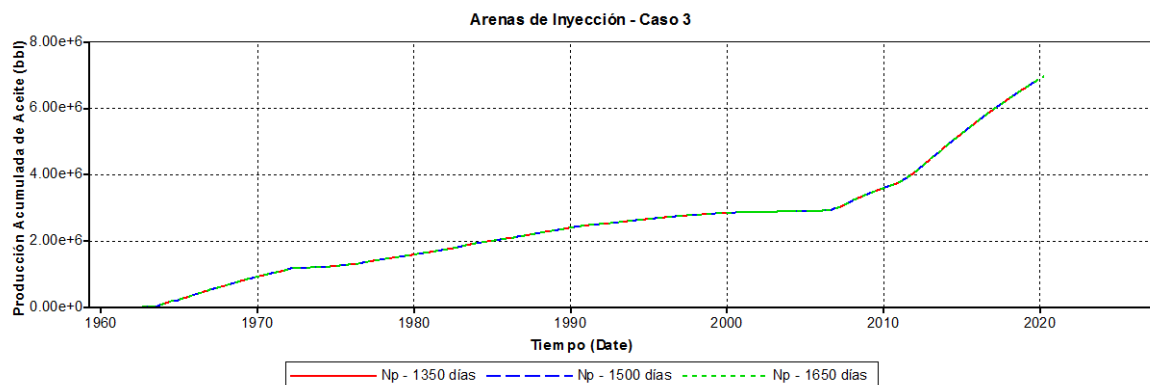
La comparación de los dos casos a diferentes tiempos de post bache se presentan a continuación, con el fin de que sea posible seleccionar el que presente las mejores condiciones sobre el comportamiento del proceso.

Figura 107. Predicción de aceite acumulado para el caso 6.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 108. Predicción de aceite acumulado para el caso 3.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Tabla 53. Resultados para los casos 3 y 6.

CASO 3		CASO 6	
Np 1350 Días	6740340 Bbl	Np 1350 Días	6821080 Bbl
Np 1500 Días	6863940 Bbl	Np 1500 Días	6870190 Bbl
Np 1650 Días	6977980 Bbl	Np 1650 Días	6984480 Bbl

6.2.6. Determinación del mejor escenario y sus condiciones

De acuerdo a los resultados previos se determina que el mejor escenario corresponde al caso 6. Definitivamente tener mayores condiciones de concentración del polímero genera cambios positivos sobre el comportamiento del proceso, por tal razón se recomienda realizar una evaluación económica de llevar a cabo ésta inversión.

6.2.7. Implementación de las mejores condiciones y determinación de las características del bache

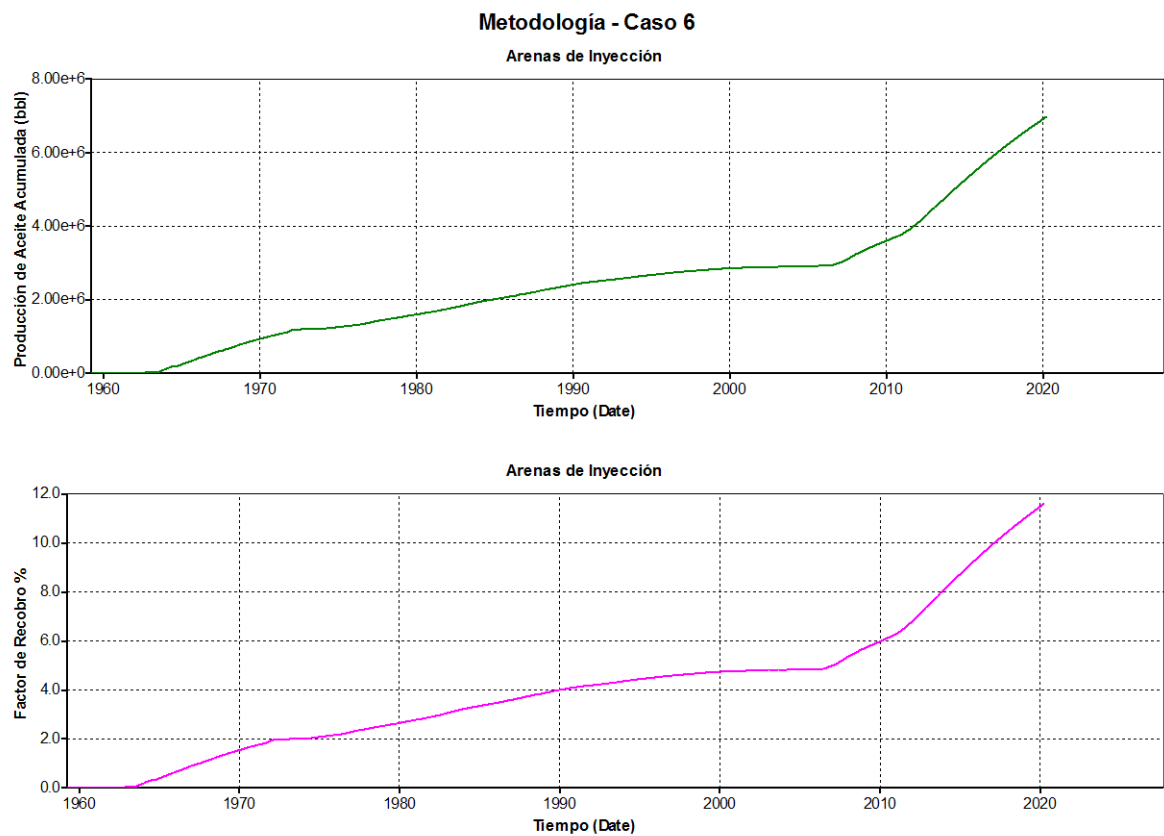
De acuerdo a lo anterior se determina que las mejores condiciones corresponden al caso 6, el cual está liderado por las siguientes características presentadas en la tabla 54.

Tabla 54. Condiciones operacionales correspondientes al caso seleccionado.

# Caso	Concentración polímero, ppm	Tasa de inyección del polímeros, Bbl/d	Tasa de inyección del agua post-bache, Bbl/d
Caso 6	800	1159	1618

Los resultados correspondientes a implementar el caso 6 se presentan a continuación.

