

**DESARROLLO DE UN MODELO PREDICTIVO PARA INYECCIÓN DE
QUÍMICOS SURFACTANTES-POLÍMEROS CONVENCIONAL**

NATALIA ALEJANDRA ANGARITA BUITRAGO

SOLANGIE VIVIANA BUITRAGO PEÑA

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2016**

**DESARROLLO DE UN MODELO PREDICTIVO PARA INYECCIÓN DE
QUÍMICOS SURFACTANTES-POLÍMEROS CONVENCIONAL**

NATALIA ALEJANDRA ANGARITA BUITRAGO

SOLANGIE VIVIANA BUITRAGO PEÑA

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

**Director
JORGE LUIS RAMOS RAMOS
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2016**

Nota de Aceptación (Dirección de Investigaciones)

Firma Docente Investigador

Firma Docente Jurado 1

Firma Docente Jurado 2

Bogotá, D.C., Noviembre de 2016

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director de Investigaciones

Ing. ARMANDO FERNÁNDEZ CÁRDENAS

Director (E) Programa Ingeniería de Petróleos

Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

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

A Dios y a la Virgen, por la vida y las oportunidades que me brindan.

A mis padres y a mi hermano por su apoyo incondicional, por acompañarme en todo momento, y en general, a toda mi familia por creer en mí.

A mi compañera Solangie, por su paciencia y dedicación en el desarrollo de este trabajo y por todos los años de amistad.

Natalia Alejandra Angarita Buitrago

En primera instancia a Dios. A mis padres Neila y Rafael, por el apoyo incondicional y guía en la culminación de esta importante etapa, a mis hermanos, Diana y Rafael, por estar siempre conmigo, a Jerónimo por su compañía, y a mi compañera de proyecto Natalia, porque sin ella esto no sería posible.

Solangie Viviana Buitrago Peña

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Al Ingeniero Jorge Ramos, por su asesoría, apoyo, tiempo dedicado, paciencia y ayuda para el desarrollo y culminación exitosa del proyecto, por ayudarnos a crecer en el ámbito profesional y personal; por eso y muchas cosas más, gracias ingeniero.

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

A William Palacios, por su orientación y guía en desarrollo del capítulo financiero.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	47
OBJETIVOS	48
1. GENERALIDADES	49
1.1 PROPIEDADES ROCA-FLUIDO	49
1.1.1 Densidad de la roca	49
1.1.2 Porosidad	50
1.1.2.1 Clasificación de la porosidad	50
1.1.3 Saturación	51
1.1.3.1 Clasificación de la saturación	52
1.1.4 Permeabilidad	52
1.1.4.1 Clasificación de la permeabilidad	53
1.1.4.2 Cálculo de permeabilidades relativas	53
1.1.4.3 Relación entre la porosidad y la permeabilidad	57
1.1.5 Mojabilidad	61
1.1.6 Tensión interfacial y tensión superficial	62
1.1.7 Presión capilar	62
1.1.8 Compresibilidad de la roca	62
1.1.9 Heterogeneidad del yacimiento	63
1.1.9.1 Métodos de cuantificación de heterogeneidad	64
1.1.10 Gradiente de fractura de la roca	68
1.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DE YACIMIENTOS	71
1.2.1 Brecha o bloques	72
1.2.2 Conglomerados	72
1.2.3 Areniscas	72
1.2.3.1 Clasificación de las areniscas	73
1.2.4 Calizas	73
1.2.4.1 Clasificación de las calizas	73
1.2.5 Limolitas	74
1.2.6 Arcillolitas o lutitas	74
1.3 DESCRIPCIÓN DE TÉCNICAS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA	75
1.3.1 Inyección de agua.	75
1.3.2 Inyección de gas	76

1.4	MODELOS PREDICTIVOS PARA LA INYECCIÓN DE AGUA	77
1.4.1	Clasificación	77
1.4.1.1	Métodos asociados a la heterogeneidad del yacimiento	78
1.4.1.2	Métodos asociados a la eficiencia de barrido areal	78
1.4.1.3	Métodos asociados al mecanismo de desplazamiento	78
1.4.1.4	Métodos relacionados a modelos matemáticos	79
1.4.1.5	Métodos empíricos	79
1.4.2	Descripción de los métodos predictivos	79
1.4.2.1	Método de Dykstra-Parsons	79
1.4.2.2	Método de Buckley-Leverett	80
1.4.2.3	Método de Stiles	81
1.5	DESCRIPCIÓN DE TÉCNICAS DE RECOBRO QUÍMICO	81
1.5.1	Inyección de polímeros	83
1.5.1.1	Generalidades de la inyección de polímeros	83
1.5.1.2	Consideraciones para la inyección de polímeros:	84
1.5.1.3	Efectos asociados a la inyección de polímeros	86
1.5.2	Inyección de surfactantes	87
1.5.2.1	Generalidades de la inyección de surfactantes	87
1.5.2.2	Consideraciones para la inyección de surfactantes	88
1.5.2.3	Efectos asociados a la inyección de surfactantes	89
1.5.3	Inyección de surfactantes-polímeros (SP)	90
1.5.3.1	Generalidades de la inyección de surfactantes-polímeros (SP)	90
1.5.3.2	Consideraciones para la inyección de surfactantes-polímeros (SP)	90
1.5.3.3	Efectos asociados a la inyección de surfactantes-polímeros (SP)	91
1.5.4	Inyección de álcalis-surfactantes-polímeros (ASP)	92
1.5.4.1	Generalidades de la inyección de álcalis-surfactantes-polímeros	92
1.5.4.2	Consideraciones para la inyección de álcalis-surfactantes-polímeros	93
1.5.4.3	Efectos asociados a la inyección de álcalis-surfactantes-polímeros	95
2.	DESCRIPCIÓN DE MODELOS PREDICTIVOS EXISTENTES PARA PROCESOS QUÍMICOS	96
2.1	MODELO PREDICTIVO PARA INYECCIÓN DE SURFACTANTES-POLÍMEROS, CFPM	96
2.1.1	Descripción del modelo predictivo para inyección de surfactantes-polímeros, CFPM	99
2.1.2	Metodología modelo predictivo para inyección de surfactantes-polímeros, CFPM	122
2.2	MODELO PREDICTIVO PARA INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y AGUA	125
2.2.1	Descripción modelo predictivo para inyección de polímeros y agua, PM	126

2.2.2 Metodología del modelo predictivo para inyección de polímeros y agua	137
2.3 MODELO PREDICTIVO PARA INYECCIÓN DE POLÍMEROS, PFPM	140
2.3.1 Descripción del modelo predictivo para inyección de polímeros, PFPM	140
2.3.2 Metodología del modelo predictivo para inyección de polímeros, PFPM	158
3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN QUÍMICA	
CONCEPTUAL	165
3.1 INYECCIÓN DE AGUA (WF)	165
3.1.1 I/O Control	165
3.1.1.1 Tipos de modelos de simulación	165
3.1.2 Reservorio	167
3.1.2.1 Malla o grilla	167
3.1.2.2 Propiedades de la roca	169
3.1.2.3 Determinación de la heterogeneidad del yacimiento	172
3.1.3 Componentes	173
3.1.4 Interacción roca-fluido	176
3.1.5 Condiciones iniciales	177
3.1.6 Métodos numéricos	177
3.1.7 Pozos y datos recurrentes	177
3.1.8 Resultados de la inyección de agua	179
3.2 INYECCIÓN DE POLÍMEROS	179
3.2.1 Creación del componente Polímero	180
3.2.2 Modelo base de inyección de polímeros	185
3.2.3 Resultados de la inyección de polímero	186
3.3 INYECCIÓN DE SURFACTANTE (SF)	189
3.3.1 Creación del componente Surfactante	189
3.3.2 Modelo base de inyección de surfactante.	194
3.3.3 Resultados de la inyección de surfactante	195
3.4 INYECCIÓN DE SURFACTANTE-POLÍMERO (SPF)	197
3.4.1 Modelo base de inyección de surfactante-polímero	197
3.4.2 Resultados de la inyección de surfactante-polímero	199
4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES	201
4.1 PARÁMETROS DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS	201
4.1.1 Factor de resistencia residual	201
4.1.2 Concentración de polímero	202
4.1.3 Tamaño del bache de polímero	202
4.1.4 Permeabilidad promedio del yacimiento	203
4.1.5 Coeficiente de Dykstra-Parsons	203

4.1.6	Relación entre la permeabilidad vertical y la horizontal	203
4.1.7	Razón de movilidad	204
4.2	PARÁMETROS DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE SURFACTANTE	204
4.2.1	Concentración de surfactante	204
4.2.2	Tamaño de bache de surfactante	205
4.3	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES	205
4.3.1	Resultados de sensibilidades para la inyección de polímero	205
4.3.1.1	Factor de resistencia residual	206
4.3.1.2	Concentración de polímero	209
4.3.1.3	Permeabilidad promedio del yacimiento	213
4.3.1.4	Coeficiente de Dykstra-Parsons	217
4.3.1.5	Relación entre la permeabilidad vertical y la horizontal	220
4.3.1.6	Razón de movilidad	223
4.3.2	Resultados de sensibilidad para la inyección de surfactante	226
4.3.2.1	Concentración de surfactante.	226
4.3.2.2	Permeabilidad promedio del yacimiento	230
4.3.2.3	Coeficiente de Dykstra-Parsons	231
4.3.2.4	Relación entre la permeabilidad vertical y la horizontal	231
4.3.2.5	Razón de movilidad	232
4.3.3	Resultados de sensibilidades para la inyección de surfactante-polímero	233
4.3.3.1	Concentración de surfactante	233
4.3.3.2	Tamaño de bache de surfactante	233
4.3.3.3	Factor de resistencia residual	234
4.3.3.4	Concentración de polímero	235
4.3.3.5	Permeabilidad promedio del yacimiento	235
4.3.3.6	Coeficiente de Dykstra-Parsons	236
4.3.3.7	Relación entre la permeabilidad vertical y la horizontal.	236
4.3.3.8	Razón de movilidad	237
5.	DESARROLLO DE UN NUEVO MODELO PREDICTIVO PARA LA INYECCIÓN DE QUÍMICOS SURFACTANTES-POLÍMEROS	238
5.1	TUBOS DE CORRIENTE	238
5.2	METODOLOGÍA DEL NUEVO MODELO PREDICTIVO	244
5.2.1	Ajuste de curvas	244
5.2.2	Modelo de inyección de polímero	245
5.2.2.1	Arreglo inverso de cinco puntos	246
5.2.2.2	Arreglo normal de cinco puntos	253
5.2.3	Modelo de inyección de surfactante	260
5.2.4	Modelo de inyección de surfactante-polímero	265

5.2.5 Ingreso de los ajustes a la aplicación	270
5.3 ESTRUCTURA DE LA APLICACIÓN DESARROLLADA PARA LA PREDICCIÓN	272
5.3.1 Generalidades del modelo	275
5.3.2 Información de entrada	276
5.3.3 Estratificación	285
5.3.4 Datos del proceso EOR	286
5.3.5 Resultados	288
5.3.5.1 Resultados (Tablas)	288
5.3.5.2 Resultados (Gráficas)	294
5.3.6 Ajuste	296
6. VALIDACIÓN DE LA CAPACIDAD PREDICTIVA DE LA HERRAMIENTA	300
6.1 CASO 1	300
6.1.1 Modelo de simulación	300
6.1.1.1 Inyección de polímeros (PF)	301
6.1.1.2 Inyección de surfactantes-polímeros (SPF)	307
6.1.2 Modelo predictivo	311
6.1.2.1 Inyección de polímeros (PF)	311
6.1.2.2 Inyección de surfactantes-polímeros (SPF)	317
6.1.3 Comparación de los resultados	320
6.1.3.1 Comparación en la aplicación del modelo predictivo	320
6.1.3.2 Comparación en la aplicación Microsoft Excel	324
6.2 CASO 2	331
6.2.1 Modelo de simulación	332
6.2.1.1 Inyección de polímeros (PF)	332
6.2.1.2 Inyección de surfactantes-polímeros (SPF)	335
6.2.2 Comparación de los resultados	335
6.2.2.1 Comparación en la aplicación del modelo predictivo	335
6.2.2.2 Comparación en la aplicación Microsoft Excel	351
6.3 CASO 3	379
6.3.1 Modelo de simulación	380
6.3.1.1 Inyección de polímeros (PF)	380
6.3.1.2 Inyección de surfactantes-polímero (SPF)	381
6.3.2 Comparación de los resultados	382
6.3.2.1 Comparación en la aplicación del modelo predictivo	382
6.3.2.2 Comparación en la aplicación Microsoft Excel	386
7. EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD FINANCIERA DE LA PROPUESTA	397

7.1	COSTOS ASOCIADOS A LAS HERRAMIENTAS PREDICTIVAS	397
7.1.1	Factores humanos	397
7.1.2	Factores físicos	399
7.1.3	Comparación de costos asociados	400
7.2	INVERSIÓN PARA LA HERRAMIENTA PREDICTIVA DESARROLLADA	401
7.2.1	Trabajo de los investigadores	402
7.2.2	Materiales e insumos	402
7.2.3	Aseorías	402
7.3	FLUJO DE CAJA	403
8.	CONCLUSIONES	408
9.	RECOMENDACIONES	410
	BIBLIOGRAFÍA	411
	ANEXOS	418

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Densidades de minerales rocosos	49
Tabla 2. Valores de porosidad y permeabilidad por capa	171
Tabla 3. Información de las propiedades de los fluidos	173
Tabla 4. Propiedades de la roca	176
Tabla 5. Propiedades del polímero AN125VHM	180
Tabla 6. Propiedades del polímero HPAM	180
Tabla 7. Información base de los polímeros	182
Tabla 8. Datos de adsorción del polímero AN125VHM	182
Tabla 9. Datos de adsorción del polímero HPAM	183
Tabla 10. Parámetros para cálculo de fechas de inyección de polímero	185
Tabla 11. Propiedades del surfactante Etoxilato NEODOL	189
Tabla 12. Datos de adsorción del surfactante	191
Tabla 13. Valores de parámetro DTRAPW	194
Tabla 14. Parámetros para cálculo de fechas de inyección de surfactante	194
Tabla 15. Parámetros para cálculo de fecha de inyección de SP	198
Tabla 16. Configuración de escenario para la sensibilidad de FR_r	201
Tabla 17. Configuración de escenario para la sensibilidad de CP	202
Tabla 18. Configuración de escenario para la sensibilidad de VP inyectado	202
Tabla 19. Configuración de escenario para la sensibilidad de permeabilidad	203
Tabla 20. Configuración de escenario para la sensibilidad de V_{DP}	203
Tabla 21. Configuración de escenario para la sensibilidad de la relación k_v/k_h	203
Tabla 22. Configuración de escenario para sensibilidad de razón de movilidad	204
Tabla 23. Configuración de escenario para la sensibilidad de C_s	204
Tabla 24. Configuración de escenario para la sensibilidad de VPs	205
Tabla 25. Factor de resistencia máxima. AN125VHM	210
Tabla 26. Factor de resistencia máxima. HPAM	210
Tabla 27. Coeficientes del ajuste de tensión interfacial	227
Tabla 28. Coeficientes del ajuste de Sor	228
Tabla 29. Valores de tensión interfacial y saturación de petróleo residual	229
Tabla 30. Fracción areal de cada bloque en cada tubo de corriente	239
Tabla 31. Fracción areal de cada tubo de corriente	240
Tabla 32. Fracción areal de cada bloque para 16 tubos de corriente, parte 1	240
Tabla 33. Fracción areal de cada bloque para 16 tubos de corriente, parte 2	241
Tabla 34. Fracción areal para 16 tubos de corriente, parte 1	241
Tabla 35. Fracción areal para 16 tubos de corriente, parte 2	241
Tabla 36. Fracción areal de cada bloque para 24 tubos de corriente, parte 1	242
Tabla 37. Fracción areal de cada bloque para 24 tubos de corriente, parte 2	242
Tabla 38. Fracción areal de cada bloque para 24 tubos de corriente, parte 3	243
Tabla 39. Fracción areal para 24 tubos de corriente, parte 1	243
Tabla 40. Fracción areal para 24 tubos de corriente, parte 2	243