Figura 109. Predicción de aceite acumulado para el caso seleccionado.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 110. Predicción de agua acumulada para el caso seleccionado.- zoom

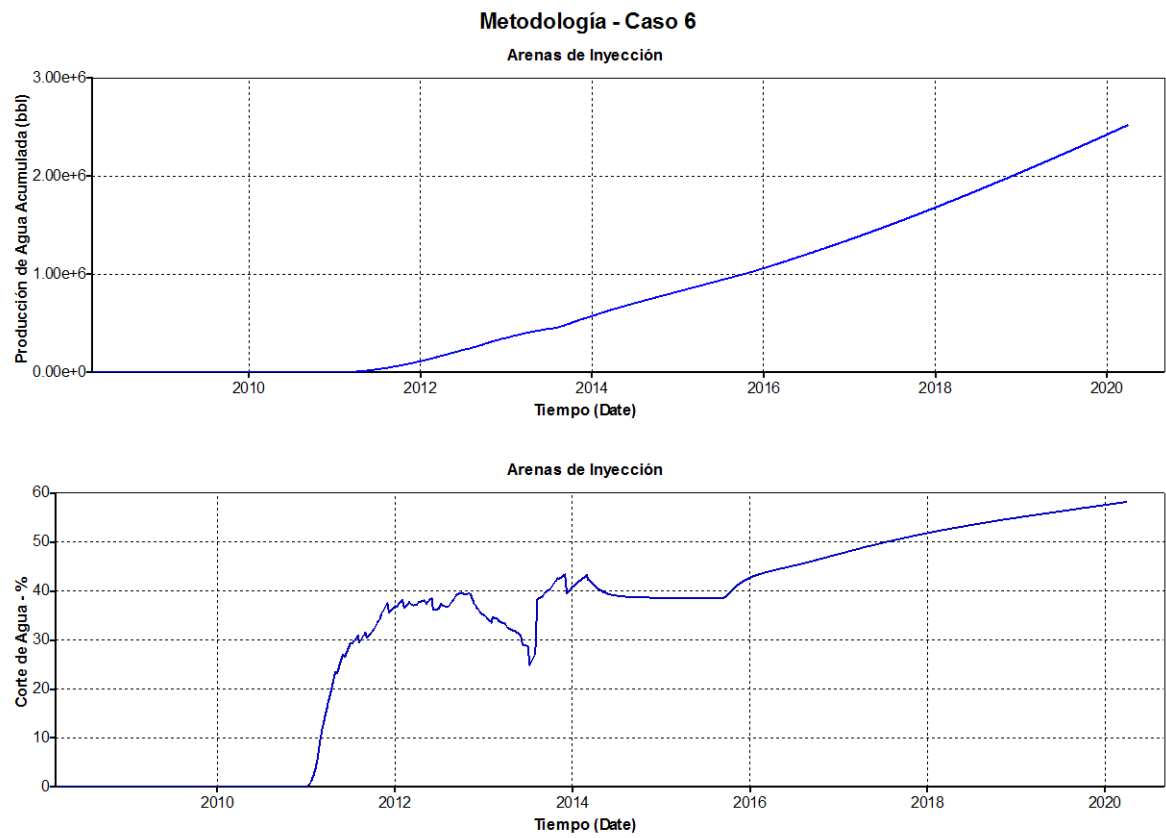


Tabla 55. Resultados obtenidos con la implementación del caso seleccionado

VALORES A ABRIL 10 DE 2020	
Np	6984480 Bbl
FR	11.61 %
Wp	2523820 Bbl
WCUT	58.19 %

7. CONCLUSIONES

Los fenómenos de difusión y dispersión presentes en un proceso de inyección de polímeros, generan cambios representativos en el comportamiento del perfil de concentración durante el desarrollo del proceso principalmente con la distancia, el tiempo y las tasas de inyección.

De la revisión de los modelos analíticos se observó que el modelo de Bentsen es el modelo más efectivo para realizar el análisis y determinar las condiciones operacionales del pre-diseño del bache, debido a que permite estudiar tanto la etapa de inyección del polímero como el desplazamiento del mismo con agua, adicionalmente involucra los fenómenos de difusión y dispersión y sus resultados son útiles en el análisis del comportamiento del bache.

De acuerdo al análisis realizado utilizando la herramienta CMOST se determinó que las variables más influyentes en un proceso de inyección de polímeros son la concentración y los volúmenes porosos inyectados tanto del polímero como del agua posterior, logrando así un punto de referencia de los parámetros que influyen en el diseño del bache.

El parámetro operacional más influyente es la concentración del polímero, debido a que afecta directamente la viscosidad del fluido inyectado, el cual permite que la relación de movilidades disminuya y a su vez genere un efecto positivo sobre la eficiencia de barrido, sin embargo, es importante considerar que emplear altas concentraciones puede generar taponamientos en la cara de la formación, lo cual es necesario validar desde el punto de vista técnico.

El efecto del caudal de inyección de polímero en el desempeño del proceso está influenciado por el valor mínimo empleado en el análisis, ya que la viscosidad del polímero se mantiene más estable a bajas tasas de inyección, debido a que lo que

afecta sensiblemente la viscosidad son los efectos de shear rate en accesorios, líneas y completamientos.

El efecto del caudal de agua posterior está influenciado por el valor mínimo empleado en el análisis, ya que con el uso de tasas moderadas se evita el fenómeno de digitación del agua sobre el polímero, garantizándose un barrido uniforme debido a la corrección del movimiento del agua en el frente de desplazamiento.

Se desarrolló una herramienta computacional denominada SLUPOL, mediante la cual se puede hacer un pre-diseño de las condiciones operacionales asociadas al bache para un proceso de inyección de polímeros.

La implementación de la metodología propuesta en la presente investigación permite determinar las condiciones operacionales para el diseño del bache en un proceso de inyección de polímeros, donde se requiere el uso de los métodos analíticos incorporados en la herramienta computacional desarrollada y la simulación numérica de yacimientos.

8. RECOMENDACIONES

Desarrollar nuevos modelos analíticos donde se involucren variables correspondientes al desarrollo del proceso y que deberían ser consideradas en el diseño del bache, como saturaciones de fluidos en el yacimiento, viscosidad del fluido inyectado y desplazado, y condiciones operacionales de inyección y producción.

Realizar un análisis económico detallado donde se involucren variables como la inversión inicial y la utilidad neta, así como también criterios de evaluación económica tales como payback, tasa interna de retorno (T.I.R.) y tasa promedio de retorno (T.P.R.), con el fin de determinar la factibilidad financiera de un proceso de inyección de polímero, después de realizar el análisis técnico del proceso.

Evaluar la viabilidad técnica/ financiera de implementar este proceso, considerando una disminución de la concentración con el tiempo a fin de reducir el riesgo de que el agua post- bache se digite.

Evaluar técnicamente el proceso de recuperación en conjunto con otras sustancias químicas como surfactantes, soluciones alcalinas y combinaciones de éstas, con las cuales se podría obtener más beneficios con respecto al factor de recobro.

BIBLIOGRAFÍA

BAOJUNBAI. Introduction to EOR processes - training Course. Work Shop heavy Oil 2012.

BENTSEN, R. et al. A study of plane, radial miscible displacement in consolidated porous medium. SPE, 1963.

CARCOANA, A. Applied Enhanced Oil Recovery. New Jersey: Prentice Hall, 1992.

CHEN, Fuming; KIT, Tai; NIUJIN, Gang. Polymer flooding in Daqing oil field the depth profile technology overview. Daqing petroleum geology and development, 2004. 97-99 p.

COMPUTER MODELING GROUP LTD. User's Guide. Builder. Version 2012.

EL – KHATIB, Noaman. Effect of adsorption, dispersion and slug size on chemical EOR. Geoscience and petroleum engineering department. University Teknologi PETRONAS.

GREEN, D. W. & WILLHITE, G. P. Enhanced oil recovery. Richardson, Texas: SPE textbook serie, 1998, vol. 6. 100-120 p.

J. Mejía, J. Palma. Metodología para la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, UIS, 2008.

MARTIN, F.D. & SHERWOOD, D. The effect of Hydrolysis of Polyacrilamide on solution viscosity, polymer retention and flow resistance properties-part I. SPE 53339.

MARTIN, F.D. & SHERWOOD, D. The effect of Hydrolysis of Polyacrilamide on solution viscosity, polymer retention and flow resistance properties-Part II. SPE 53340.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2 edición. Maracaibo.: Ediciones Astro, 2001. 316 p.

PEREZ, Francisco. Recuperación mejorada de petróleo. Trabajo especial de grado. Caracas: Universidad Central de Venezuela, 1996. 78-79 p.

PERKINS, T.K., et al. A review of diffusion and dispersion in porous media. SPE 480. 1963.

PYE, David J. Improved secondary recovery by control of water mobility. JPT. 2004.

SORBIE, K & PHIL, D. Polymer-improved oil recovery. Published in the USA and Canada by CRC Press, Florida. 1991.

STRIGHT, J. The use of polymers for enhanced oil recovery a review. Petroleum recovery institute. 1976.

STRIGHT, J. The use of polymers for enhanced oil recovery a Review. Petroleum recovery institute. 2008.

SZABO, M. T. Laboratory investigation of factors influencing polymerflood performance. SPE. Agosto, 1975.

TAHERI, S. Et. Al. Mass diffusion into bitumen: A sub- pore scale modelling approach. SPE 138129, 2010.

THOMAS, S. Enhanced oil recovery –an overview. En: Oil & Gas Science and Technology, 2008, vol 63. 16 p.

WANG, Demin. Li, Qun. Gong, Xiaohong. Wang, Yan. The Engineering and Technical Aspects of Polymer Flooding in Daqing Oil Field. SPE 64722.

WANG, Dongmei,& ET. Al. Key Aspect of project Design for polymer flooding. SPE109682.

WARREN, J. et al. Microscopic dispersion. SPE, 1964.

WEISS, W. Performance review of a large scale polymer flood. SPE/DOE 24145. 1992.

WILLHITE, Paul & GREEN Don W. Enhanced oil recovery. USA: SPE Textbook Series, 2003, capítulo 7.

Anexo A. Manual de usuario SLUPOL 1.0

1. ¿QUÉ ES SLUPOL?

SLUPOL es una herramienta computacional que contiene implementados diferentes modelos analíticos los cuales pueden ser utilizados para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. En la siguiente figura se observa la pantalla de presentación de la aplicación

Figura A1. Pantalla de presentación SLUPOL

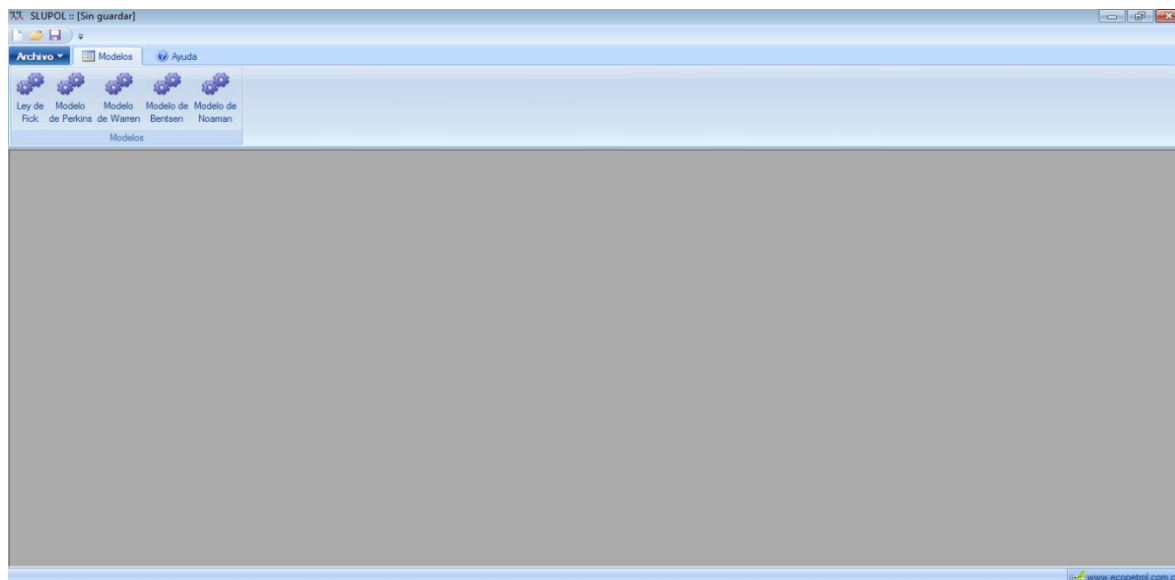


Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

2. MARCO DE TRABAJO GENERAL

Cuando se ingresa a la aplicación, se presenta el marco de trabajo principal como se observa en la siguiente figura. En la parte superior se encuentran los botones de acceso a cada uno de los modelos.