Tabla 41. Fracción areal para 24 tubos de corriente, parte 3	243
Tabla 42. Coeficientes de ajuste del modelo predictivo PF. Arreglo inverso	246
Tabla 43. Coeficientes de ajuste del modelo predictivo PF. Arreglo Normal	254
Tabla 44. Coeficientes de ajuste del modelo predictivo SF	261
Tabla 45. Coeficientes de ajuste del modelo predictivo SPF	265
Tabla 46. Propiedades promedio del campo. CASO 1	302
Tabla 47. Propiedades promedio del yacimiento. CASO 1	303
Tabla 48. Parámetros para cálculo de fechas de PF. CASO 1	304
Tabla 49. Parámetros para cálculo de fechas de inyección de SP. CASO 1	308
Tabla 50. Datos del modelo de validación en la aplicación. CASO 1	312
Tabla 51. Propiedades del yacimiento, CASO 2	331
Tabla 52. Resolución del modelo. CASO 2	333
Tabla 53. Parámetros para cálculo de fechas de PF. CASO 2	334
Tabla 54. Propiedades de los polímeros, CASO 2	335
Tabla 55. Parámetros para cálculo de fechas de inyección SP. CASO 2	335
Tabla 56. %Error. Petróleo acumulado. Modelo PF. AN125VHM. CASO 2	353
Tabla 57. %Error. Agua acumulada. Modelo PF. AN125VHM. CASO 2	355
Tabla 58. %Error. Factor de recobro. Modelo PF. AN125VHM. CASO 2	355
Tabla 59. %Error. Petróleo acumulado. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 2	356
Tabla 60. %Error. Agua acumulada. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 2	357
Tabla 61. %Error. Factor de recobro. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 2	358
Tabla 62. %Error. Petróleo acumulado. Modelo PF. FLOOPAM. CASO 2	360
Tabla 63. %Error. Agua acumulada. Modelo PF. FLOOPAM. CASO 2	362
Tabla 64. %Error. Factor de recobro. Modelo PF. FLOOPAM. CASO 2	362
Tabla 65. %Error. Petróleo acumulado. Modelo SPF. FLOOPAM. CASO 2	364
Tabla 66. %Error. Agua acumulada. Modelo SPF. FLOOPAM. CASO 2	364
Tabla 67. %Error. Factor de recobro. Modelo SPF. FLOOPAM. CASO 2	365
Tabla 68. %Error. Petróleo acumulado. Modelo PF. HPAM. CASO 2	367
Tabla 69. %Error. Agua acumulada. Modelo PF. HPAM. CASO 2	368
Tabla 70. %Error. Factor de recobro. Modelo PF. HPAM. CASO 2	369
Tabla 71. %Error. Petróleo acumulado. Modelo SPF. HPAM. CASO 2	371
Tabla 72. %Error. Agua acumulada. Modelo SPF. HPAM. CASO 2	371
Tabla 73. %Error. Factor de recobro. Modelo SPF. HPAM. CASO 2	372
Tabla 74. %Error. Petróleo acumulado. Modelo PF. SUPERP. CASO 2	374
Tabla 75. %Error. Agua acumulada. Modelo PF. SUPERPUSHER. CASO 2	375
Tabla 76. %Error. Factor de recobro. Modelo PF. SUPERPUSHER. CASO 2	375
Tabla 77. %Error. Petróleo acumulado. Modelo SPF. SUPERP. CASO 2	378
Tabla 78. %Error. Agua acumulada. Modelo SPF. SUPERPUSHER. CASO 2	378
Tabla 79. %Error. Factor de recobro. Modelo SPF. SUPERPUSHER. CASO 2	379
Tabla 80. Propiedades del yacimiento. CASO 3	379
Tabla 81. Resolución del modelo. CASO 3	381
Tabla 82. Parámetros para cálculo de fechas de PF. CASO 3	381
Tabla 83. Propiedades del polímero. CASO 3	381
Tabla 84. Parámetros para cálculo de fechas de inyección de SP. CASO 3	382
Tabla 85. %Error. Petróleo acumulado. Modelo PF. CASO 3	388

Tabla 86. %Error. Agua acumulada. Modelo PF. CASO 3	390
Tabla 87. %Error. Factor de recobro. Modelo PF. CASO 3	390
Tabla 88. %Error. Petróleo acumulado. Modelo SPF. CASO 3	392
Tabla 89. %Error. Agua acumulada. Modelo SPF. CASO 3	392
Tabla 90. %Error. Factor de recobro. Modelo SPF. CASO 3	393
Tabla 91. Resumen de validaciones, inyección de polímeros	395
Tabla 92. Resumen de validaciones, inyección de surfactantes-polímeros	396
Tabla 93. Sueldo promedio de un ingeniero de yacimientos	398
Tabla 94. Factores humanos. Modelo predictivo CHP y Software EOR	398
Tabla 95. Factores humanos. Simulador numérico CMG	399
Tabla 96. Factores físicos. Modelo predictivo CHP	399
Tabla 97. Factores físicos. Simulador numérico CMG	400
Tabla 98. Factores físicos. Software EOR	400
Tabla 99. Comparación de costos asociados	401
Tabla 100. Costos de inversión en tiempo de los investigadores	402
Tabla 101. Costos de inversión en materiales e insumos	402
Tabla 102. Costos de inversión en tiempo del director	402
Tabla 103. Flujo de caja. Comparación CMG y CHP	405
Tabla 104. Flujo de caja. Comparación EOR y CHP	406

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Criterios básicos de selección para el desarrollo de proyectos de recuperación mejorada basado en métodos químicos	82
Cuadro 2. Ventajas y desventajas de la inyección de polímeros	85
Cuadro 3. Criterios de diseño para invasión con polímeros	85
Cuadro 4. Ventajas y desventajas de la invasión con surfactantes	88
Cuadro 5. Criterios de diseño para invasión con surfactantes	88
Cuadro 6. Ventajas y desventajas del proceso de inyección SP	91
Cuadro 7. Criterios básicos de selección para la inyección SP	92
Cuadro 8. Ventajas y desventajas del proceso tipo ASP	93
Cuadro 9. Criterios para la selección de yacimientos bajo inyección ASP	94

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Densidad de la roca	49
Ecuación 2. Porosidad	50
Ecuación 3. Saturación de fluidos	51
Ecuación 4. Permeabilidad	52
Ecuación 5. Permeabilidad relativa al petróleo. Corey	54
Ecuación 6. Permeabilidad relativa al agua. Corey	54
Ecuación 7. Permeabilidad relativa al petróleo. Smith	54
Ecuación 8. Permeabilidad relativa al agua. Smith	55
Ecuación 9. Permeabilidad relativa al petróleo para granos escogidos. Wyllie	55
Ecuación 10. Permeabilidad relativa al agua para granos escogidos. Wyllie	55
Ecuación 11. Permeabilidad relativa al petróleo para granos poco escogidos	56
Ecuación 12. Permeabilidad relativa al agua para granos poco escogidos. Wyllie	56
Ecuación 13. Permeabilidad relativa al petróleo. Pirson	56
Ecuación 14. Permeabilidad relativa al agua. Pirson	57
Ecuación 15. Permeabilidad de Carman-Kozeny	57
Ecuación 16. Permeabilidad de Timur	59
Ecuación 17. Permeabilidad horizontal de Coates-Denoo	59
Ecuación 18. Permeabilidad vertical de Coates-Denoo	60
Ecuación 19. Permeabilidad para yacimientos de petróleo	60
Ecuación 20. Permeabilidad para yacimientos de gas	60
Ecuación 21. Presión capilar	62
Ecuación 22. Compresibilidad de la roca	63
Ecuación 23. Compresibilidad de la roca. Hall	63
Ecuación 24. Variación de permeabilidad de Dykstra-Parsons	65
Ecuación 25. Coeficiente de Lorenz	66
Ecuación 26. Área sobre la línea recta, A_L	66
Ecuación 27. Área bajo la línea recta (triángulo), B_L	67
Ecuación 28. Redefinición del coeficiente de Lorenz	67
Ecuación 29. Coeficiente de Lorenz, variación de permeabilidad	67
Ecuación 30. Variación de permeabilidad, en términos del Coeficiente de Lorenz	67
Ecuación 31. Gradiente para inducir la fractura. Método Hubbert	69
Ecuación 32. Gradiente para extender la fractura. Método Hubbert	69
Ecuación 33. Gradiente de fractura. Método Matthews	70
Ecuación 34. Gradiente de fractura. Método Eaton	70
Ecuación 35. Gradiente de fractura. Método Anderson	71
Ecuación 36. Petróleo en el yacimiento luego de la inyección de agua	100
Ecuación 37. Volumen poroso inundable	101
Ecuación 38. Coeficiente de inyectividad	101
Ecuación 39. Flujo de estado estable para cinco puntos	101
Ecuación 40. Número capilar	102

Ecuación 41. Velocidad media en un patrón de cinco puntos	102
Ecuación 42. Redefinición del número capilar	102
Ecuación 43. Retención de surfactante en VPs inyectado	103
Ecuación 44. Relación adimensional del tamaño del tapón de surfactante	104
Ecuación 45. Retención de surfactante	105
Ecuación 46. Eficiencia de recobro terciario de petróleo sin flujo cruzado	105
Ecuación 47. Volumen de petróleo objetivo recuperable	106
Ecuación 48. Eficiencia de desplazamiento microscópica	106
Ecuación 49. Relación de permeabilidades relativas en los puntos extremos	107
Ecuación 50. Eficiencia de barrido vertical	108
Ecuación 51. Capacidad de almacenamiento de la capa m	108
Ecuación 52. Capacidad de flujo de la capa m	108
Ecuación 53. Razón de movilidad efectiva	109
Ecuación 54. Eficiencia de movilidad del bache de polímero 1	109
Ecuación 55. Límite 1, E_{MB}	110
Ecuación 56. Límite 2, E_{MB}	110
Ecuación 57. Eficiencia de movilidad del bache de polímero 2	111
Ecuación 58. Constante E_{MBo} la ecuación 54	111
Ecuación 59. Velocidad del frente de surfactante 1, medio homogéneo	112
Ecuación 60. Velocidad del frente de surfactante 2, medio homogéneo	112
Ecuación 61. Velocidad del frente del banco de petróleo, medio homogéneo	113
Ecuación 62. Tiempo de ruptura del banco de surfactante, medio homogéneo	114
Ecuación 63. Tiempo de ruptura del banco de petróleo, medio homogéneo	114
Ecuación 64. Corte de petróleo, medio homogéneo	114
Ecuación 65. Capacidad de flujo	115
Ecuación 66. Velocidad de flujo específica aparente	116
Ecuación 67. Velocidad del frente de surfactante	116
Ecuación 68. Velocidad del frente de petróleo, medio heterogéneo	116
Ecuación 69. Tiempo de ruptura del banco de surfactante, medio heterogéneo	116
Ecuación 70. Tiempo de ruptura del banco de petróleo, medio heterogéneo	117
Ecuación 71. Corte de petróleo promedio, medio heterogéneo	117
Ecuación 72. Tiempo cuando la tasa de petróleo es cero, medio heterogéneo	118
Ecuación 73. Tasa de producción de petróleo de estado estable	119
Ecuación 74. Tiempo	119
Ecuación 75. Número adimensional de flujo cruzado	119
Ecuación 76. Incremento del recobro de flujo cruzado bajo	120
Ecuación 77. Corte de petróleo, medio heterogéneo	124
Ecuación 78. Eficiencia de recobro cuando hay flujo cruzado	125
Ecuación 79. Balance de materiales de la sección transversal	127
Ecuación 80. Distancia adimensional en la dirección x	127
Ecuación 81. Tiempo para el VP inyectado en una sección transversal	127
Ecuación 82. Promedio de saturación de agua para una sección transversal	127
Ecuación 83. Flujo fraccional petróleo-agua para una sección transversal	127
Ecuación 84. Flujo fraccional aplicando VE	128
Ecuación 85. Función de gravedad adimensional	128

Ecuación 86. Promedio de la razón de movilidad para una sección transversal	128
Ecuación 87. Permeabilidad pseudo-relativa del agua	129
Ecuación 88. Permeabilidad pseudo-relativa del crudo	129
Ecuación 89. Presión capilar en la dirección x	129
Ecuación 90. Presión capilar en dirección z	130
Ecuación 91. Balance de materia para el polímero	131
Ecuación 92. Concentración total de polímero	131
Ecuación 93. Razón de movilidad para el polímero	131
Ecuación 94. Eficiencia de barrido areal	132
Ecuación 95. Volumen poroso desplazable por el fluido desplazante	133
Ecuación 96. Volumen poroso desplazable adimensional	133
Ecuación 97. Razón de movilidad en el punto extremo	133
Ecuación 98. Volumen poroso desplazable adimensional aparente	133
Ecuación 99. Tiempo adimensional, volumen inyectado aparente	134
Ecuación 100. Redefinición del VP desplazable por el fluido desplazante	134
Ecuación 101. Razón de movilidad incluyendo la ruptura del agua connata	134
Ecuación 102. Producción de petróleo acumulado	135
Ecuación 103. Tasa de inyección para fluidos newtonianos	136
Ecuación 104. Relación de conductividad	136
Ecuación 105. Tasa de inyección base para un patrón de cinco puntos	136
Ecuación 106. Movilidad total	136
Ecuación 107. Tasa de inyección para fluidos no newtonianos	137
Ecuación 108. Número de reducción de poro adimensional	138
Ecuación 109. Factor de reducción de permeabilidad	138
Ecuación 110. Continuidad 1	141
Ecuación 111. Continuidad 2	141
Ecuación 112. Velocidad del frente del polímero	142
Ecuación 113. Velocidad del frente de agua connata	143
Ecuación 114. Tasa inicial de inyección para cada capa, Muskat (1937)	145
Ecuación 115. Distancia productor-inyector para un patrón de cinco puntos	145
Ecuación 116. Factor de corrección del banco de polímero	147
Ecuación 117. Razón de movilidad agua-polímero	148
Ecuación 118. Volumen efectivo del tapón de polímero	148
Ecuación 119. Ruptura del banco de polímero corregida, volumen poroso	149
Ecuación 120. Reducción en el recobro de petróleo	150
Ecuación 121. Factor de resistencia residual	151
Ecuación 122. Viscosidad aparente del polímero 1	151
Ecuación 123. Viscosidad aparente del polímero 2	151
Ecuación 124. Viscosidad aparente del agua	152
Ecuación 125. Movilidad del banco cuando aumenta la viscosidad del agua	152
Ecuación 126. Viscosidad aparente del polímero, en función de FR	152
Ecuación 127. Factor de resistencia	152
Ecuación 128. Viscosidad del polímero	153
Ecuación 129. Viscosidad aparente del polímero, en función de la velocidad	153
Ecuación 130. Coeficiente de Blake-Kozeny	154

Ecuación 131. Permeabilidad al agua en la zona barrida por el polímero	154
Ecuación 132. Espacio poroso ocupado por el agua	154
Ecuación 133. Viscosidad en términos de la tasa de corte	155
Ecuación 134. Viscosidad adimensional	155
Ecuación 135. Factor de pseudo-daño, caso 1	155
Ecuación 136. Factor de pseudo-daño, caso 2	155
Ecuación 137. Relación entre la tasa de inyección	157
Ecuación 138. Permeabilidad relativa al agua	158
Ecuación 139. Permeabilidad relativa al petróleo	158
Ecuación 140. Flujo fraccional agua-petróleo	159
Ecuación 141. Término U_{kr}	159
Ecuación 142. Derivada de flujo fraccional	159
Ecuación 143. Movilidad total relativa	160
Ecuación 144. Adsorción del polímero adimensional	160
Ecuación 145. Velocidad del banco de petróleo	160
Ecuación 146. Movilidad total relativa en el frente de petróleo	161
Ecuación 147. Movilidad total relativa en el frente de polímero	161
Ecuación 148. Movilidad total relativa del bache de agua de desplazamiento	161
Ecuación 149. Recobro de petróleo	162
Ecuación 150. Variación de la distribución	162
Ecuación 151. Término T_{Lorenz}	162
Ecuación 152. Capacidad de flujo	163
Ecuación 153. Capacidad de almacenamiento	163
Ecuación 154. Diámetro de garganta de poro	170
Ecuación 155. Velocidad de flujo de poro del fluido desplazante	193
Ecuación 156. Número capilar	193
Ecuación 157. Parámetros de la fase de interpolación	194
Ecuación 158. Factor de corrección CPB	205
Ecuación 159. Factor de resistencia máxima	209
Ecuación 160. Relación IFT. Variable independiente	227
Ecuación 161. Relación Sor. Variable independiente	227
Ecuación 162. Función MMF	227
Ecuación 163. Función DR-Hill	228
Ecuación 164. Ecuación potencial	245
Ecuación 165. Ecuación cúbica	245
Ecuación 166. Ecuación potencial. Modelo predictivo PF	246
Ecuación 167. Ecuación potencial. Modelo predictivo SF	260
Ecuación 168. Ecuación cúbica. Modelo predictivo SPF	265
Ecuación 169. Factor de corrección CSPB	272
Ecuación 170. Valor presente neto	403
Ecuación 171. Costo promedio ponderado de capital	403
Ecuación 172. Utilidad. Flujo de caja	405