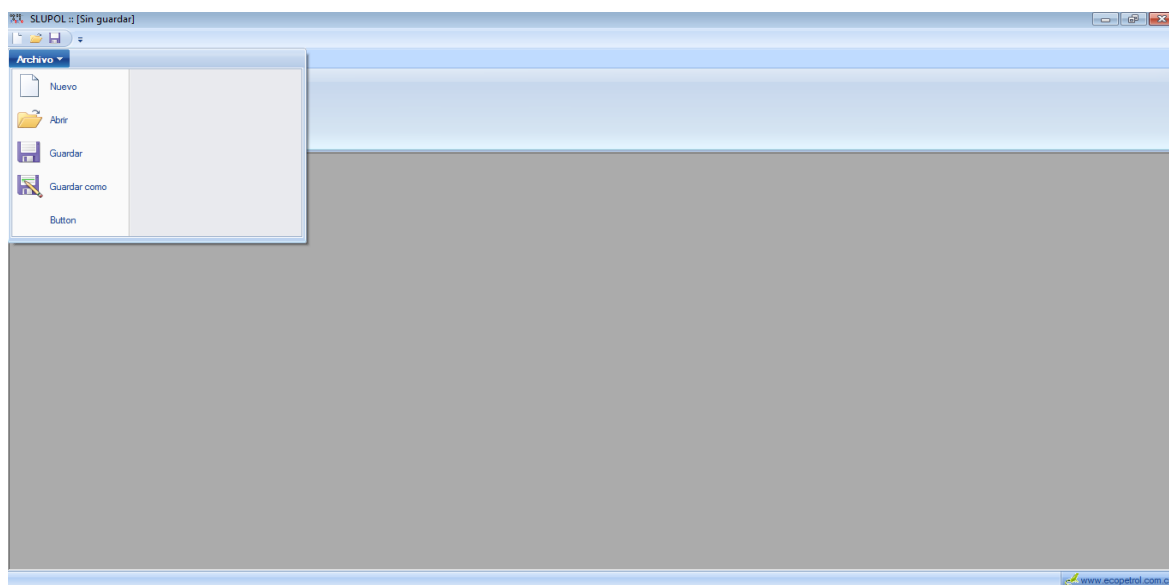
Figura A2. Marco de trabajo SLUPOL



Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

También se encuentra el menú principal donde se pueden crear, abrir y guardar proyectos SLUPOL como se observa a continuación.

Figura A3. Opciones del menú principal de SLUPOL



Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

3. LEY DE FICK

Seleccionando la opción *Ley de Fick* del menú principal se despliega un formulario como el de la siguiente figura, donde se solicitan los siguientes datos para hacer sensibilidad al modelo:

- Concentración inicial
- Coeficiente de difusión

Además se deben digitar diferentes valores de tiempo y distancia entre pozos para los cuales se va a evaluar el modelo

Figura A4. Datos de entrada Ley de Fick

Concentración inicial	
Concentración inicial	
6.25E-05	
0.000625	
0.625	
1	
*	

Coeficiente de difusión (Pies²/d)	
Coeficiente de difusión (Pies²/d)	
3.71E-05	
0.000371	
0.371	
1	
*	

Tiempo de evaluación (Días)	
Tiempo (Días)	
91.2	
182.5	
273.8	
365	
456.2	
547.5	
*	

Distancia entre pozos (Pies)	
Distancia (Pies)	
0	
44.5	
89	
133.5	
178	
222.5	
267	
311.5	
356	
400.5	
445	
489.5	
534	
578.5	
623	
667.5	
712	
*	

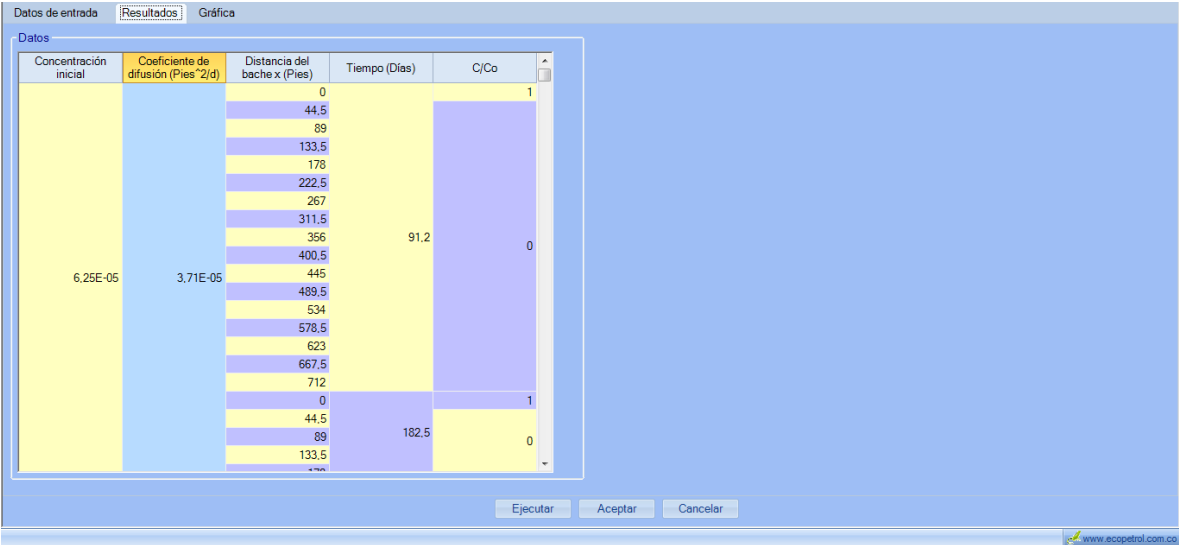
Ejecutar Aceptar Cancelar

www.ecopetrol.com.co

Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

Luego se pulsa el botón *Ejecutar* y en la pestaña de *Resultados* se observa una tabla con el cálculo del coeficiente entre la concentración y la concentración inicial a diferentes valores de distancia y tiempo como se observa a continuación.

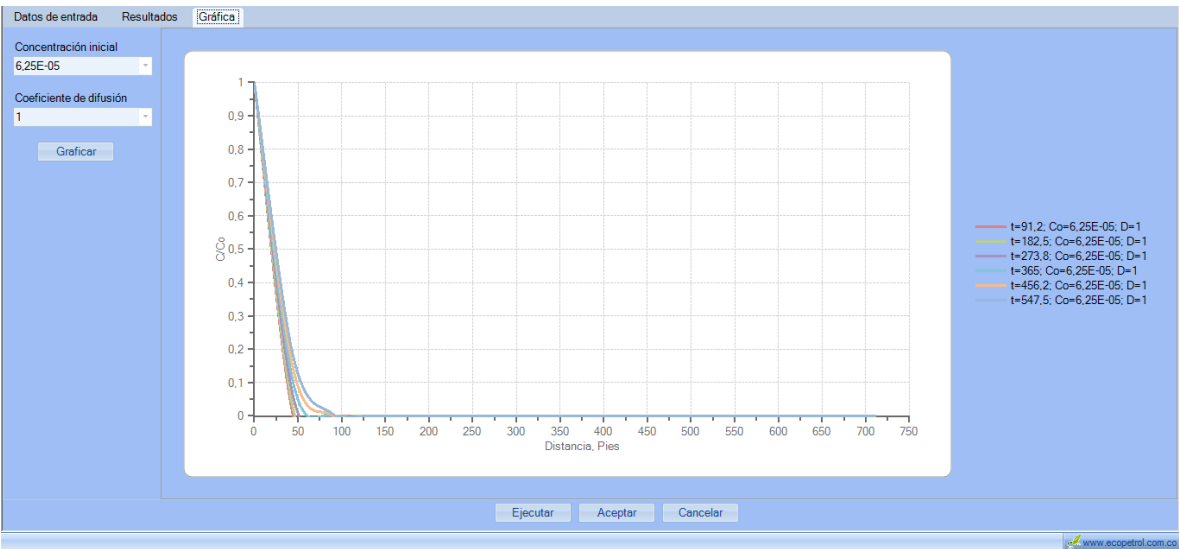
Figura A5. Resultados Ley de Fick



Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

Por último se pueden graficar los resultados seleccionando los valores de concentración inicial y coeficiente de difusión, como se observa en la siguiente figura.