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Relación entre la porosidad y el diámetro de garganta	171
Gráfica 2. Coeficiente de distribución de Dykstra-Parsons	172
Gráfica 3. Factor volumétrico del petróleo vs. Presión	174
Gráfica 4. Viscosidad del petróleo vs. Presión	174
Gráfica 5. Relación de gas disuelto-petróleo vs. Presión	175
Gráfica 6. Factor de compresibilidad de gas vs. Presión	175
Gráfica 7. Viscosidad del gas vs. Presión	176
Gráfica 8. Petróleo acumulado por inyección de agua	179
Gráfica 9. Tasa de producción de petróleo vs. Tiempo	187
Gráfica 10. Factor de recobro vs. Tiempo. Inyección de polímero	187
Gráfica 11. Petróleo acumulado producido vs. Tiempo. Inyección de polímero	188
Gráfica 12. Agua acumulada producida vs. Tiempo. Inyección de polímero	188
Gráfica 13. Factor de recobro vs. Tiempo. Inyección SP	196
Gráfica 14. Petróleo acumulado producido vs. Tiempo. Inyección SP	196
Gráfica 15. Agua acumulada producida vs. Tiempo. Inyección SP	197
Gráfica 16. Factor de recobro vs. Tiempo. Inyección SP	199
Gráfica 17. Petróleo acumulado producido vs. Tiempo. Inyección SP	200
Gráfica 18. Agua acumulada producida vs. Tiempo. Inyección SP	200
Gráfica 19. Sensibilidad de FRr. Arreglo Inverso. AN125VHM	206
Gráfica 20. Sensibilidad de FRr. Arreglo Inverso. HPAM	207
Gráfica 21. CPB. Sensibilidad de FRr. Arreglo Inverso. AN125VHM	207
Gráfica 22. CPB. Sensibilidad de FRr. Arreglo Inverso. HPAM	208
Gráfica 23. Sensibilidad de FRr. Arreglo Normal	208
Gráfica 24. CPB. Sensibilidad FRr. Arreglo Normal	209
Gráfica 25. Sensibilidad de FRmáx. Arreglo Inverso. AN125VHM	211
Gráfica 26. Sensibilidad de FRmáx. Arreglo Inverso. HPAM	211
Gráfica 27. CPB. Sensibilidad de FRmáx. Arreglo Inverso. AN125VHM	212
Gráfica 28. CPB. Sensibilidad de FRmáx. Arreglo Inverso. HPAM	212
Gráfica 29. Sensibilidad de FRmáx. Arreglo Normal	213
Gráfica 30. CPB. Sensibilidad de FRmáx. Arreglo normal	213
Gráfica 31. Sensibilidad de permeabilidad. Arreglo Inverso. AN125VHM	214
Gráfica 32. Sensibilidad de permeabilidad. Arreglo Inverso. HPAM	214
Gráfica 33. CPB. Sensibilidad de permeabilidad. Arreglo Inverso. AN125VHM	215
Gráfica 34. CPB. Sensibilidad de permeabilidad. Arreglo Inverso. HPAM	215
Gráfica 35. Sensibilidad de permeabilidad. Arreglo Normal	216

Gráfica 36. CPB. Sensibilidad de permeabilidad. Arreglo Normal	216
Gráfica 37. Sensibilidad de VDP. Arreglo Inverso. AN125VHM	217
Gráfica 38. Sensibilidad de VDP. Arreglo Inverso. HPAM	218
Gráfica 39. CPB. Sensibilidad de VDP. Arreglo Inverso. AN125VHM	218
Gráfica 40. CPB. Sensibilidad de VDP. Arreglo Inverso. HPAM	218
Gráfica 41. Sensibilidad de VDP. Arreglo Normal	219
Gráfica 42. CPB. Sensibilidad de VDP. Arreglo Normal	220
Gráfica 43. Sensibilidad de kv/kh. Arreglo Inverso. AN125VHM	220
Gráfica 44. Sensibilidad de kv/kh. Arreglo Inverso. HPAM	221
Gráfica 45. CPB. Sensibilidad de kv/kh. Arreglo Inverso. AN125VHM	221
Gráfica 46. CPB. Sensibilidad de kv/kh. Arreglo Inverso. HPAM	222
Gráfica 47. Sensibilidad de kv/kh. Arreglo Normal	222
Gráfica 48. CPB. Sensibilidad de kv/kh. Arreglo Normal	223
Gráfica 49. Sensibilidad de razón de movilidad. Arreglo Inverso. AN125VHM	223
Gráfica 50. Sensibilidad de razón de movilidad. Arreglo Inverso. HPAM	224
Gráfica 51. CPB. Sensibilidad razón de movilidad. Arreglo Inverso. AN125	224
Gráfica 52. CPB. Sensibilidad de razón de movilidad. Arreglo Inverso. HPAM	225
Gráfica 53. Sensibilidad de razón de movilidad. Arreglo Normal	225
Gráfica 54. CPB. Sensibilidad de razón de movilidad. Arreglo Normal	226
Gráfica 55. Ajuste de datos de tensión interfacial	228
Gráfica 56. Ajuste de datos de saturación de petróleo residual	229
Gráfica 57. CSB. Sensibilidad de IFT	230
Gráfica 58. CSB. Sensibilidad de permeabilidad	230
Gráfica 59. CSB. Sensibilidad de VDP	231
Gráfica 60. CSB. Sensibilidad de kv/kh	232
Gráfica 61. CSB. Sensibilidad de razón de movilidad	232
Gráfica 62. Incremental de FR. Sensibilidad de IFT y Sor	233
Gráfica 63. Incremental de FR. Sensibilidad de VP de surfactante	234
Gráfica 64. Incremental de FR. Sensibilidad de FRr	234
Gráfica 65. Incremental de FR. Sensibilidad de FRmáx	235
Gráfica 66. Incremental de FR. Sensibilidad de permeabilidad	235
Gráfica 67. Incremental de FR. Sensibilidad de VDP	236
Gráfica 68. Incremental de FR. Sensibilidad de kv/kh	237
Gráfica 69. Incremental de FR. Sensibilidad de razón de movilidad	237
Gráfica 70. Ajuste de curvas. Sensibilidad FRmáx. Incremental FR	247
Gráfica 71. Ajuste de curvas. Sensibilidad FRmáx. CPB	248
Gráfica 72. Ajuste de curvas. Sensibilidad de FRr. Incremental FR	248
Gráfica 73. Ajuste de curvas. Sensibilidad de FRr. CPB	249
Gráfica 74. Ajuste de curvas. Sensibilidad de permeabilidad. Incremental FR	249

Gráfica 75. Ajuste de curvas. Sensibilidad de permeabilidad. CPB	250
Gráfica 76. Ajuste de curvas. Sensibilidad de VDP. Incremental FR	250
Gráfica 77. Ajuste de curvas. Sensibilidad de VDP. CPB	251
Gráfica 78. Ajuste de curvas. Sensibilidad de kv/kh. Incremental FR	251
Gráfica 79. Ajuste de curvas. Sensibilidad de kv/kh. CPB	252
Gráfica 80. Ajuste de curvas. Sensibilidad razón de movilidad. Incremental FR	252
Gráfica 81. Ajuste de curvas. Sensibilidad de razón de movilidad. CPB	253
Gráfica 82. Ajuste de curvas. Sensibilidad FR _{máx.} Incremental FR	254
Gráfica 83. Ajuste de curvas. Sensibilidad FR _{máx.} CPB	255
Gráfica 84. Ajuste de curvas. Sensibilidad FR _{r.} Incremental FR	255
Gráfica 85. Ajuste de curvas. Sensibilidad FR _{r.} CPB	256
Gráfica 86. Ajuste de curvas. Sensibilidad de permeabilidad. Incremental FR	256
Gráfica 87. Ajuste de curvas. Sensibilidad de permeabilidad. CPB	257
Gráfica 88. Ajuste de curvas. Sensibilidad de VDP. Incremental FR	257
Gráfica 89. Ajuste de curvas. Sensibilidad de VDP. CPB	258
Gráfica 90. Ajuste de curvas. Sensibilidad de kv/kh. Incremental FR	258
Gráfica 91. Ajuste de curvas. Sensibilidad de kv/kh. CPB	259
Gráfica 92. Ajuste de curvas. Sensibilidad razón de movilidad. Incremental FR	259
Gráfica 93. Ajuste de curvas. Sensibilidad de razón de movilidad. CPB	260
Gráfica 94. Ajuste de curvas. Sensibilidad de IFT y Sor. CSB	262
Gráfica 95. Ajuste de curvas. Sensibilidad de VDP. CSB	262
Gráfica 96. Ajuste de curvas. Sensibilidad de permeabilidad. CSB	263
Gráfica 97. Ajuste de curvas. Sensibilidad de kv/kh. CSB	264
Gráfica 98. Ajuste de curvas. Sensibilidad de razón de movilidad. CSB	264
Gráfica 99. Ajuste de curvas. Sensibilidad de IFT y Sor. Incremental FR	266
Gráfica 100. Ajuste de curvas. Sensibilidad de VPs. Incremental de FR	266
Gráfica 101. Ajuste de curvas. Sensibilidad de FR _{r.} Incremental de FR	267
Gráfica 102. Ajuste de curvas. Sensibilidad de FR _{máx.} Incremental de FR	267
Gráfica 103. Ajuste de curvas. Sensibilidad de permeabilidad. Incremental FR	268
Gráfica 104. Ajuste de curvas. Sensibilidad de VDP. Incremental de FR	268
Gráfica 105. Ajuste de curvas. Sensibilidad de kv/kh. Incremental de FR	269
Gráfica 106. Ajuste de curvas. Sensibilidad M. Incremental FR	269
Gráfica 107. Tasa de producción de petróleo. CASO 1. Inyección de PF	305
Gráfica 108. Tasa de producción de agua. CASO 1. Inyección de polímeros	305
Gráfica 109. Producción acumulada de petróleo. CASO 1. Inyección PF	306
Gráfica 110. Producción acumulada de agua. CASO 1. Inyección PF	307
Gráfica 111. Factor de recobro de petróleo. CASO 1. Inyección de polímeros	307
Gráfica 112. Tasa de producción de petróleo. CASO 1. Inyección de SP	309
Gráfica 113. Tasa de producción de agua. CASO 1. Inyección SP	309

Gráfica 114. Producción acumulada de petróleo. CASO 1. Inyección SP	309
Gráfica 115. Producción acumulada de agua. CASO 1. Inyección SP	310
Gráfica 116. Factor de recobro de petróleo. CASO 1. Inyección SP	311
Gráfica 117. Tasa de producción de petróleo vs. VP. Modelo PF. CASO 1	324
Gráfica 118. Tasa de producción de agua vs. VP. Modelo PF. CASO 1	325
Gráfica 119. Producción acumulada de petróleo vs. VP. Modelo PF. CASO 1	325
Gráfica 120. Producción acumulada de agua vs. VP. Modelo PF. CASO 1	326
Gráfica 121. Factor de recobro de petróleo vs. VP. Modelo PF. CASO 1	327
Gráfica 122. Tasa de petróleo vs. VP. Modelo SPF. CASO 1	328
Gráfica 123. Tasa de agua vs. VP. Modelo SPF. CASO 1	329
Gráfica 124. Petróleo acumulado producido vs. VP. Modelo SPF. CASO 1	329
Gráfica 125. Agua acumulada producida vs. VP. Modelo SPF. CASO 1	330
Gráfica 126. Factor de recobro de petróleo vs. VP. Modelo SPF. CASO 1	330
Gráfica 127. Tasa de petróleo vs. VP. Modelo PF. AN125VHM. CASO 2	352
Gráfica 128. Tasa de agua vs. VP. Modelo PF. AN125VHM. CASO 2	352
Gráfica 129. Petróleo acumulado vs. VP. Modelo PF. AN125VHM. CASO 2	353
Gráfica 130. Agua acumulada vs. VP. Modelo PF. AN125VHM. CASO 2	354
Gráfica 131. Factor de recobro vs. VP. Modelo PF. AN125VHM. CASO 2	354
Gráfica 132. Tasa de petróleo vs. VP. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 2	356
Gráfica 133. Tasa de agua vs. VP. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 2	356
Gráfica 134. Petróleo acumulado vs. VP. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 2	357
Gráfica 135. Agua acumulada vs. VP. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 2	357
Gráfica 136. Factor de recobro vs. VP. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 2	358
Gráfica 137. Tasa de petróleo vs. VP. Modelo PF. FLOOPAM. CASO 2	359
Gráfica 138. Tasa de agua vs. VP. Modelo PF. FLOOPAM. CASO 2	359
Gráfica 139. Petróleo acumulado vs. VP. Modelo PF. FLOOPAM. CASO 2	360
Gráfica 140. Agua acumulada vs. VP. Modelo PF. FLOOPAM. CASO 2	361
Gráfica 141. Factor de recobro vs. VP. Modelo PF. FLOOPAM. CASO 2	361
Gráfica 142. Tasa de petróleo vs. VP. Modelo SPF. FLOOPAM. CASO 2	362
Gráfica 143. Tasa de agua vs. VP. Modelo SPF. FLOOPAM. CASO 2	363
Gráfica 144. Petróleo acumulado vs. VP. Modelo SPF. FLOOPAM. CASO 2	363
Gráfica 145. Agua acumulada vs. VP. Modelo SPF. FLOOPAM. CASO 2	364
Gráfica 146. Factor de recobro vs. VP. Modelo SPF. FLOOPAM. CASO 2	365
Gráfica 147. Tasa de petróleo vs. VP. Modelo PF. HPAM. CASO 2	366
Gráfica 148. Tasa producción de agua vs. VP. Modelo PF. HPAM. CASO 2	366
Gráfica 149. Petróleo acumulado vs. VP. Modelo PF. HPAM. CASO 2	367
Gráfica 150. Agua acumulada vs. VP. Modelo PF. HPAM. CASO 2	368
Gráfica 151. Factor de recobro d vs. VP. Modelo PF. HPAM. CASO 2	369
Gráfica 152. Tasa de petróleo vs. VP. Modelo SPF. HPAM. CASO 2	369

Gráfica 153. Tasa de agua vs. VP. Modelo SPF. HPAM. CASO 2	370
Gráfica 154. Petróleo acumulado vs. VP. Modelo SPF. HPAM. CASO 2	370
Gráfica 155. Agua acumulada vs. VP. Modelo SPF. HPAM. CASO 2	371
Gráfica 156. Factor de recobro vs. VP. Modelo SPF. HPAM. CASO 2	372
Gráfica 157. Tasa de petróleo vs. VP. Modelo PF. SUPERPUSHER. CASO 2	373
Gráfica 158. Tasa de agua vs. VP. Modelo PF. SUPERPUSHER. CASO 2	373
Gráfica 159. Petróleo acumulado vs. VP. Modelo PF. SUPERP. CASO 2	374
Gráfica 160. Agua acumulada vs. VP. Modelo PF. SUPERPUSHER. CASO 2	374
Gráfica 161. Factor de recobro vs. VP. Modelo PF. SUPERP. CASO 2	375
Gráfica 162. Tasa de petróleo vs. VP. Modelo SPF. SUPERP. CASO 2	376
Gráfica 163. Tasa de agua vs. VP. Modelo SPF. SUPERPUSHER. CASO 2	377
Gráfica 164. Petróleo acumulado vs. VP. Modelo SPF. SUPERPUSHER.	377
Gráfica 165. Agua acumulada vs. VP. Modelo SPF. SUPERP. CASO 2	378
Gráfica 166. Factor de recobro vs. VP. Modelo SPF. SUPERP. CASO 2	379
Gráfica 167. Tasa de producción de petróleo vs. VP. Modelo PF. CASO 3	387
Gráfica 168. Tasa de producción de agua vs. VP. Modelo PF. CASO 3	387
Gráfica 169. Producción acumulada de petróleo vs. VP. Modelo PF. CASO 3	388
Gráfica 170. Producción acumulada de agua vs. VP. Modelo PF. CASO 3	389
Gráfica 171. Factor de recobro de petróleo vs. VP. Modelo PF. CASO 3	389
Gráfica 172. Tasa de producción de petróleo vs. VP. Modelo SPF. CASO 3	390
Gráfica 173. Tasa de producción de agua vs. VP. Modelo SPF. CASO 3	391
Gráfica 174. Petróleo acumulado producido vs. VP. Modelo SPF. CASO 3	391
Gráfica 175. Agua acumulado producida vs. VP. Modelo SPF. CASO 3	392
Gráfica 176. Factor de recobro de petróleo vs. VP. Modelo SPF. CASO 3	392
Gráfica 177. Porcentajes de costos asociados a las herramientas	401
Gráfica 178. Valor Presente Neto a 15 años	407

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Porosidad efectiva y total	51
Figura 2. Permeabilidad	53
Figura 3. Área superficial por unidad de volumen	58
Figura 4. Relación entre la mojabilidad y el ángulo de contacto	61
Figura 5. Mojabilidad	61
Figura 6. Distribución de la capacidad de flujo	66
Figura 7. Correlación del coeficiente de Lorenz y la variación de permeabilidad	68
Figura 8. Inyección de agua	76
Figura 9. Inyección de gas	77
Figura 10. Inyección de polímeros	84
Figura 11. Inyección de surfactantes	87
Figura 12. Inyección de surfactantes-polímeros	90
Figura 13. Inyección de álcalis-surfactantes-polímeros	93
Figura 14. Recobro de petróleo, inyección química	100
Figura 15. Retención de surfactante en arenas	104
Figura 16. Desaturación capilar para areniscas Berea	107
Figura 17. Efecto de relación tamaño del tapón de surfactante, barrido vertical	109
Figura 18. Eficiencia de movilidad del bache de polímero	111
Figura 19. Diagrama de flujo fraccional	113
Figura 20. Función adimensional de producción, medio homogéneo	115
Figura 21. Función adimensional de producción, medio heterogéneo	118
Figura 22. Función de producción, medio heterogéneo	118
Figura 23. Efecto del flujo cruzado en el recobro de petróleo simulado	120
Figura 24. Perfil de saturación antes de la ruptura de agua, inyección WF/PF	141
Figura 25. Flujo fraccional, inyección de agua/polímeros	142
Figura 26. Producción de petróleo, inyección de agua/polímeros	144
Figura 27. Modelo de cinco puntos	144
Figura 28. Capacidad de flujo vs. Capacidad de almacenamiento	146
Figura 29. Factor de corrección del banco de polímero	148
Figura 30. Efecto del tamaño del tapón de polímero en el recobro de petróleo	149
Figura 31. Inyectividad de fluidos newtonianos y fluidos no-newtonianos	156
Figura 32. Sección I/O Control	167
Figura 33. Creación de la grilla	168
Figura 34. Grilla del modelo base	169
Figura 35. Condiciones iniciales del modelo base	177

Figura 36. Controles del pozo productor	178
Figura 37. Controles de los pozos inyectoros	178
Figura 38. Paso 1. Selección del tipo de proceso	181
Figura 39. Paso 2. Ingreso de propiedades del polímero.	181
Figura 40. Paso 4. Ingreso de adsorción del polímero	183
Figura 41. Paso 5. Ingreso de viscosidades del polímero	184
Figura 42. Adsorción del polímero	185
Figura 43. Inyección de polímero	186
Figura 44. Paso 2. Ingreso de propiedades del surfactante	190
Figura 45. Paso 5. Ingreso de tensiones interfaciales del surfactante	190
Figura 46. Paso 6. Ingreso de adsorción del surfactante	191
Figura 47. Adsorción del surfactante	192
Figura 48. Inyección de surfactante	195
Figura 49. Inyección de surfactante-polímero	198
Figura 50. Número de variables independientes	244
Figura 51. Ícono de la aplicación	272
Figura 52. Presentación de la aplicación CHP	273
Figura 53. Estructura de la aplicación	274
Figura 54. Información de la predicción	276
Figura 55. Propiedades del yacimiento	277
Figura 56. Propiedades de los fluidos	278
Figura 57. Estimación PVT	279
Figura 58. Correlaciones	279
Figura 59. Interacción roca-fluido	280
Figura 60. Gráfica de permeabilidades relativas	281
Figura 61. Tabla de permeabilidades relativas	282
Figura 62. Gráfica de flujo fraccional	283
Figura 63. Tabla de flujo fraccional	283
Figura 64. Información de inyección	284
Figura 65. Estratificación del yacimiento	285
Figura 66. Datos del proceso de recuperación mejorada EOR	286
Figura 67. Resultados de saturaciones	289
Figura 68. Ruptura de agua/polímero	290
Figura 69. Resultados por capa de recobro de petróleo y saturación de agua	290
Figura 70. Resultados de producción	293
Figura 71. Resultados de inyección	293
Figura 72. Resumen de proceso de recuperación mejorada EOR	294
Figura 73. Gráfica producción de petróleo y agua	295
Figura 74. Gráfica producción acumulada de petróleo y agua	295

Figura 75. Gráfica recobro de petróleo	296
Figura 76. Archivo para importar	297
Figura 77. Datos del ajuste	297
Figura 78. Gráfica tasas de producción de petróleo y agua, comparación	298
Figura 79. Gráfica producción acumulada de petróleo y agua, comparación	299
Figura 80. Gráfica recobro de petróleo, comparación	299
Figura 81. Vista areal del grid de simulación. CASO 1	301
Figura 82. Área del patrón invertido de 5 pozos. CASO 1	303
Figura 83. Datos de entrada en el modelo predictivo. CASO 1	313
Figura 84. Estratificación. CASO 1	314
Figura 85. Propiedades del proceso de inyección de polímeros. CASO 1	314
Figura 86. Producción de petróleo y agua. CASO 1	315
Figura 87. Producción acumulada de petróleo y agua. CASO 1	316
Figura 88. Factor de recobro de petróleo, CASO 1	316
Figura 89. Propiedades de surfactante para validación. CASO 1	317
Figura 90. Tasas de producción. CASO 1. Inyección SP	318
Figura 91. Producción acumulada. CASO 1. Inyección SP	319
Figura 92. Factor de recobro. CASO 1. Inyección SP	319
Figura 93. Tasa de producción. Modelo predictivo PF vs. CMG. CASO 1	320
Figura 94. Producción acumulada. Modelo predictivo PF vs. CMG. CASO 1	321
Figura 95. Factor de recobro. Modelo predictivo PF vs. CMG. CASO 1	322
Figura 96. Tasas de producción. Modelo predictivo SPF vs. CMG. CASO 1	322
Figura 97. Producción acumulada. Modelo predictivo SPF vs. CMG. CASO 1	323
Figura 98. Factor de recobro. Modelo predictivo SPF vs. CMG. CASO 1	323
Figura 99. Vista areal del grid de simulación. CASO 2	333
Figura 100. Tasa de producción. Modelo PF vs. CMG. AN125VHM. CASO 2	336
Figura 101. Producción acumulada. Modelo PF vs. CMG. AN125. CASO 2	337
Figura 102. Factor de recobro. Modelo PF vs. CMG. AN125VHM. CASO 2	337
Figura 103. Tasas de producción. Modelo SPF vs. CMG. AN125. CASO 2	338
Figura 104. Producción acumulada. Modelo SPF vs. CMG. AN125. CASO 2	339
Figura 105. Factor de recobro. Modelo SPF vs. CMG. AN125VHM. CASO 2	339
Figura 106. Tasas de producción. Modelo PF vs. CMG. FLOOPAM. CASO 2	340
Figura 107. Producción acumulada. Modelo PF vs. CMG. FLOOP. CASO 2	341
Figura 108. Factor de recobro. Modelo PF vs. CMG. FLOOPAM. CASO 2	342
Figura 109. Tasas de producción. Modelo SPF vs. CMG. FLOOP. CASO 2	342
Figura 110. Producción acumulada. Modelo SPF vs. CMG. FLOOP. CASO 2	343
Figura 111. Recobro de petróleo. Modelo SPF vs. CMG. FLOOPAM. CASO 2	343
Figura 112. Tasas de producción. Modelo PF vs. CMG. HPAM. CASO 2	344
Figura 113. Producción acumulada. Modelo PF vs. CMG. HPAM. CASO 2	345

Figura 114. Recobro de petróleo. Modelo PF vs. CMG. HPAM. CASO 2	345
Figura 115. Tasas de producción. Modelo SPF vs. CMG. HPAM. CASO 2	346
Figura 116. Producción acumulada. Modelo SPF vs. CMG. HPAM. CASO 2	346
Figura 117. Factor de recobro. Modelo SPF vs. CMG. HPAM. CASO 2	347
Figura 118. Tasa de producción. Modelo PF vs. CMG. SUPERP. CASO 2	348
Figura 119. Producción acumulada. Modelo PF vs. CMG. SUPERPUSHER	348
Figura 120. Factor de recobro. Modelo predictivo PF vs. CMG. SUPERP	349
Figura 121. Tasa de producción. Modelo SPF vs. CMG. SUPERP. CASO 2	350
Figura 122. Producción acumulada. Modelo SPF vs. CMG. SUPERP CASO 2	350
Figura 123. Factor de recobro. Modelo SPF vs. CMG. SUPERP. CASO 2	351
Figura 124. Tasa de producción. Modelo PF vs. CMG. CASO 3	383
Figura 125. Producción acumulada. Modelo PF vs. CMG. CASO 3	383
Figura 126. Factor de recobro. Modelo PF vs. CMG. CASO 3	383
Figura 127. Tasa de producción. Modelo SPF vs. CMG. CASO 3	384
Figura 128. Producción acumulada. Modelo SPF vs. CMG. CASO 3	385
Figura 129. Factor de recobro. Modelo SPF vs. CMG. CASO 3	386

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A. Método de bisección	419
ANEXO B. Descripción del arreglo de inyección inverso de cinco puntos	421
ANEXO C. Análisis PVT del modelo	429
ANEXO D. Permeabilidades relativas del modelo	431
ANEXO E. Trayectoria de los pozos	434
ANEXO F. Sets de interpolación para inyección SP	439
ANEXO G. Fechas para sensibilidades de volumen poroso	442
ANEXO H. Tablas para sensibilidades de permeabilidad promedio	444
ANEXO I. Tablas para sensibilidades de coeficiente de Dkstra-Parsons	449
ANEXO J. Propiedades de los fluidos de un yacimiento	452
ANEXO K. Validación de la capacidad predictiva de la herramienta	493
ANEXO L. Base de datos de los polímeros de la aplicación	517

ABREVIATURAS

<i>ABRJ</i>	: Modelo predictivo realizado por Angarita-Buitrago-Ramos-Jiménez.
<i>adimen</i>	: Adimensional.
<i>ASP</i>	: Inyección de álcali-surfactante-polímero.
<i>atm</i>	: Atmósfera.
<i>Bbl</i>	: Barril.
<i>BN</i>	: Barriles normales.
<i>BPD</i>	: Barriles por día.
<i>BT</i>	: Ruptura de agua.
<i>BY</i>	: Barriles de yacimiento.
<i>cP</i>	: Centipoise.
<i>CFPM</i>	: Modelo predictivo para la inyección de surfactantes-polímeros.
<i>CMG</i>	: <i>Computer Modelling Group</i> .
<i>CPB</i>	: Factor de corrección por tapón de polímero finito.
<i>CSB</i>	: Factor de corrección por tapón de surfactante finito.
<i>d</i>	: Día.
<i>DOE</i>	: Departamento de Energía de Estados Unidos.
<i>EOR</i>	: Métodos de recuperación mejorada (<i>Enhanced Oil Recovery</i>).
<i>ER</i>	: Recobro general de petróleo.
<i>FIT</i>	: Ajuste.
<i>FLOOPAM</i>	: Polímero FLOOPAM 3230S.
<i>FR</i>	: Factor de recobro de petróleo.
<i>ft</i>	: Pies.
<i>g</i>	: Gramos.
<i>HPAM</i>	: Poliacrilamida parcialmente hidrolizada 333S.
<i>IFT</i>	: Tensión interfacial, [dinas/cm].
<i>m</i>	: Metros.
<i>mD</i>	: MiliDarcy.
<i>NPC</i>	: Consejo Nacional de Petróleo de Estados Unidos.
<i>PCN</i>	: Pies cúbicos normales.

<i>PF</i>	: Inyección de polímero (<i>Polymer Flooding</i>).
<i>PFPM</i>	: Método predictivo para la inyección de polímeros.
<i>PM</i>	: Modelo predictivo para la inyección de polímeros y agua.
<i>ppm</i>	: Partes por millón.
<i>psi</i>	: Libras por pulgada cuadrada.
<i>PVT</i>	: Pruebas de presión, volumen y temperatura.
<i>s</i>	: Segundos.
<i>SF</i>	: Inyección de surfactantes (<i>Surfactant Flooding</i>).
<i>SP</i>	: Surfactante-polímero.
<i>SPF</i>	: Inyección de surfactantes-polímeros (<i>Surfactant-Polymer Flooding</i>).
<i>SUPERP</i>	: Polímero SNF SUPERPUSHER B192.
<i>TDS</i>	: Sólidos disueltos totales.
<i>TO</i>	: Petróleo objetivo.
<i>VE</i>	: Equilibrio vertical.
<i>VDP</i>	: Coeficiente de Dykstra-Parsons
<i>VP</i>	: Volumen poroso.
<i>VP_{acc}</i>	: Volumen poroso accesible.
<i>WF</i>	: Inyección de agua (<i>Waterflooding</i>).
<i>°API</i>	: Gravedad del petróleo.
<i>°F</i>	: Grados Fahrenheit.
<i>°R</i>	: Grados Rankine.

NOMENCLATURA

A	: Área de la sección transversal, [cm ²].
A_{ai}	: Área del patrón inyector-productor, [cm ²].
A_L	: Área sobre la línea recta, [cm ²].
a_s	: Retención de surfactante, [mg/g roca]
B_L	: Área bajo la línea recta, [cm ²].
B_o	: Factor volumétrico del petróleo, [BY/BN].
B_{of}	: Factor volumétrico de formación del petróleo final, [BY/BN].
B_{oi}	: Factor volumétrico de formación del petróleo inicial, [BY/BN].
BT_{OB}	: Ruptura del banco de petróleo, en términos de VP, [BY/BN].
BT_{PB}	: Ruptura del banco de polímero, en términos de VP, [BY/BN].
C	: Capacidad de almacenamiento, [fracción].
C_L	: Área total ($A_L + B_L$), [cm ²].
CP	: Concentración total de polímero, [ppm].
CP_A	: Concentración de polímero adsorbido, [ppm].
C_{PB}	: Factor de corrección por efecto de tapón de polímero finito, [adim].
C'_p	: Coeficiente de inyectividad, [psi/ft].
c_r	: Compresibilidad de la roca, [psi ⁻¹].
C_s	: Concentración de surfactante en el tapón, [Fracción volumen].
D	: Profundidad, [ft].
$DFDS$: Derivada de flujo fraccional, [adimensional].
d_g	: Diámetro de garganta [μm].
D_i	: Profundidad en K_i , [ft].
D_s	: Retención de surfactante, [adimensional].
D_{sp}	: Adsorción de polímero, [adimensional].
E_A	: Eficiencia de barrido areal, [fracción].
E_D	: Eficiencia de desplazamiento microscópica, [fracción].
E_{MB}	: Eficiencia de movilidad del bache de polímero, [fracción].
E_R	: Eficiencia de recobro de petróleo en procesos SP, [fracción].
E_R^C	: Eficiencia de recobro terciario cuando hay flujo cruzado, [fracción].

$ERFUNC$: Función error.
E_V	: Eficiencia de barrido vertical, [fracción].
F	: Capacidad de flujo, [fracción].
f	: Fluido (agua, petróleo o gas).
f_{bw}	: Fracción del yacimiento por encima del agua de fondo.
F_d	: Volumen poroso desplazable, [adimensional].
F_{dA}	: Volumen poroso desplazable aparente, [adimensional].
f_{gc}	: Fracción del yacimiento por debajo de la capa de gas.
F_i	: Volumen poroso desplazable por el fluido desplazante.
f_{ob}	: Flujo fraccional del banco de petróleo, [flujo de fase/flujo total].
f_{oi}	: Flujo fraccional de petróleo inicial, [fracción].
f_{opk}	: Flujo fraccional del pico de petróleo, [fracción].
f_P	: Concentración de la solución de polímero fluyente, [masa de polímero/volumen de la fase agua].
FR	: Factor de resistencia, [adimensional].
$FR_{máx}$: Factor de resistencia máxima, [adimensional].
FR_r	: Factor de resistencia residual, [adimensional].
f_w	: Flujo fraccional de agua, [adimensional].
f_{wb}	: Flujo fraccional del banco de agua, [flujo de fase/flujo total)].
g	: Aceleración de la gravedad, [m/s ²]
G_f	: Gradiente de fractura, [psi/ft].
H	: Espesor interno total, [ft].
h	: Espesor de la capa, [ft].
H_{bk}	: Coeficiente de Blake-Kozeny, [cP (cm/s) ¹⁻ⁿ],
I	: Volumen poroso inyectado, [fracción].
K	: Coeficiente de la ley de potencia, <i>power-law</i> , [cP (s) ⁿ⁻¹].
k	: Permeabilidad, [mD].
k_h	: Permeabilidad horizontal, [mD].
K_i	: Coeficiente matricial de la roca; [adimensional].
k_{ro}	: Permeabilidad relativa del petróleo, [mD].
k_{rw}	: Permeabilidad relativa del agua, [mD].

k_v	: Permeabilidad vertical, [mD].
L	: Distancia inyector-productor, [ft].
L_{core}	: Longitud del núcleo, [cm].
L_{Lz}	: Coeficiente de Lorenz, [adimensional].
L_x	: Longitud del yacimiento en dirección x, [ft].
M	: Promedio de la razón de movilidad; [adimensional].
M_{CP}	: Razón de movilidad agua-polímero, [adimensional].
M_e	: Razón de movilidad efectiva, [adimensional].
M_P	: Peso molecular del polímero, [g/mol].
M_S	: Masa del material sólido, [g]
n	: Exponente de la ley de potencia, [adimensional].
N_δ	: Número de reducción de poro adimensional, [adimensional].
N_μ	: Viscosidad, [adimensional].
N_{cap}	: Número capilar, [adimensional].
N_G	: Función de gravedad, [adimensional].
n_o	: Exponente del petróleo, [adimensional].
N_p	: Petróleo acumulado producido, [Bbl]
n_w	: Exponente del agua, [adimensional].
$OOIP$: Petróleo original <i>in-situ</i> , [Bbl].
OR	: Recobro de petróleo, [fracción].
P	: Presión, [psi].
P_b	: Presión de burbuja, [psi].
P_c	: Presión capilar, [dina/cm ²].
P_{ch}	: Presión capilar a z=0 y a una x especificada, [dina/cm ²].
P_{nm}	: Presión fase no mojante, [dina/cm ²].
P_m	: Presión fase mojante, [dina/cm ²].
P_{Poroso}	: Presión de poro, [psi].
P_{Sob}	: Presión de sobrecarga, [psi].
q	: Tasa de producción/inyección para estado estable [Bbl/día].
q_i	: Tasa de inyección total, [Bbl/día].
q_{ib}	: Tasa de inyección base, [Bbl/día].