Figura A6. Gráfica de resultados Ley de Fick



Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

4. MODELO DE PERKINS

Seleccionando la opción *Modelo de Perkins* se despliega un formulario como el de la siguiente figura, donde se solicitan los datos de entrada del modelo. Se debe digitar valores de coeficiente de dispersiones para ser sensibilizados a diferentes tiempos y volúmenes inyectados de polímeros.

Figura A7. Datos de entrada modelo de Perkins

Datos de entrada Resultados Gráfica

Datos generales

Propiedad	Valor
Distancia entre pozos inyector-productor (Pies)	712
Velocidad (Pies/día)	0.308
Volumen poroso (Pies ³)	23436310

Tiempo de evaluación

Tiempo de inyección del polímero (días)	Volumen inyectado de polímero (Pies ³)
0	0
54.8	492069.9
109.5	984139.8
164.2	1476209.7
219	1968279.6
273.8	2460349.5
328.5	2952419.4
383.2	3444489.3
438	3936559.2
492.8	4428629.1
547.5	4920699

Coeficiente de dispersión

Coeficiente de dispersión longitudinal
2E-05
0.0002
20
200

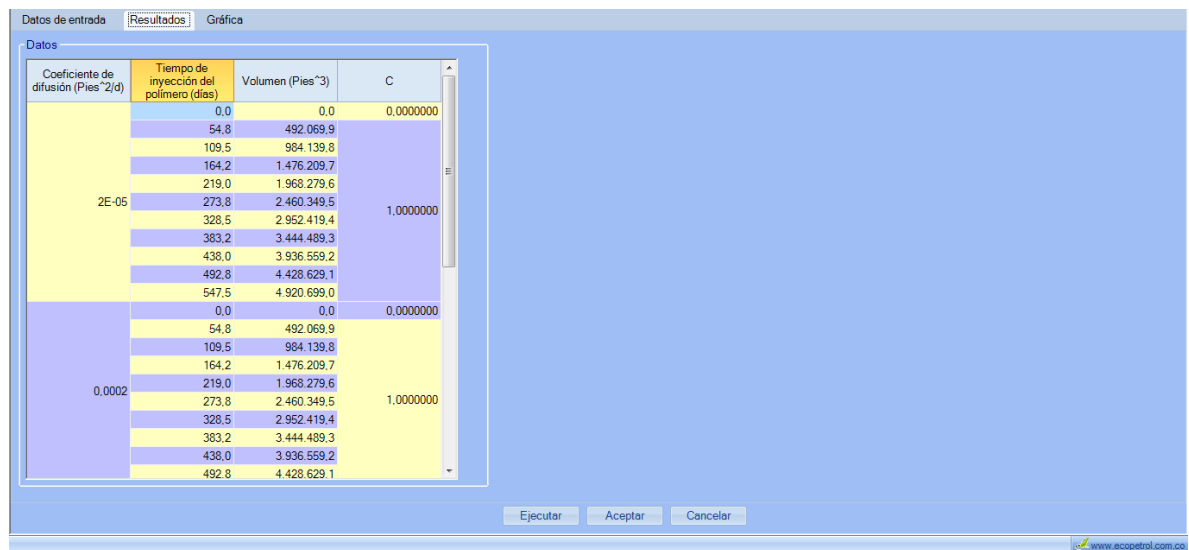
Ejecutar Aceptar Cancelar

www.ecopetrol.com.co

Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

Para realizar los cálculos del modelo se pulsa el botón *Ejecutar* y en la pestaña de *Resultados* se observa una tabla con cálculos de concentración del polímero a diferentes espacios de tiempo, volúmenes inyectados y coeficientes de difusión, como se observa en la siguiente figura.

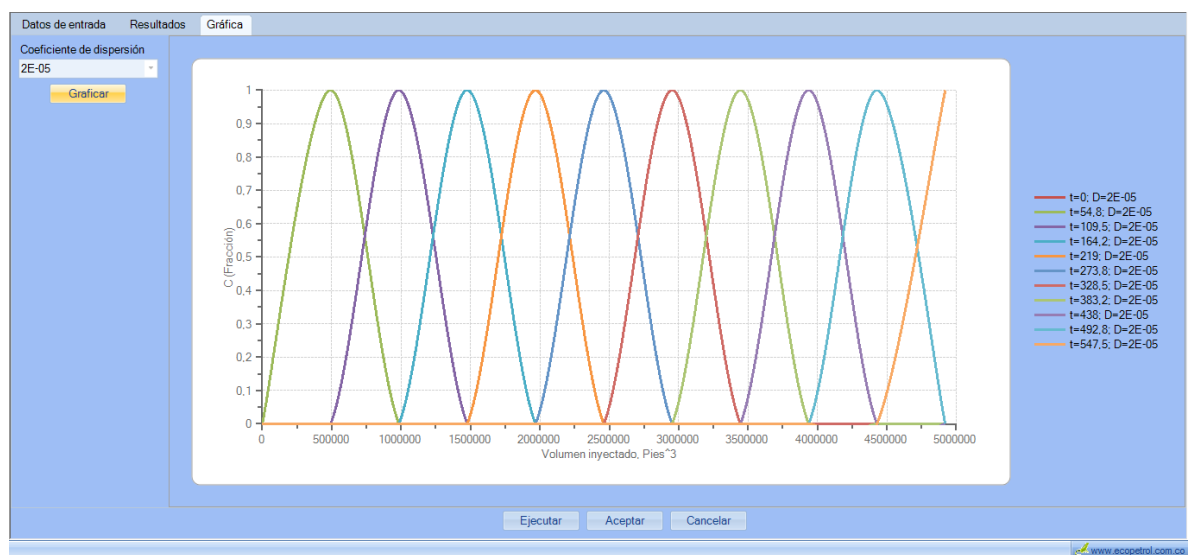
Figura A8. Resultados modelo de Perkins



Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

Los resultados se pueden graficar en la tercera pestaña en la cual se debe elegir un coeficiente de dispersión específico para graficar concentración contra volumen inyectado como se observa a continuación.

Figura A9. Gráficas de resultados modelo de Perkins



Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

5. MODELO DE WARREN

Al seleccionar la opción *Modelo de Warren* del menú superior, se despliega un formulario como el de la siguiente figura donde se deben ingresar datos para realizar los cálculos del modelo. Se deben ingresar algunos datos generales, tiempos de evaluación del proceso y diferentes tasas de inyección para ser sensibilizadas.