q_{iN}	: Tasa de inyección fluidos newtonianos, [Bbl/día].
QL	: Tasa inicial de inyección para cada capa, [Bbl/día].
q_{NN}	: Tasa de inyección para fluidos no newtonianos, [Bbl/día].
R	: Relación de permeabilidades relativas en los puntos extremos.
r_{ai}	: Radio del patrón (productor-inyector), [ft].
R_k	: Factor de reducción de permeabilidad, [adimensional].
R_L	: Número adimensional de flujo cruzado.
R_S	: Relación de gas disuelto en el petróleo, [PCN/BN].
R_{TS}	: Relación adimensional del tamaño del tapón de surfactante.
r_w	: Radio del pozo, [ft].
S_{ob}	: Saturación del banco de petróleo, [fracción].
S_{oi}	: Saturación de petróleo inicial, [fracción].
S_{orc}	: Saturación de petróleo residual al químico, [fracción].
S_{orw}	: Saturación de petróleo residual al agua, [fracción].
S_p	: Factor de pseudo-daño, [adimensional].
S_{wb}	: Saturación del banco de agua, [fracción].
S_{wc}	: Saturación de agua connata, [fracción].
S_{wi}	: Saturación de agua inicial, [fracción].
S_{wp}	: Saturación de agua en la zona barrida por el polímero, [fracción].
t_D	: Tiempo adimensional, volumen poroso inyectado.
t_{DL}	: Tiempo adimensional en un sección transversal, VP inyectado.
t_{Dob}	: Tiempo de ruptura adimensional del banco de petróleo.
t_{DS}	: Tiempo de ruptura adimensional del banco de surfactante.
t_{DSW}	: Tiempo cuando la tasa de petróleo es cero, [adimensional].
TO	: Petróleo en el yacimiento luego de la inyección de agua, [Bbl].
$TOTM$: Movilidad relativa total, [adimensional].
u	: Velocidad de Darcy, [ft/día].
u_x	: Velocidad superficial en la dirección x, [longitud/tiempo].
u_{wx}	: Velocidad superficial de x en la fase agua, [longitud/tiempo].
\ddot{u}	: Relación de Poisson, [adimensional].
v	: Velocidad de flujo específica aparente, [longitud/tiempo].

VAR	: Variación de la distribución log-normal de la permeabilidad, [adim].
V_{DP}	: Coeficiente de Dykstra-Parsons, [adimensional].
VE_{PB}	: Volumen efectivo del tapón de polímero, [fracción].
V_f	: Volumen del fluido, [cm ³].
V_{MB}	: Tamaño del bache de polímero en términos de volumen poroso.
v_{ob}	: Velocidad del frente del banco de petróleo, [longitud/tiempo].
V_p	: Volumen poroso, [fracción].
V_{ps}	: Volumen poroso del tapón de surfactante, [fracción].
V_{pTI}	: Volumen poroso actual del tapón inyectado, [fracción].
V_S	: Volumen del material sólido, [cm ³].
v_s	: Velocidad del frente de surfactante, [longitud/tiempo].
V_T	: Volumen total, [cm ³].
x	: Dirección x.
x_D	: Distancia adimensional en la dirección x.
z	: Factor de compresibilidad del gas, [adimensional].
γ	: Relación de conductividad, [adimensional].
γ_{Corte}	: Tasa de corte, [s ⁻¹].
δ	: Volumen poroso inaccesible, [fracción total de volumen poroso].
Δp	: Diferencial de presión en el núcleo, [atm].
λ_{ps}	: Movilidad de la solución de polímero, [adimensional].
λ_T	: Movilidad total, [adimensional].
λ_w	: Movilidad del agua, [adimensional].
μ	: Viscosidad, [cP].
μ_g	: Viscosidad del gas, [cP].
μ_o	: Viscosidad del petróleo, [cP].
μ_p	: Viscosidad del polímero, [cP].
μ_{papp}	: Viscosidad aparente de polímero, [cP].
μ_w	: Viscosidad del agua, [cP].
μ_{wapp}	: Viscosidad aparente del agua, [cP].
ρ_o	: Densidad del petróleo, [Lb/ft ³].
ρ_r	: Densidad de la roca, [Lb/ft ³].

ρ_{rb}	: Densidad de roca aparente, [Lb/ft ³].
ρ_s	: Densidad del surfactante, [Lb/ft ³].
ρ_w	: Densidad del agua, [Lb/ft ³].
σ	: Tensión interfacial, [dinas/cm].
\emptyset	: Porosidad, [fracción].
\emptyset_e	: Porosidad efectiva de la roca, [fracción].
\emptyset_w	: Espacio poroso ocupado por agua, [fracción].
φ	: Ángulo de inclinación, [grados].
θ	: Ángulo de contacto, [grados].
ω_p	: Concentración de la solución de polímero, [masa de polímero/masa de solución].
$\bar{\omega}_p$: Concentración de polímero adsorbido, [masa de polímero/masa de solución].
$\bar{\omega}_{pBT}$: Concentración promedio de la solución de polímero detrás del frente a ruptura de agua, [masa de polímero/masa de solución].
°	: Funciones evaluadas a los puntos extremos.
'	: Funciones adimensionales para medio heterogéneo.
-	: Valores promedios para una sección transversal.
~	: Propiedades pseudo-relativas.

GLOSARIO

ADSORCIÓN: fenómeno de retención de fluidos en una superficie sólida, en presencia de otros fluidos.

BARRIL: unidad volumétrica generalmente usada para la medición de crudo. Equivalente a 42 galones U.S.

CMG IMEX: simulador que pertenece a la suite de CMG, para el modelaje de yacimientos tipo *black oil*.

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

COEFICIENTE DE CORRELACIÓN: medida de la relación entre dos variables cuantificables. También puede ser definido como la dependencia de una variable con respecto a otra.

COEFICIENTE DE DETERMINACIÓN: coeficiente encargado de predecir futuros comportamientos, y así mismo, determinar la calidad de las predicciones.

CONCENTRACIÓN DE POLÍMERO: relación entre la cantidad de polímero presente en la solución de inyección y la cantidad total de solución.

CONCENTRACIÓN DE SURFACTANTE: cantidad en partes por millón de surfactante que se disuelven en una solución de agua.

DIGITACIÓN VISCOSA: fenómeno que aparece luego de un proceso de inyección por la intrusión de fluido inyectado dentro del fluido desplazado. Es la respuesta a una acción de barrido ineficiente, evitando el desplazamiento de cantidades de petróleo recuperables, y generando la irrupción de agua en etapas tempranas de producción.

EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL: relación existente entre el área horizontal contactada por el fluido desplazante en un proceso de recuperación, y el área horizontal total contactable.

EFICIENCIA DE BARRIDO VOLUMÉTRICO: fracción del volumen total invadido de un yacimiento por un proceso de recuperación secundaria o mejorada.

EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO: cambio en fracción de la saturación de petróleo residual luego de un proceso de inyección, con respecto a la saturación de petróleo residual antes del proceso.

FACTOR DE RECOBRO: relación entre la cantidad de petróleo que puede ser extraído mediante cualquier método de recuperación, y la cantidad de petróleo original *in situ*. Usualmente se expresa en porcentaje.

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

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

INYECCIÓN DE POLÍMERO: inyección de una solución polimérica soluble en agua, seguido de un bache de agua.

INYECCIÓN DE SURFACTANTE: inyección de un bache compuesto por: agua, surfactante, electrolito, cosolvente y un hidrocarburo, seguido de un tapón de agua.

MODELO PREDICTIVO: solución analítica para los cálculos de recuperación de petróleo bajo diferentes esquemas de producción.

MOVILIDAD: se define como la facilidad de un fluido para moverse en un medio. Es expresada como la relación entre la permeabilidad relativa y la viscosidad de un fluido.

PATRÓN DE INYECCIÓN: ubicación de pozos productores e inyectores en un yacimiento, siguiendo una forma geométrica definida. Puede ser de manera normal (más inyectores que productores) o de manera inversa.

PERMEABILIDAD: parámetro que define la capacidad de flujo de los fluidos a través de los poros interconectados de la roca.

POLÍMERO: conjunto de macromoléculas obtenido a partir de procesos de polimerización.

RAZÓN DE MOVILIDAD: se define como la razón entre la movilidad de la fase desplazante y la movilidad de la fase desplazada.

RECOBRO MEJORADO: método de recuperación que considera procesos térmicos, inyección química, combustión *in situ*, entre otros. Se refiere a la recuperación de petróleo por mecanismos diferentes a técnicas primarias y secundarias.

RECOBRO PRIMARIO: método de extracción de petróleo que aprovecha la energía natural del yacimiento, produciendo por flujo natural, o con ayuda de tecnologías de levantamiento artificial.

RECOBRO SECUNDARIO: método utilizado para aumentar la presión del yacimiento, por medio de la inyección de agua o gas en distintos patrones de inyección.

SATURACIÓN: fracción volumétrica de los fluidos presentes en el yacimiento a una determinada profundidad.

SATURACIÓN DE AGUA: fracción en volumen de agua en el espacio poroso a una determinada profundidad.

SATURACIÓN DE PETRÓLEO: fracción ocupada por el petróleo presente en el yacimiento a una profundidad específica.

SETS DE INTERPOLACIÓN: se refiere a las tablas de permeabilidades relativas, debido a los efectos del surfactante en el yacimiento, es decir, las tablas de cambios de permeabilidades relativas, saturación de petróleo residual y saturación de agua irreducible, para cada concentración de surfactante especificada.

SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS: rama de la ingeniería de yacimientos que busca predecir el comportamiento real de los fluidos en el yacimiento, mediante el uso de métodos numéricos y la ecuación de difusividad.

SIMULADOR DE YACIMIENTOS: conjunto de programas que mediante el uso de la simulación numérica, obtienen soluciones rápidas en la predicción del comportamiento del yacimiento.

SOFTWARE EOR: interfaz gráfica desarrollada por el Departamento de Energía de Estados Unidos y su Laboratorio Nacional de Tecnología Energética, con la finalidad de realizar predicciones rápidas de campos de petróleo, cuantificando la producción incremental para las técnicas EOR potencialmente aplicables.

SURFACTANTE: sustancia química que busca cambiar la mojabilidad en el yacimiento cuando se adsorbe en la superficie sólida.

TENSIÓN INTERFACIAL: fuerza existente en la interfase de dos líquidos inmiscibles.

TUBO DE CORRIENTE: área rodeada por dos líneas de corriente que permite el movimiento de un volumen específico de fluido.

VISUAL BASIC: lenguaje de programación desarrollado por Alan Cooper para Microsoft en 1991, en lenguaje Basic (*Beginner's All-purpose Symbolic Instruction Code*), para la creación de aplicaciones o contenidos informáticos de manera simple y accesible.

YACIMIENTO: estructura geológica de volumen limitado, con acumulación natural de hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso.

RESUMEN

El presente trabajo describe el desarrollo de un modelo predictivo, para procesos de inyección de químicos surfactantes-polímeros, incluye documentación teórica de las propiedades del yacimiento, y la descripción geológica de las rocas comúnmente presentes en yacimientos petrolíferos. Para luego, describir las técnicas de recuperación secundaria y mejorada, teniendo en cuenta los fenómenos de interacción roca-fluido. Después, se realizó una descripción de los modelos predictivos existentes para la inyección de polímeros (PM, PFPM) e inyección de surfactantes-polímeros (CFPM), definiendo la metodología usada en su desarrollo.

Para el desarrollo del modelo base de simulación química, se definieron cuatro procesos como lo son: inyección de agua, inyección de surfactantes, inyección de polímeros e inyección de surfactantes-polímeros; con sus respectivas variables usadas en la generación. Luego de esto, se realizó el análisis de sensibilidades para los procesos de inyección de surfactantes, polímeros y surfactantes-polímeros, con el fin de cuantificar parámetros correlacionables de estos tres procesos; donde los datos obtenidos fueron ajustados usando el programa Curve Expert.

El desarrollo del modelo predictivo para inyección de surfactantes, polímeros y surfactantes-polímeros, está basado en el modelo predictivo para la inyección de polímeros PFPM. Se realizó la modificación del factor de corrección por efecto de tapón de polímero finito y se incluye utilizando las correlaciones generadas, para todos los procesos, se realizaron cálculos de flujo fraccional para inyección continua del químico.

La aplicación de este método, se desarrolló en el lenguaje Visual Basic, que incluye la predicción del comportamiento de los procesos de inyección de agua, surfactantes, polímeros y surfactantes-polímeros del modelo predictivo desarrollado, y de los modelos existentes descritos en el documento; además de cálculos de información de entrada, lo que resulta en poca información del yacimiento y del proceso para la predicción.

Para la validación del modelo, se realizó la predicción del comportamiento de un campo específico, utilizando: el modelo de predicción desarrollado, el existente para inyección química, el software EOR y el simulador numérico CMG, obteniendo porcentajes de error aceptables.

Por último, se realizó un análisis financiero de la aplicación desarrollada para la predicción, con el fin determinar la viabilidad de implementación del proyecto con respecto al uso del simulador numérico CMG y el software EOR, calculando un Valor Presento Neto a 15 años de \$ 1,187,847,064 y \$ 14,751,226, respectivamente.

Con las siguientes palabras claves para la recuperación del trabajo:

- * Bache surfactante-polímero.
- * Modelo predictivo de producción de petróleo.
- * Recobro mejorado de petróleo.
- * Recobro químico.
- * Simulación numérica de yacimientos.

INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo, está en la búsqueda constante de formas de extraer eficientemente el petróleo, y por eso, se establecen tres fases o procesos de recobro. El recobro primario produce una pequeña porción del fluido, entre 10 – 15%, gracias a los mecanismos de producción (empuje por acuífero activo, empuje por capa de gas y empuje por gas en solución), que proporcionan la energía natural al yacimiento para desplazar el crudo a través de los poros. Cuando el empuje natural del yacimiento no es suficiente, se puede considerar el recobro secundario, que busca mantener o elevar la presión en el yacimiento mediante inyección de agua o gas, y que es rentable hasta que aparece un alto corte de agua o alta relación gas-petróleo. Finalmente (aunque no en todos los casos) el recobro terciario (siguiendo la secuencia de los procesos primario y secundario); la recuperación mejorada favorece la razón de movilidad y aumenta el número capilar, mediante la inyección de fluidos que normalmente no se presentan en el yacimiento, para así incrementar la eficiencia de recobro y producir cantidades considerables de petróleo remanente.

La selección apropiada del método de recuperación, depende de la evaluación de los métodos de recobro EOR y comprende varias fases. La simulación numérica detallada es considerablemente utilizada, sin embargo, se presentan inconvenientes que limitan su pertinencia; además de ser costosa, no siempre se cuenta con toda la información necesaria del yacimiento, y requiere de un tiempo prolongado de realización y análisis de resultados.

Es por esta razón, que en el presente trabajo se desarrolla un modelo predictivo para el comportamiento de la producción de petróleo, en procesos de inyección química de surfactantes, polímeros y surfactantes-polímeros, a partir del modelo predictivo existente PFPM con la modificación del factor de corrección por efecto de tapón de polímero finito; con el fin de obtener pronósticos más acertados, rápidos y menos costosos, usando poca información, en comparación con los resultados de los modelos existentes y las simulaciones numéricas. Además, se desarrolla una aplicación del modelo desarrollado en lenguaje Visual Basic.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un modelo predictivo para inyección de químicos surfactantes-polímeros convencional.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- * Describir técnicas de recobro químico y rangos de aplicabilidad.
- * Describir los métodos predictivos existentes para procesos tipo SP convencional.
- * Construir un modelo base de simulación química conceptual.
- * Realizar análisis de sensibilidades para cuantificar los parámetros correlacionables en el proceso SP convencional.
- * Desarrollar una correlación para la caracterización del proceso SP convencional.
- * Generar una aplicación que vincule las variables del proceso para obtener el perfil de producción de un pozo.
- * Validar la capacidad predictiva de la herramienta mediante la evaluación de un caso de recobro químico de un campo específico.
- * Evaluar la viabilidad financiera de la propuesta mediante el indicador Valor Presente Neto.

1. GENERALIDADES

1.1 PROPIEDADES ROCA-FLUIDO

En esta sección del capítulo, se describe algunas de las propiedades más importantes para la caracterización de un yacimiento, incluyendo la clasificación respectiva de cada una de ellas, y las ecuaciones para su cálculo.

1.1.1 Densidad de la roca. Densidad, se define como la cantidad de masa que ocupa un volumen específico. Para el caso de la roca, es la relación entre la masa de material sólido y el volumen de la parte sólida de la roca, matemáticamente se expresa en la ecuación 1.

Ecuación 1. Densidad de la roca¹

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

En la tabla 1, se muestra las densidades de diferentes tipos de minerales presentes en las rocas de los yacimientos.

Tabla 1. Densidades de minerales rocosos²

<i>Tipo de mineral</i>	<i>Densidad [g/cm³]</i>
Cuarzoarenita	2.65
Limonita	3.80
Arcilla/Ililita	2.75 – 2.85
Caolinita	2.60
Montmorillonita	2.50
Calcita	2.71
Dolomita	2.86
Anhidrita	2.96

¹ ALONSO RODRÍGUEZ, Francisco Javier. Propiedades físicas: densidad y porosidad [en línea]. [Citado abril, 2016]. Departamento de Geología (Petrología y Geoquímica), Universidad de Oviedo, España. Disponible en Internet: <https://www.researchgate.net/publication/237009661_PROPIEDADES_FISICAS_DENSIDAD_Y_POROSIDAD>.

² Ibíd.

1.1.2 Porosidad. Fracción o porcentaje de roca que no es sólido, es decir, no está ocupado por algún mineral o material. También es definido como la capacidad de almacenamiento de la roca. Matemáticamente, se define como el cociente entre el volumen poroso y el volumen total de la roca, como se muestra en la ecuación 2.

Ecuación 2. Porosidad

$$\phi = \frac{V_p}{V_T}$$

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

Dónde:

ϕ = Porosidad.

V_p = Volumen poroso.

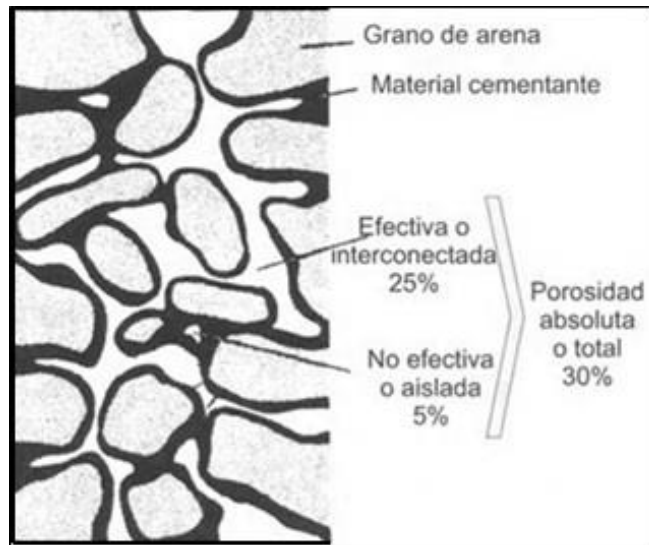
V_T = Volumen total.

1.1.2.1 Clasificación de la porosidad

- * **Según conductividad de los espacios porosos (ver figura 1).**
 - **Porosidad absoluta.** Volumen poroso formado por todos los espacios vacíos, estén interconectados o no entre sí.
 - **Porosidad relativa.** Es la porosidad formada por los espacios no sólidos que están comunicados entre sí, y por tanto permiten el flujo de fluidos.

- * **Según origen y tiempo de depositación.**
 - **Porosidad primaria.** Porosidad que se desarrolla al momento que se depositan los sedimentos, por procesos como cementación, compactación, etc. Las areniscas y las calizas, son las rocas sedimentarias con este tipo de porosidad.
 - **Porosidad secundaria.** Espacio poroso formado por procesos geológicos o inducidos después de la depositación de los sedimentos. Su origen puede ser disolución, fracturamiento o cambio de roca (dolomitización).

Figura 1. Porosidad efectiva y total



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de la roca. En: Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A., 2009. p. 222.

1.1.3 Saturación. Fracción volumétrica, que ocupa cada uno de los fluidos presentes en el espacio poroso a una determinada profundidad. Como se observa en la ecuación 3, matemáticamente puede expresarse como el cociente entre el volumen de un fluido dentro de los poros, y el volumen total de estos.

Ecuación 3. Saturación de fluidos

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Fundamentals of rock properties. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 195.

Dónde:

f = Fluido (agua, petróleo o gas).

V_f = Volumen del fluido.

S_f = Saturación de un fluido.

1.1.3.1 Clasificación de la saturación

- * **Saturación inicial.** También llamada saturación connata, se refiere a la saturación de una fase a condiciones iniciales de yacimiento, es decir, cuando no ha comenzado los procesos de desplazamiento. Se expresa como S_{xi} o S_{wc} , donde x corresponde a la fase.
- * **Saturación residual.** Corresponde a la saturación de una fase en la zona barrida, cuando ya ocurrió el desplazamiento del fluido, generalmente expresada como S_{xr} .
- * **Saturación irreducible.** Expresada como S_{xirr} , es el valor de saturación mínimo de una fase que por propiedades del yacimiento no es posible recuperar.
- * **Saturación crítica.** Es el valor de saturación mínimo requerido para que haya movimiento de un fluido, a través de los poros interconectados del yacimiento. Se expresa como S_{xc} .

1.1.4 Permeabilidad. Medida de la capacidad de la roca de permitir el flujo de fluidos a través de los poros interconectados (ver figura 2). También puede ser definida como una medida de la conductividad de los fluidos, y por analogía, se puede decir que la permeabilidad, es la inversa de la resistencia que la roca ejerce sobre los fluidos presentes. Matemáticamente se expresa con la Ley de Darcy (1856), como se muestra en la ecuación 4.

Ecuación 4. Permeabilidad

$$k = \frac{q\mu L_{core}}{A\Delta p}$$

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

Dónde:

q = Caudal, [cm³/s].

μ = Viscosidad, [cP].

L_{core} = Longitud del núcleo, [cm].

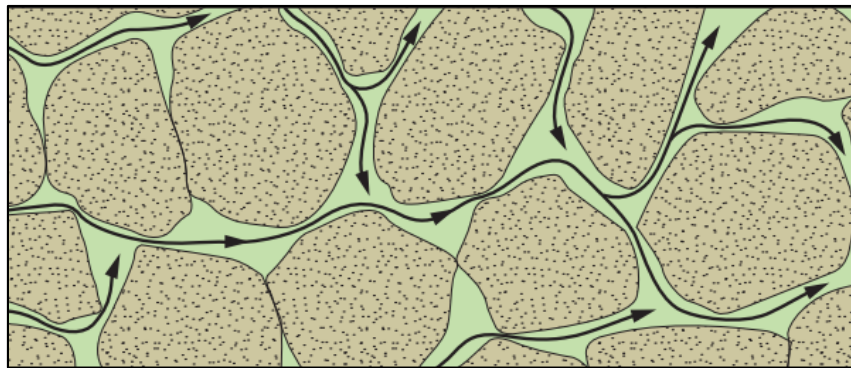
A = Área de la sección transversal, [cm²].

Δp = Diferencial de presión en el núcleo, [atm].

1.1.4.1 Clasificación de la permeabilidad

- * **Permeabilidad absoluta.** Representa la permeabilidad o paso de fluido a través del medio poroso, cuando este se encuentra 100% saturado de solo un tipo de fluido. Generalmente el fluido de prueba es agua o aire.
- * **Permeabilidad efectiva.** Permeabilidad de un fluido, cuando este se encuentra en contacto con otro fluido inmiscible que satura el medio poroso.
- * **Permeabilidad relativa.** Matemáticamente, se define como la razón entre la permeabilidad efectiva y la absoluta, esta relación refleja la facilidad con que el fluido será producido (movilidad), en función de su saturación.

Figura 2. Permeabilidad



Fuente: SCHLUMBERGER; ANDERSEN, Mark y KLEMIN, Denis. Definición del concepto de permeabilidad: El flujo de fluidos a través de los poros. En: Oilfield Review. vol. 26, no. 3, p. 68.

1.1.4.2 Cálculo de permeabilidades relativas. La permeabilidad relativa tanto del petróleo como del agua, es importante a la hora de realizar la caracterización del yacimiento, para predecir el comportamiento del yacimiento a través del tiempo, ya sea por método analítico o numérico. Es por esto que a continuación, se presentan las ecuaciones para su determinación.

- * **Correlación de Corey.**

Corey en 1954, propone una expresión de permeabilidades relativas para procesos de drenaje en rocas preferiblemente mojadas por petróleo, mostrada en la ecuación 5 y la ecuación 6.

Ecuación 5. Permeabilidad relativa al petróleo. Corey

$$k_{ro} = \left(1 - \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}}\right)^4$$

Fuente: HONARPOUR, Mehdi Matt; KOEDERITZ, Leonard F. y HARVEY, Herbert A. Two-Phase relative permeability. En: Relative permeability of petroleum reservoirs. Boca Raton, Florida: CRC Press Inc., 1986. p. 32.

Ecuación 6. Permeabilidad relativa al agua. Corey

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}}\right)^4$$

Fuente: HONARPOUR, Mehdi Matt; KOEDERITZ, Leonard F. y HARVEY, Herbert A. Two-Phase relative permeability. En: Relative permeability of petroleum reservoirs. Boca Raton, Florida: CRC Press Inc., 1986. p. 32.

* **Correlación de Smith.**

Smith, propone las expresiones de permeabilidades relativas para procesos de imbibición en rocas humectadas preferiblemente por agua, como se observa en la ecuación 7 y la ecuación 8.

Ecuación 7. Permeabilidad relativa al petróleo. Smith

$$k_{ro} = \left(1 - \frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{wirr} - S_{or}}\right)^2$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de las rocas y de los fluidos. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S. A., 2001. p. 54.

Ecuación 8. Permeabilidad relativa al agua. Smith

$$k_{rw} = S_w^4 * \left(\frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{wirr}} \right)^{\frac{1}{2}}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Propiedades de las rocas y de los fluidos. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S. A., 2001. p. 54.

* **Correlación de Wyllie y Gardner.**

Estos autores, desarrollan expresiones de permeabilidades relativas al petróleo y al agua, para arenas no consolidadas con granos escogidos, mostradas en la ecuación 9 y la ecuación 10; y arenas no consolidadas con granos poco escogidos, presentadas en la ecuación 11 y la ecuación 12, respectivamente.

Ecuación 9. Permeabilidad relativa al petróleo para granos escogidos. Wyllie

$$k_{ro} = \left(1 - \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)$$

Fuente: AHMED, Tarek. Fundamentals of rock properties. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 297.

Ecuación 10. Permeabilidad relativa al agua para granos escogidos. Wyllie

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^3$$

Fuente: AHMED, Tarek. Fundamentals of rock properties. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 297.

Ecuación 11. Permeabilidad relativa al petróleo para granos poco escogidos.
Wyllie

$$k_{ro} = \left(1 - \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}}\right)^2 * \left[1 - \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}}\right)^{1.5}\right]$$

Fuente: AHMED, Tarek. Fundamentals of rock properties. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 297.

Ecuación 12. Permeabilidad relativa al agua para granos poco escogidos. Wyllie

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}}\right)^{3.5}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Fundamentals of rock properties. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 297.

* **Correlación de Pirson.**

Esta correlación fue desarrollada para rocas humectadas al agua, sus expresiones son mostradas en la ecuación 13 y la ecuación 14.

Ecuación 13. Permeabilidad relativa al petróleo. Pirson

$$k_{ro} = \left(1 - \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}}\right)^2$$

Fuente: AHMED, Tarek. Fundamentals of rock properties. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 298.

Ecuación 14. Permeabilidad relativa al agua. Pirson

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^{\frac{1}{2}} * S_w^3$$

Fuente: AHMED, Tarek. Fundamentals of rock properties. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 298.

1.1.4.3 Relación entre la porosidad y la permeabilidad. Dos de las propiedades más relevantes al hablar de un yacimiento, como la porosidad y la permeabilidad de la roca, están fuertemente relacionadas; debido a que a altas porosidades efectivas, hay una mejor comunicación entre los poros interconectados, logrando una buena permeabilidad.

Distintos autores han desarrollado ecuaciones que expresan matemáticamente esta relación, a continuación se muestran algunas:

* **Correlación de Carman-Kozeny.**

Es una de las correlaciones más conocidas. Expresa matemáticamente la permeabilidad en función de la porosidad y el área superficial específica, como se muestra en la ecuación 15.

Ecuación 15. Permeabilidad de Carman-Kozeny

$$k = \frac{1}{5S_{gv}^2} * \frac{\phi^3}{(1 - \phi)^2}$$












Fuente: TIAB, Djebbar y DONALDSON, Erle C. Porosity and permeability. En: Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2004. p. 140.

Dónde:

S_{gv} = Área superficial por unidad de volumen de grano (ver figura 3), [1/cm].

k = Permeabilidad, [cm²] y $1 \text{ cm}^2 = 1.013 * 10^{11} \text{ mD}$.

Figura 3. Área superficial por unidad de volumen

Forma de grano	Modelo	Valor de S_{gv}
		$9/d_g$
		$6/d_g$
		$6/d_g$
		$5/d_g$
		$4/d_g$
		π

Fuente: ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Propiedades físicas del medio poroso. En: Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Neiva, Huila, Colombia: Universidad Surcolombiana, 2008. p. 80.

* **Correlación de Timur.**

En 1968, Timur propuso una ecuación para el cálculo de la permeabilidad, a partir de la porosidad y la saturación de agua inicial, como se observa en la ecuación 16. A continuación se muestran las consideraciones para esta ecuación³:

- Se asume que S_{wi} , es una función lineal del área superficial.
- S_w es uniforme a lo largo del yacimiento.

³ ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Neiva, Huila, Colombia: Universidad Surcolombiana, 2008. p. 79.

- La geometría del poro es constante y uniforme.
- El corazón, está saturado con agua-aire.
- Los exponentes 4.4 y 2, son específicos para las muestras.

Ecuación 16. Permeabilidad de Timur

$$k = 0.135 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wi}^2}$$

Fuente: TIAB, Djebbar y DONALDSON, Erle C. Porosity and permeability. En: Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2004. p. 133.

Dónde:

S_{wi} = Saturación de agua inicial.

* **Correlación de Coates-Denoo.**

Coates y Denoo plantean en 1973, una relación entre la permeabilidad horizontal y la porosidad (ver ecuación 17).

Ecuación 17. Permeabilidad horizontal de Coates-Denoo

$$k_h = (10\phi_e)^4 \left(\frac{1 - S_{wi}}{S_{wi}} \right)^2$$

Fuente: TIAB, Djebbar y DONALDSON, Erle C. Porosity and permeability. En: Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2004. p. 181.

Dónde:

ϕ_e = Porosidad efectiva de la roca, [Fracción].

Igualmente, presentan una relación entre la permeabilidad horizontal y la vertical, en función de la porosidad efectiva de la roca. La relación para areniscas limpias, se muestra en la ecuación 18.

Ecuación 18. Permeabilidad vertical de Coates-Denoo

$$k_v = 0.0429 \left(\sqrt{\frac{k_h}{\phi_e}} \right)^{2.2855}$$

Fuente: TIAB, Djebbar y DONALDSON, Erle C. Porosity and permeability. En: Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2004. p. 179.

* **Correlación de Morris-Biggs.**

En 1967 Morris y Biggs, presentan dos ecuaciones para estimar la permeabilidad, a partir de la saturación de agua connata y la porosidad, para yacimiento de petróleo (ver ecuación 19) y gas (ver ecuación 20).

Ecuación 19. Permeabilidad para yacimientos de petróleo

$$k = 62.5 * 10^3 \left(\frac{\phi^3}{S_{wc}} \right)^2$$

Fuente: AHMED, Tarek. Fundamentals of rock properties. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 252.

Ecuación 20. Permeabilidad para yacimientos de gas

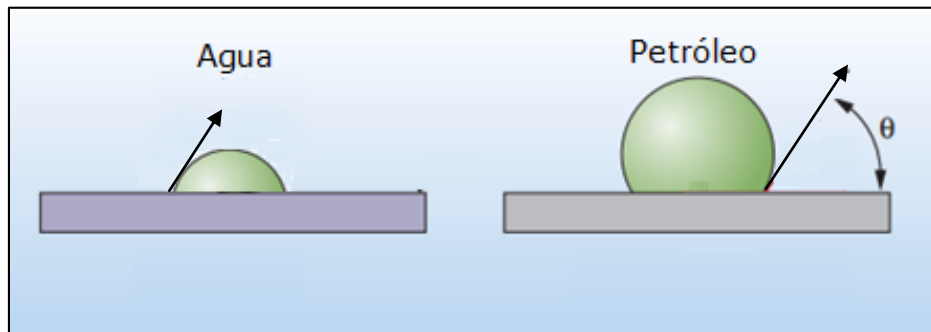
$$k = 2.5 * 10^3 \left(\frac{\phi^3}{S_{wc}} \right)^2$$

Fuente: AHMED, Tarek. Fundamentals of rock properties. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 252.

1.1.5 Mojabilidad. Capacidad o tendencia de un fluido de adherirse o extenderse sobre una superficie sólida en presencia de otro fluido inmisible. Según los fluidos comúnmente presentes en el yacimiento, se tiene la siguiente relación de acuerdo al grado de mojabilidad: Gas < Aceite < Agua.