Figura A10. Datos de entrada modelo de Warren

Propiedad	Valor
Desviación estándar	9
Espaciamento (Pies ²)	980100
Distancia entre pozos (Pies)	712
Porosidad (Fracción)	0.17
Volumen inyectado (Pies ³)	5009400

Tiempo de inyección del polímero (Días)
0
10
20
30
40
50
60
70
80
90
100
110
120
130
140
150
160
170
180
190
200

Tasa de inyección (Pies ³ /Día)
6862
9108
13724
27830

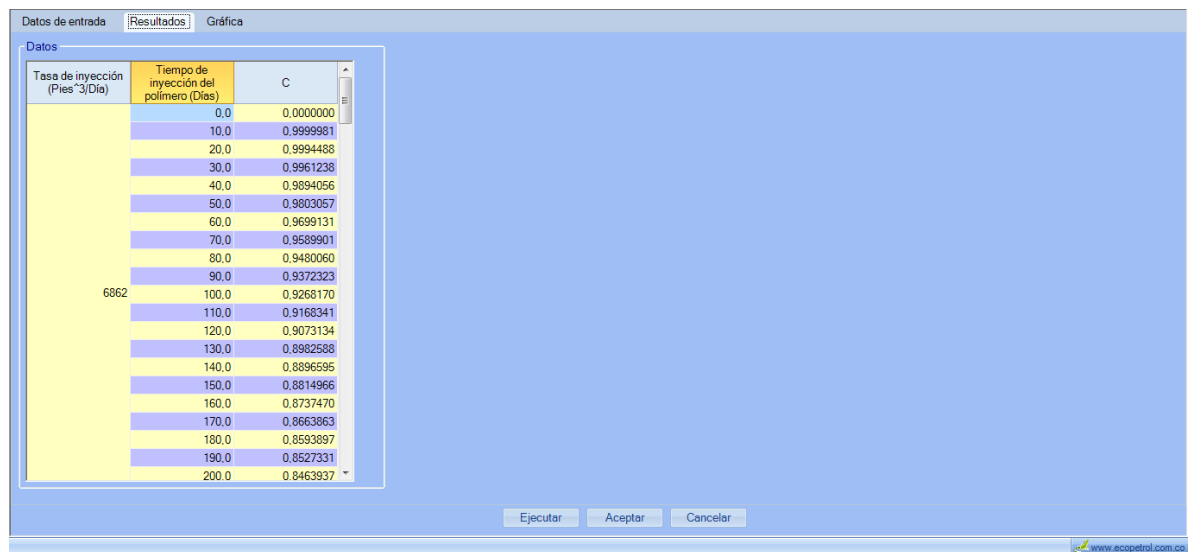
Ejecutar Aceptar Cancelar

www.ecopetrol.com.co

Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

Se realizan los cálculos del modelo pulsando el botón *Ejecutar* y se presenta en la segunda pestaña una tabla con el cálculo de concentración del polímero a las diferentes tasas y tiempos de evaluación, como se observa en la siguiente figura.

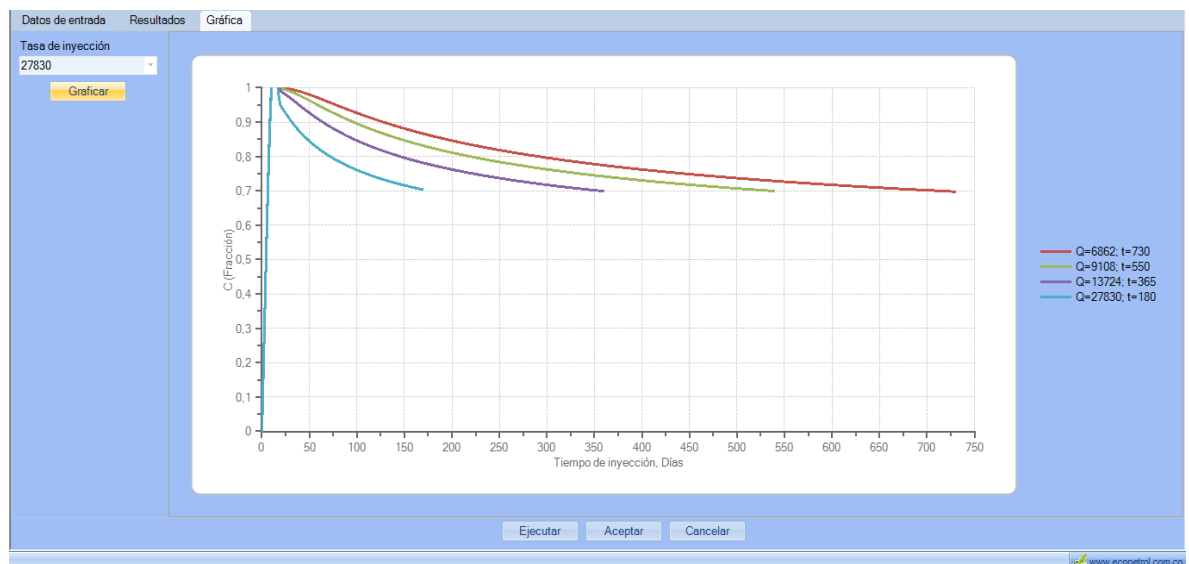
Figura A11. Resultados modelo de Warren



Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

En la tercera pestaña se pueden graficar los resultados seleccionando una tasa de inyección específica, como se observa en la siguiente figura.

Figura A12. Gráfica de resultados modelo de Warren



Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

6. MODELO DE BENTSEN

Seleccionando la opción *Modelo de Bentsen* del menú principal se muestra un formulario como el de la siguiente figura para ingresar los datos de entrada para ejecutar el modelo. En este modelo permite hacer análisis de sensibilidad para el coeficiente de difusión, el coeficiente de dispersión y la tasa de inyección para diferentes tiempos y radios de desplazamiento, como se observa en la siguiente figura.

Figura A13. Datos de entrada modelo de Bentsen

Datos de entrada | Resultados | Gráfica

Datos generales

Propiedad	Valor
Porosidad (Fracción)	0.17
Espesor (Pies)	64
Tiempo de inyección de bache	547.5