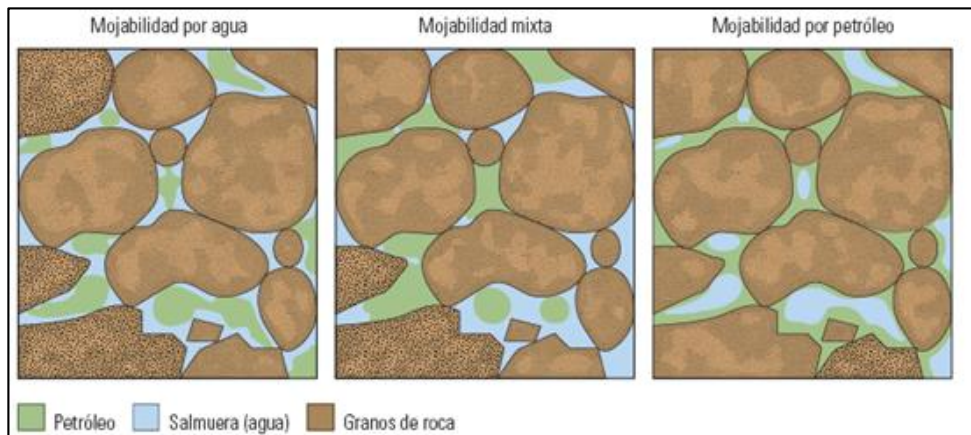
El contacto de un fluido con la roca, forma un ángulo conocido como ángulo de contacto (θ), como se muestra en la figura 4. Esta es una medida indirecta de la mojabilidad, su relación es inversamente proporcional y siempre se mide desde el líquido hasta el sólido. Si $\theta < 90^\circ$, el sistema está mojado por agua y si $\theta > 90^\circ$, el sistema está mojado por aceite, cuando se tiene un $\theta = 90^\circ$, se dice que es una mojabilidad mixta.

Figura 4. Relación entre la mojabilidad y el ángulo de contacto



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

Figura 5. Mojabilidad



Fuente: ABDALLAH, Wael, *et al.* Los fundamentos de la mojabilidad. En: Oilfield Review. vol. 19, no. 2, p. 54.

Esta medida es importante para entender la distribución de los fluidos; en la figura 5 se puede observar que el fluido que humecta la roca, tiene menor movilidad y por tanto, el otro fluido se mueve por canales más amplios. Es por esto que en la industria del petróleo, se prefiere que la roca tenga mojabilidad o preferencia al agua.

1.1.6 Tensión interfacial y tensión superficial. Cuando dos fluidos inmiscibles entran en contacto se separan inmediatamente, debido a la diferencia entre sus fuerzas moleculares, para así, tener la menor área de contacto posible. Si los dos fluidos en contacto son gas y líquido, la interfase que se muestra en ellas, se conoce como tensión superficial. Cuando los dos fluidos son líquidos, la fuerza que actúa en la interfase, es la tensión interfacial. Es por esto, que son una medida indirecta de la solubilidad.

1.1.7 Presión capilar. Diferencial de presión existente en la interfase de dos fluidos inmiscibles. La presión capilar, depende de la curvatura de la interfase que los separa. Matemáticamente como se observa en la ecuación 21, es la diferencia de presión entre el fluido de la fase no mojante y el de la fase mojante.

Ecuación 21. Presión capilar

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

Fuente: AHMED, Tarek. Fundamentals of rock properties. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 203.

Dónde:

P_c = Presión capilar, [dina/cm²].

P_{nm} = Presión fase no mojante, [dina/cm²].

P_m = Presión fase mojante, [dina/cm²].

1.1.8 Compresibilidad de la roca. Disminución del volumen de la roca por el efecto de presión de las rocas de sobrecarga (estratos superiores), la cual aumenta con la profundidad, pero también, se ve afectado por la naturaleza de la estructura, consolidación de la formación e historia geológica de la roca.

Los tipos de compresibilidad de roca son: compresibilidad de la roca matriz (material sólido), compresibilidad del volumen total de la roca y compresibilidad de los poros. Matemáticamente está expresada por la ecuación 22.

Ecuación 22. Compresibilidad de la roca

$$c_r = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T$$

Fuente: AHMED, Tarek. Fundamentals of rock properties. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 255.

Dónde:

c_r = Compresibilidad de la roca, [psi⁻¹].

V = Volumen de poro, matriz o total [ft³].

P = Presión de poro, matriz o total [psi].

Hall (1953), determinó una relación para el cálculo de la compresibilidad de la roca, en función de la porosidad, esta es mostrada en ecuación 23.

Ecuación 23. Compresibilidad de la roca. Hall

$$c_r = \frac{1.786 * 10^{-6}}{\phi^{0.438}}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Fundamentals of rock properties. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 259.

1.1.9 Heterogeneidad del yacimiento. Propiedad o cualidad de los materiales de un yacimiento de cambiar su valor en función de su posición, como: permeabilidad, porosidad, espesor, saturación, fallas y fracturas, facies de la roca y características de la roca, entre otras. Cuando un yacimiento es heterogéneo, describirlo y caracterizarlo se hace complicado debido a la cantidad de medidas que se deben hacer.

Hay dos tipos de heterogeneidad: vertical y areal, los cuales se estudian de forma paralela y perpendicular a la gravedad, respectivamente.

1.1.9.1 Métodos de cuantificación de heterogeneidad

* **Coefficiente de Dykstra-Parsons V_{DP} .**

Medida estática de la no uniformidad de las propiedades de un yacimiento, generalmente es aplicado a la permeabilidad. Este valor es estimado de un conjunto de datos ordenados de forma descendente y distribuidos log-normalmente, donde la probabilidad de cada dato, es el espesor del intervalo representado por dicho punto. Cuando se tiene un valor de cero, se dice que el yacimiento es homogéneo, cuando es igual a uno, el yacimiento es altamente heterogéneo; una clasificación más detallada es dada por Tiab (2004)⁴:

- $V_{DP} = 0$, yacimiento totalmente homogéneo (valor ideal).
- $0 < V_{DP} < 0.25$, yacimiento ligeramente heterogéneo.
- $0.25 < V_{DP} < 0.50$, yacimiento heterogéneo.
- $0.50 < V_{DP} < 0.75$, yacimiento muy heterogéneo.
- $0.75 < V_{DP} < 1$, yacimiento extremadamente heterogéneo.
- $V_{DP} = 1$, yacimiento totalmente heterogéneo.

A continuación, se describen los pasos a seguir para cuantificar el coeficiente de variación de permeabilidad:

1. Dividir el yacimiento en capas de igual espesor.
2. Ordenar los datos de permeabilidad en orden decreciente.
3. Calcular el porcentaje de espesor, con permeabilidad mayor que la de la muestra.
4. Graficar en papel de probabilidades, Permeabilidad vs. Porcentaje de espesor, y trazar la mejor tendencia que pase a través de los puntos (prioridad a los puntos medios).
5. Leer los valores de permeabilidad correspondientes a 84.1% y 50% de espesor, $k_{84.1}$ y k_{50} .
6. La expresión planteada en la ecuación 24, define la variación de permeabilidad de Dykstra-Parsons.

⁴ MARTINEZ C., Manuel O. Elaboración de un algoritmo para generar mapas de heterogeneidad a partir de datos petrofísicos de un yacimiento. Trabajo de grado Ingeniero Geofísico. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela, 2013. p. 16-17.

Ecuación 24. Variación de permeabilidad de Dykstra-Parsons

$$V_{DP} = \frac{k_{50} - k_{84.1}}{k_{50}}$$

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

* **Coefficiente de Lorenz.**

Este parámetro fue introducido en 1950 por Schmalz y Rahme. Describe el grado de heterogeneidad vertical dentro de una sección del yacimiento, el cual se obtiene a través del cálculo aplicado al gráfico de distribución de capacidad de flujo. Su valor, al igual que el coeficiente de Dykstra-Parsons, varía entre cero para permeabilidad homogénea y uno para sistemas con permeabilidad altamente heterogénea.

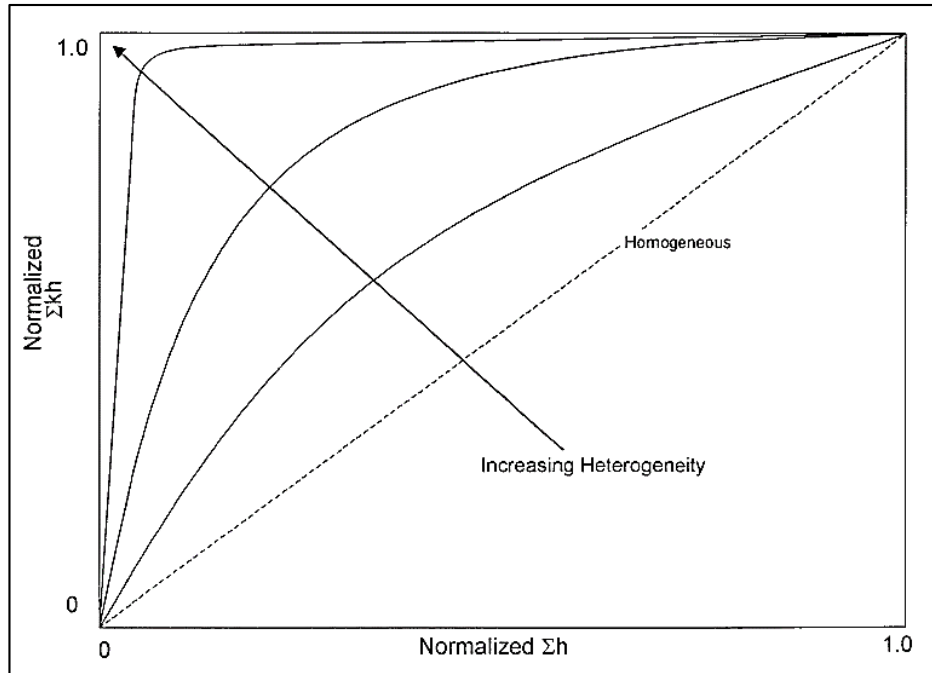
Para calcular el coeficiente de Lorenz, se deben seguir los siguientes pasos:

1. Ordenar los valores de permeabilidad de forma decreciente.
2. Calcular la capacidad de permeabilidad acumulada, como la sumatoria entre el producto del espesor y la permeabilidad (Σkh); y la capacidad de volumen acumulado ($\Sigma \phi h$).
3. Normalizar las capacidades acumuladas para lograr que tengan valores entre 0 y 1.
4. Graficar Capacidad de permeabilidad acumulada vs. Capacidad de volumen acumulado, ambas normalizadas, en una escala cartesiana.

Para sistemas homogéneos, la gráfica se acerca al comportamiento de una línea recta de pendiente uno, como se observa en la figura 6, entre más alejado esté el comportamiento de esta referencia, más heterogéneo es el sistema.

El coeficiente de Lorenz está dado por el área bajo la curva y se define por medio de la ecuación 25.

Figura 6. Distribución de la capacidad de flujo



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

Ecuación 25. Coeficiente de Lorenz

$$L_{LZ} = \frac{A_L}{B_L}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Fundamentals of rock properties. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 268.

Dónde:

A_L = Área sobre la línea recta (ver ecuación 26).

B_L = Área bajo la línea recta (ver ecuación 27).

Ecuación 26. Área sobre la línea recta, A_L

$$A_L = C_L - B_L$$

Dónde:

$C_L = \text{Área total } (A_L + B_L).$

Ecuación 27. Área bajo la línea recta (triángulo), B_L

$$B_L = \frac{\text{base} * \text{altura}}{2} = \frac{1 * 1}{2} = 0.5$$

Por lo tanto, el coeficiente de Lorenz se redefine como se muestra en la ecuación 28.

Ecuación 28. Redefinición del coeficiente de Lorenz

$$L_{LZ} = \frac{C_L - B_L}{B_L} = 2C_L - 1$$

Warren y Price plantearon en 1961, una relación entre la variación de permeabilidad (V_{DP}) y el coeficiente de Lorenz (L_{LZ}), para distribuciones log-normales de permeabilidad, estas expresiones matemáticas son mostradas en la ecuación 29 y la ecuación 30. La figura 7, relaciona Coeficiente de Lorenz vs. Variación de permeabilidad.

Ecuación 29. Coeficiente de Lorenz, en términos de la variación de permeabilidad

$$L_{LZ} = 0.0116356 + 0.339794V_{DP} + 1.066405(V_{DP}^2) - 0.3852407(V_{DP}^3)$$

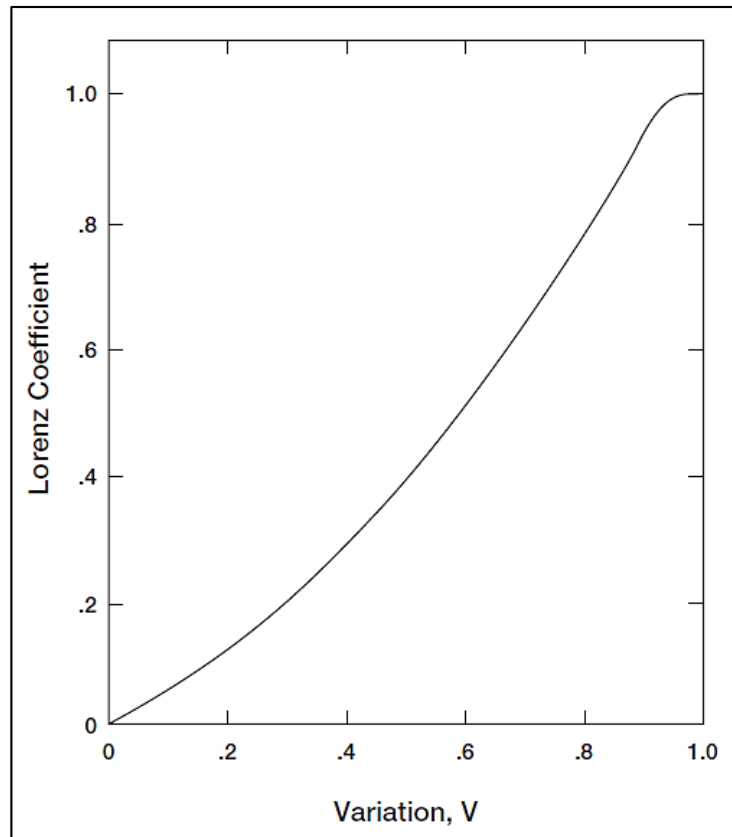
Fuente: AHMED, Tarek. Fundamentals of rock properties. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 269.

Ecuación 30. Variación de permeabilidad, en términos del Coeficiente de Lorenz

$$V_{DP} = -5.05971 * 10^{-4} + 1.747525L_{LZ} - 1.468855L_{LZ}^2 + 0.701023L_{LZ}^3$$

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

Figura 7. Correlación del coeficiente de Lorenz y la variación de permeabilidad



Fuente: AHMED, Tarek. Fundamentals of rock properties. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 270.

1.1.10 Gradiente de fractura de la roca. Es un parámetro geomecánico de la formación, el cual determina la presión requerida para fracturar la roca por cada pie de profundidad, se expresa en unidades de psi/ft. Las ecuaciones para su cálculo se muestran a continuación:

* ***Método de Hubbert y Willis.***

En 1957, Hubbert y Willis, concluyen que la presión de fractura está en función de: la presión de formación, el esfuerzo vertical y la relación de este último con el esfuerzo horizontal. Además, presentan dos ecuaciones de gradiente de fractura: una para inducir la fractura (ver ecuación 31) y otra para extenderla (ver ecuación 32).

Ecuación 31. Gradiente para inducir la fractura. Método Hubbert

$$G_f = \frac{P_{Porro}}{D} + \frac{1}{2D} (P_{Sob} - P_{Porro})$$

Fuente: CONTRERAS PUERTO, Oscar Michel y RODRÍGUEZ CARDENAS, Wilmar Alexander. Desarrollo de la metodología para estimar el gradiente de fractura de la formación K1 de un campo de la superintendencia de operaciones Apiay. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008. p. 101.

Dónde:

D = Profundidad, [ft].

P_{Sob} = Presión de sobrecarga, [psi].

P_{Porro} = Presión de poro, [psi].

Ecuación 32. Gradiente para extender la fractura. Método Hubbert

$$G_f = \frac{P_{Porro}}{D} + \frac{1}{3D} (P_{Sob} - P_{Porro})$$

Fuente: CONTRERAS PUERTO, Oscar Michel y RODRÍGUEZ CARDENAS, Wilmar Alexander. Desarrollo de la metodología para estimar el gradiente de fractura de la formación K1 de un campo de la superintendencia de operaciones Apiay. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008. p. 101.

* ***Método de Matthews y Kelly.***

Estos autores, introdujeron el término K_i (coeficiente matricial de la roca), para el cálculo del gradiente de fractura, el cual también está en función de la presión de poro, la profundidad y la presión de sobrecarga, como se muestra en la ecuación 33.