Radio de desplazamiento

Radio (Pies)
0
71.2
142.4
213.6
284.8
356
427.2
498.4
569.6
640.8

Coeficientes de difusión

Coeficiente de difusión (Pies ² /d)
3.71E-05
0.000371
0.371

Tiempo de evaluación

Tiempo (Días)
50
100
300
500
700
800
1000

Coeficiente de dispersión

Coeficiente de dispersión (Pies ² /Día)
0.00114
0.0114
1

Tasa de inyección

Tasa de inyección (Pies ³ /Día)
6862
9108
13724
27449

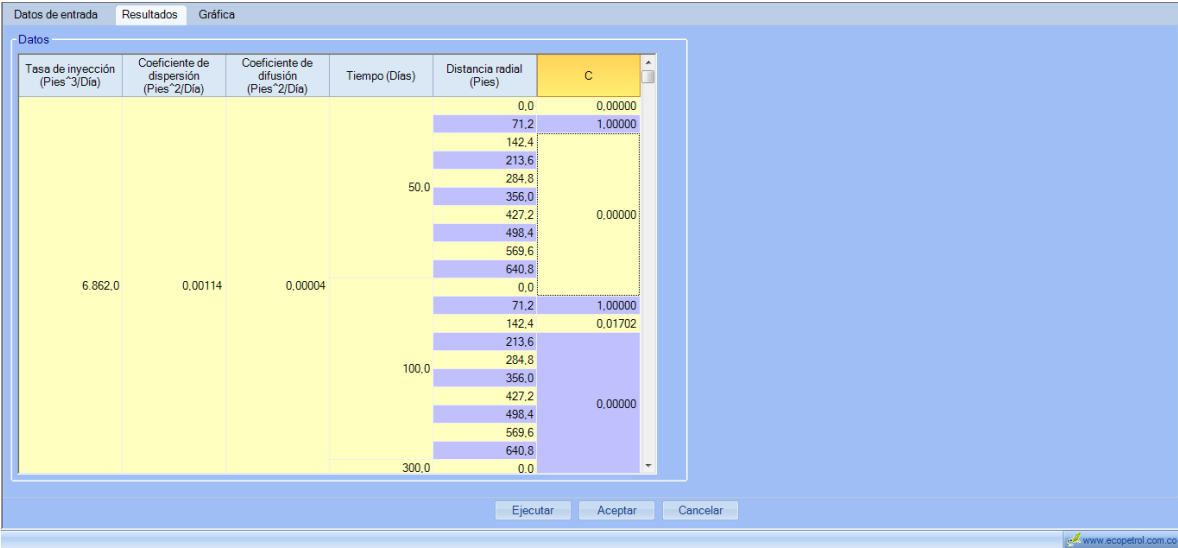
Ejecutar | Aceptar | Cancelar

www.ecopetrol.com.co

Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

Calculando el modelo a través del botón *Ejecutar* se presenta una tabla con los resultados de la concentración en función de la distancia radial para diferentes tiempos, coeficientes de difusión, coeficiente de dispersión y tasas de inyección.

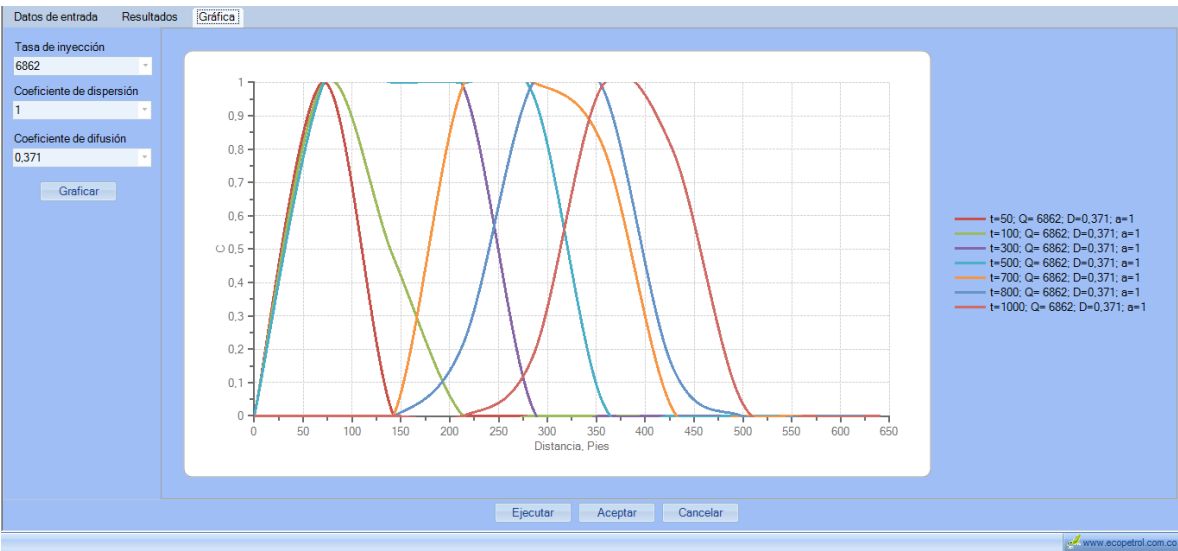
Figura A14. Resultados modelo de Bentsen



Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

En la última pestaña se pueden graficar los resultados seleccionando una tasa de inyección, un coeficiente de dispersión y un coeficiente de difusión, como se observa a continuación.

Figura A15. Gráfica de resultados modelo de Bentsen



Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

7. MODELO DE NOAMAN

Con la opción *Modelo de Noaman* se muestra un formulario como el de la siguiente figura donde se pide ingresar algunos datos del modelo, junto con tiempos de evaluación, radio de avance del bache, coeficientes de adsorción y números de Peclet.

Figura A16. Datos de entrada modelo de Noaman

Datos de entrada | Resultados | Gráfica

Datos generales

Propiedad	Valor
Longitud entre pozos (Pies)	712
Velocidad (Pies/Día)	0.308
Tiempo de inyección del bache	547.5
Concentración inicial (Fracción)	1

Tiempo de evaluación

Tiempo (Días)
547.5
1095
1642.5
2190
2737.5
3285
3832.5
4380
4927.5

Avance del bache

Distancia (Pies)
0
71.2
142.4
213.6
284.8
356
427.2
498.4
569.6
640.8
712

Coeficiente de adsorción

Coeficiente de adsorción
0
0.25
0.5
0.75
1

Número de Peclet

Número de Peclet
10
30
50
100

Ejecutar | Aceptar | Cancelar

www.ecopetrol.com.co

Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

Realizando los cálculos del modelo con el botón *Ejecutar* de la parte inferior del formulario, se presentan los resultados en una tabla como la de la siguiente figura donde se presentan resultados de concentración del polímero a diferentes distancias adimensionales variando el tiempo de evaluación, el número de Peclet y el coeficiente de adsorción. Como cálculos intermedios se presentan el tamaño del bache y el volumen poroso inyectado.

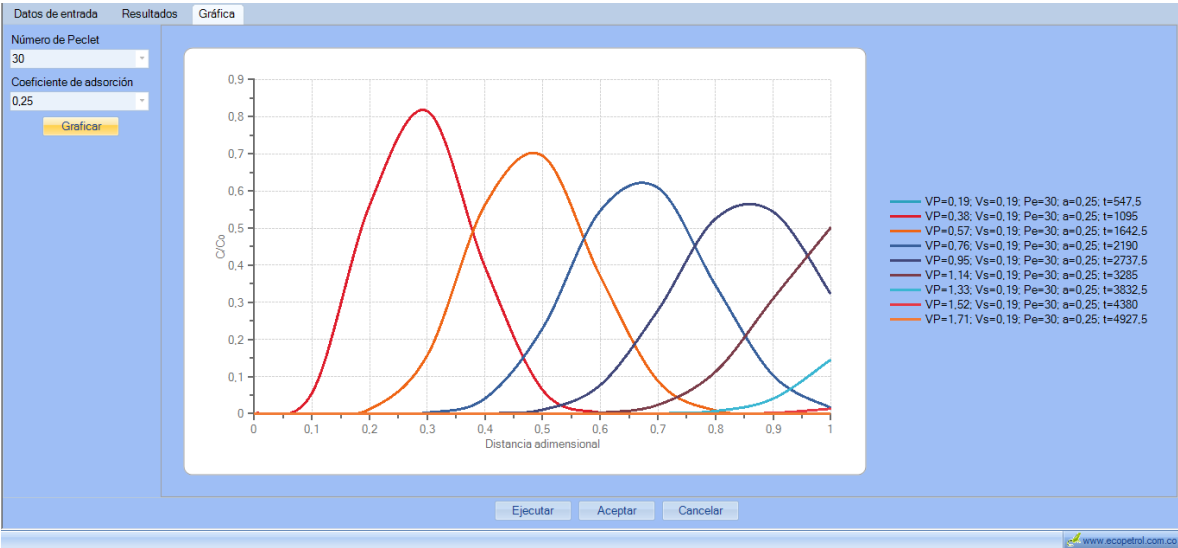
Figura A17. Resultados modelo de Noaman

Datos de entrada Resultados Gráfica								
Datos								
Número de Peclet	Coefficiente de adsorción	Tamaño del bache (Fracción)	Volumen poroso inyectado (Fracción)	Tiempo (Días)	Avance del bache (Pies)	Distancia adimensional	C	C/Co
10,0	0	0,24	0,24	547,5	0,00	0,00	0,00000	0,00000
					71,20	0,10	0,00000	0,00000
					142,40	0,20	0,00000	0,00000
					213,60	0,30	0,00000	0,00000
					284,80	0,40	0,00000	0,00000
					356,00	0,50	0,00000	0,00000
					427,20	0,60	0,00000	0,00000
					498,40	0,70	0,00000	0,00000
					569,60	0,80	0,00000	0,00000
					640,80	0,90	0,00000	0,00000
					712,00	1,00	0,00000	0,00000
			0,47	1.095,0	0,00	0,00	0,00000	0,00000
					71,20	0,10	0,09429	0,09429
					142,40	0,20	0,32963	0,32963
					213,60	0,30	0,58963	0,58963
					284,80	0,40	0,61705	0,61705
					356,00	0,50	0,42430	0,42430
					427,20	0,60	0,20545	0,20545
					498,40	0,70	0,07069	0,07069
					569,60	0,80	0,01699	0,01699
					640,80	0,90	0,00280	0,00280

Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

En la tercera de las pestañas se pueden graficar los resultados del modelo seleccionando un número de Peclet y un coeficiente de adsorción determinados.

Figura A18. Gráfica de resultados modelo de Noaman

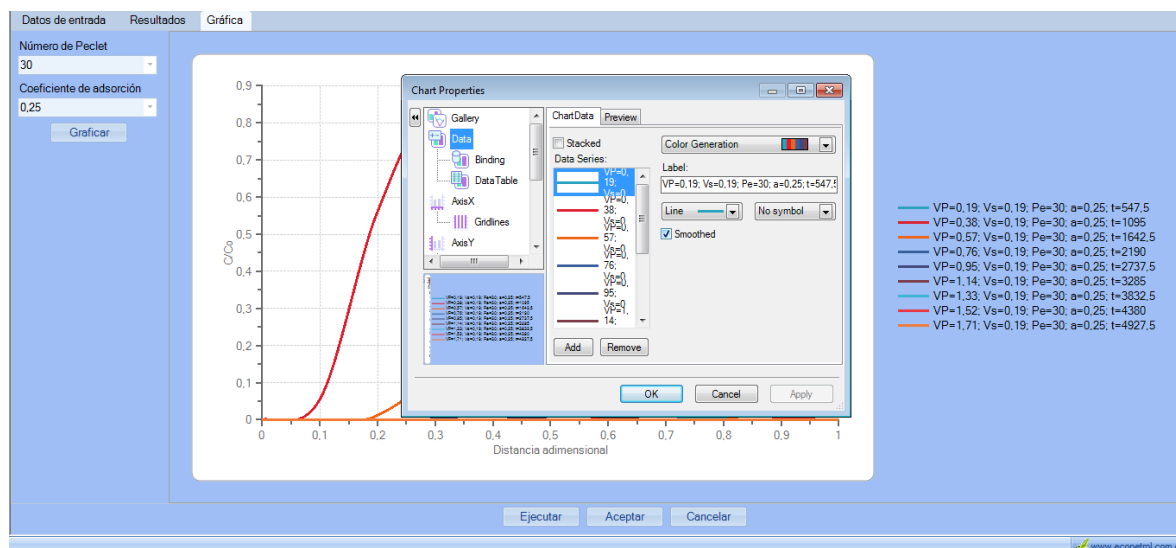


Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

8. EDICIÓN DE GRÁFICAS

Las gráficas se pueden editar eligiendo la opción *Propiedades de la gráfica* del menú contextual que se despliega haciendo clic derecho sobre la gráfica, como se observa en la siguiente figura.

Figura A19. Formulario de edición de gráficas



Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.

La gráfica generada también se puede exportar como imagen en diferentes formatos (gif, jpg, bmp, etc) seleccionando la opción *Exportar como imagen* del menú contextual.

9. GENERACIÓN DE SECUENCIAS

Haciendo clic derecho sobre las grillas de datos de entrada y seleccionando la opción *Generar secuencia* se despliega un formulario como el de la siguiente figura, donde se pueden crear secuencias de datos definiendo el valor de inicio, el tipo de secuencia con sus respectivos valores para generarla y el número de cifras decimales para el redondeo.

Figura A20. Formulario para la generación de secuencias de datos en SLUPOL

Datos de entrada Resultados Gráfica

Datos generales

Propiedad	Valor
Longitud entre pozos (Pies)	712
Velocidad (Pies/Día)	0.308
Tiempo de inyección del bache	547.5
Concentración inicial (Fracción)	1

Tiempo de evaluación

Tiempo (Días)
547.5
1095
1642.5
2190
2737.5
3285
3832.5
4380
4927.5

Avance del bache

Dis

Generar secuencia de datos

Secuencias:

Inicio: 0

Número de valores: 11

☒ Constante

☐ Paso constante: 12.5

☐ Factor incremental

Cifras decimales: 1

Aceptar Cancelar

Número de Peclet

Número de Peclet
10
30
50
100

Ejecutar Aceptar Cancelar

www.ecopetrol.com.co

Fuente: Software para el diseño de baches en procesos de inyección de polímeros. SLUPOL 1.0.