Ecuación 33. Gradiente de fractura. Método Matthews

$$G_f = \frac{P_{Poroso}}{D} + \frac{K_i(P_{Sob} - P_{Poroso})}{D}$$

Fuente: TREJO ORTIZ, María del Carmen. Aplicación de la geomecánica en la estabilidad del agujero de un pozo de la Región Sur. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México, 2009. p. 30.

Dónde:

$K_i = 0.0683e^{(0.272*LnD_i)}$ Coeficiente matricial de la roca, [adimensional].

D_i = Profundidad en K_i , [ft].

* **Método de Eaton.**

Eaton en 1969, relaciona el gradiente de fractura con la relación de Poisson, la presión de poro, la presión de sobrecarga y la profundidad, como se muestra en la ecuación 34.

Ecuación 34. Gradiente de fractura. Método Eaton

$$G_f = \left(\frac{P_{Sob}}{D} - \frac{P_{Poroso}}{D} \right) \left(\frac{\ddot{u}}{1 - \ddot{u}} \right) + \frac{P_{Poroso}}{D}$$

Fuente: CONTRERAS PUERTO, Oscar Michel y RODRÍGUEZ CARDENAS, Wilmar Alexander. Desarrollo de la metodología para estimar el gradiente de fractura de la formación K1 de un campo de la superintendencia de operaciones Apiay. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008. p. 105.

Dónde:

\ddot{u} = Relación de Poisson, [adimensional].

D = Profundidad, [ft].

P_{Sob} = Presión de sobrecarga, [psi].

P_{Poroso} = Presión de poro, [psi].

* **Método de Anderson.**

En 1973, desarrolla una correlación para el cálculo del gradiente de fractura, teniendo en cuenta la compresibilidad intrínseca de la roca y de los cortes de perforación, llegando a la expresión de la ecuación 35.

Ecuación 35. Gradiente de fractura. Método Anderson

$$G_f = \frac{2\ddot{u}}{1 - \ddot{u}} * \frac{P_{Sob}}{D}$$

Fuente: CONTRERAS PUERTO, Oscar Michel y RODRÍGUEZ CARDENAS, Wilmar Alexander. Desarrollo de la metodología para estimar el gradiente de fractura de la formación K1 de un campo de la superintendencia de operaciones Apiay. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008. p. 105.

Dónde:

\ddot{u} = Relación de Poisson, [adimensional].

D = Profundidad, [ft].

P_{Sob} = Presión de sobrecarga, [psi].

1.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DE YACIMIENTOS

Según Claridge y Lohse (1983)⁵ “la caracterización del yacimiento es por lo menos tan importante como la caracterización del proceso de recobro, sino es más, para el entendimiento general y la interpretación de pruebas en un campo”.

La geología del yacimiento, se refiere a la identificación de la estructura de la roca sedimentaria, para esto, es necesario la descripción de diferentes tipos de rocas, que usualmente se encuentran en los yacimientos de petróleo.

Las rocas sedimentarias, son el resultado de la acumulación de sedimentos o fragmentos de minerales, depositados por agua, viento o hielo, para luego

⁵ DONALDSON, Erle C.; CHILINGARIAN, George V. y YEN, Teh Fu. Geological factors in enhanced oil recovery. En: Enhanced oil recovery, II: Processes and operations. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier, 1989. p. 173.

sedimentarse. También se pueden formar por precipitación química de sales o por material biológico. A continuación, se describen los tipos de rocas sedimentarias más representativos en la industria del petróleo:

1.2.1 Brecha o bloques. Roca sedimentaria clástica, constituida por fragmentos líticos de más de 256 mm de diámetro⁶, los cuales están unidos por una matriz. Su cemento puede ser minerales hidrotermales, que en algunos casos provoca reemplazo o metamorfismo de este en las brechas.

En la formación de la roca, se ve involucrado el transporte y agregación de materiales clásticos, también pueden ser formadas por desagregación de rocas pre-existentes *in situ* o por el transporte limitado de fragmentos.

Una de sus clasificaciones puede ser dependiendo de su componentes, si la roca solo está formada por un tipo de fragmento, se denomina monolitológica o monomítica, cuando tiene una variedad composicional de fragmentos, se conocen como polimíticas.

1.2.2 Conglomerados. Compuestos principalmente por grava (clastos), que se acumula en diversos ambientes, indicando existencia de pendientes o corrientes turbulentas. Sus granos son gruesos y su tamaño está entre 2-256 mm⁷, el cual refleja la acción de corrientes montañosas enérgicas o una fuerte actividad de olas. La matriz está compuesta por arena o arcilla.

Su clasificación es la misma que las brechas, porque algunos autores toman la brecha como una clase de conglomerado, pero otros las definen por aparte.

1.2.3 Areniscas. Rocas sedimentarias detríticas compuestas de granos de cuarzo (sílice SiO₂) normalmente finos (menor a 2mm)⁸, feldespatos y otros minerales; unidas por cemento químico (compuesto de sílice, carbonato de calcio u óxido de hierro) que determina su color. Contiene matriz estratificada que en algunos casos puede ser arcillosa. Se forman en ambientes marinos fluviales o son de origen eólico.

⁶ Universidad de Sonora. Clasificación de areniscas [en línea]. [Citado septiembre 13, 2015]. Disponible en Internet: <http://gaia.geologia.uson.mx/academicos/amontijores/clasare.htm>.

⁷ *Ibíd.*

⁸ *Ibíd.*

1.2.3.1 Clasificación de las areniscas

- * **Ortocuarcita.** Compuesta de cuarzo en un 95% aproximadamente. Es el resultado de los sedimentos arenosos luego de la meteorización, por esto los granos son bien redondeados y poseen alta selección, la cementación es de sílice, la cual está disuelta en los granos y precipitada en los poros. Estas rocas en su mayoría son de color blanco.
- * **Arcosa.** Contiene más del 25% de feldespatos potásicos, que puede ser ortoclasas o microclinos, frescos o alterados. Es el resultado de la erosión de áreas graníticas en climas secos o fríos en los cuales hay escasa meteorización química. Son de color rosado o rojo, debido al feldespato presente.
- * **Grauvaca.** Roca compuesta por cuarzo (constituye la mitad o menos de la roca), feldespato y fragmentos líticos (dos o más cristales minerales), además con alta matriz arcillosa. Se forman en cuencas marinas, por la litificación de los sedimentos que se depositan en las corrientes. Su color es verde oscuro.

1.2.4 Calizas. Rocas sedimentarias químicas y organógenas constituidas por más del 50% de cristales de calcita y aragonita (en su mayoría conformadas de carbonato de calcio), las cuales se diferencian en su sistema de cristalización; en algunos casos hay dolomita en poca proporción. Se forman en ambientes fluviales, por esqueletos calcáreos de invertebrados marinos, enteros o fragmentados.

Los poros de calcita se pueden encontrar en la roca en diferentes tamaños, y su inestabilidad produce cementación, disolución, recristalización y reemplazamiento en las primeras fases de la conformación de una caliza, es por estos procesos, que son difíciles de estudiar para interpretar los ambientes geológicos.

1.2.4.1 Clasificación de las calizas. Las dos clasificaciones más usadas, son las dadas por Folk (1959)⁹.

- * **Constituyentes ortoquímicos.** Precipitados químicos ubicados en el interior de la cuenca, no sufren procesos de desplazamiento o transporte.

⁹ SELVAS GONZÁLEZ, Francisco Parana y BAUTISTA GONZÁLEZ, Christian. Caracterización de carbonatos en núcleos de pozo en la plataforma de Yucatán - Pozo Tecoh. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México, 2015. p. 23-24.

- **Micrita.** Se denominan así cuando los cristales de la roca son microscópicos (1 a 4 micras), se forman por precipitación química.
- **Esparita.** Cristales de roca de 10 o más micras, por lo que se pueden ver a simple vista. No puede ser el único constituyente de una caliza a diferencia de la micrita. Puede existir la recristalización de la roca.
- * **Constituyentes aloquímicos.** Son precipitados en estructuras que han sufrido transporte dentro de la cuenca en la que se encuentran.
- **Intraclastos.** Sedimentos carbonatados que fueron arrancados de las capas de fondo poco consolidadas.
- **Oolitas.** Esferas con núcleo de fragmentos de cuarzo, fósil o dolomita, que a su alrededor poseen calcita microcristalina, formando una estructura radial y concéntrica.
- **Fósiles.** Restos carbonatados de organismos como corales, foraminíferos, algas, briozoarios, entre otros.
- **Pellets.** Esferas de calcita microcristalina de 0.2 a 0.03 mm de diámetro, sin núcleo y homogéneas. Se cree que provienen de coprolitos de organismos.

1.2.5 Limolitas. Roca sedimentaria con tamaño de grano entre 1/256 y 1/16 mm¹⁰, por lo cual, a menudo, se confunden con esquisto; son formadas en ambientes continentales lacustres y son transportadas en suspensión por el agua. Su composición es variada, puede contener: óxido de hierro, calcita, feldspatos, coloides, etc., y esto determina su color (amarillo o pardo).

1.2.6 Arcillolitas o lutitas. Constituidas por fragmentos de limo y arcilla, las cuales en su mayoría contienen cuarzo, feldspatos, minerales arcillosos y sedimentos químicos de grano muy fino (menor a 1/256 mm)¹¹. Son de color oscuro, negro o gris, debido a la materia orgánica presente. Se forman en cuencas marinas por corrientes no turbulentas relativamente tranquilas.

Durante su acumulación tienden a formar capas delgadas, lo cual por su disposición desordenada, deja una gran cantidad de espacios vacíos que se llenan con agua. Esto tiende a cambiar con la compactación, debido a la sobrecarga de las capas paralelas, y aún así siguen siendo rocas bastante porosas pero impermeables.

¹⁰ [Anónimo] Clasificación de areniscas [en línea]. Op. Cit.

¹¹ Ibíd.

Las lutitas se clasifican en fósiles y no fósiles, dependiendo si su disposición es en planos paralelos espacialmente próximos o en fragmentos, respectivamente.

1.3 DESCRIPCIÓN DE TÉCNICAS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Una vez el pozo es perforado, la extracción comienza, la energía natural del yacimiento actúa de tal forma que se pueda recuperar parte del petróleo existente. En este punto es importante aclarar dos conceptos fundamentales, el petróleo y/o gas existente en el yacimiento, y el recuperable, que rara vez supera el 35% del hidrocarburo en el yacimiento. En esta primera etapa de la extracción llamada recuperación primaria, la forma de acelerar la producción es la instalación de más pozos, o el uso de métodos de levantamiento artificial. Si en el yacimiento hay poco o nada de gas, la presión disminuye con una pequeña extracción de líquido, y se estima que en este caso solo se recupera el 3% del petróleo original *in situ*, la tasa de recuperación incrementa, cuando hay capa de gas o un acuífero cercano que le proporcione presión al yacimiento.

Es de esperarse que la curva de producción decline a través del tiempo. Una vez la presión decae de tal forma que no es rentable la producción, se deben buscar mecanismos que incrementen la energía del yacimiento y aumenten la recuperación. Es ahí donde tiene lugar la recuperación secundaria, la cual considera los procesos de inyección de agua y/o gas. En esta etapa la inversión aumenta, debido a que se hace necesario la perforación de pozos inyectores o acondicionamiento de pozos con completamiento dual; y el aumento de costos por procesos de tratamiento e inyección en superficie.

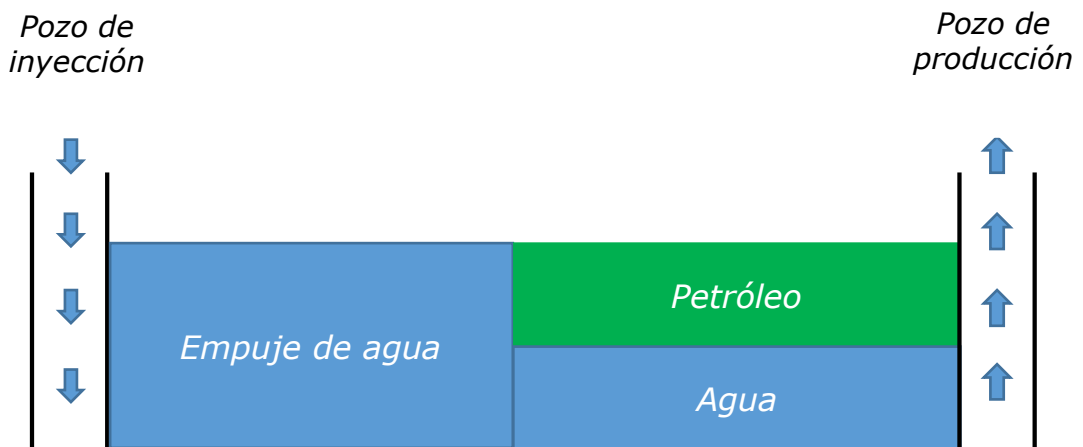
1.3.1 Inyección de agua. La inyección de agua es una de las técnicas de recuperación más usadas en la actualidad. Su principal objetivo es aumentar la presión del yacimiento, debido a la caída por el agotamiento natural de la recuperación primaria. En la figura 8, se muestra el proceso de inyección de agua.

La selección del tipo de inyección de agua, depende de las características del campo y del yacimiento. La inyección periférica, consiste en la inyección fuera de la zona de petróleo, es decir, en los flancos del yacimiento; y la inyección por arreglos, se refiere a la inyección de agua en la zona de petróleo, por arreglos normales (más inyectores que productores), o arreglos inversos.

Para considerar un proceso de inyección de agua, Thomas, Mahoney y Winter (1989)¹², identifican las características a tener en cuenta, como:

- * Geometría del yacimiento.
- * Propiedades de los fluidos.
- * Profundidad del yacimiento.
- * Litología y propiedades de la roca.
- * Saturación de los fluidos.

Figura 8. Inyección de agua



1.3.2 Inyección de gas. Este proceso incluye la inyección de hidrocarburos gaseosos desde metano hasta propano, con algunos componentes no hidrocarburos (dióxido de carbono, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno, entre otros), los cuales son inyectados a condiciones atmosféricas de presión y temperatura.

La inyección se puede realizar de forma externa, es decir, en el tope de la estructura; o interna, la cual se realiza por medio de arreglos de pozos inyectoros y productores, para yacimientos sin capa de gas, al contrario de la inyección externa. El proceso de migración del crudo se muestra en la figura 9.

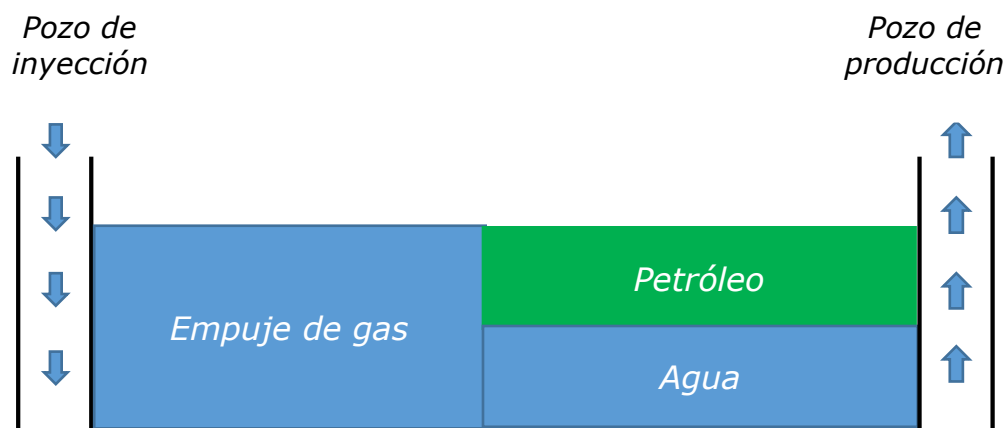
Los factores que influyen en la recuperación de petróleo por este método, son¹³:

¹² AHMED, Tarek. Principles of waterflooding. En: Reservoir engineering handbook. 3 ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 910.

¹³ PARIS DE FERRER, Magdalena. Métodos convencionales de recobro adicional. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S. A., 2001. p. 15

- * Propiedades de los fluidos.
- * Tipo de empuje.
- * Geometría del yacimiento.
- * Continuidad de la arena.
- * Relieve estructural.
- * Propiedades de la roca.
- * Condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

Figura 9. Inyección de gas



1.4 MODELOS PREDICTIVOS PARA LA INYECCIÓN DE AGUA

Actualmente, existen diversos modelos predictivos para la inyección de agua, los cuales consideran diferentes fenómenos que ocurren en el yacimiento, al momento de presentarse el desplazamiento de los fluidos. Los modelos predictivos en general, se presentan como soluciones rápidas, para la predicción del comportamiento esperado de un yacimiento, pronosticando información futura del mismo.

1.4.1 Clasificación. Los métodos predictivos existentes para inyección de agua, se pueden clasificar según el fenómeno objeto de estudio. A continuación se presenta dicha clasificación¹⁴.

¹⁴ CRAIG, Forrest F. Predicting waterflood performance. En: The reservoir engineering aspects of waterflooding. 2 ed. New York: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers of AIME, 1971. p. 78.

1.4.1.1 Métodos asociados a la heterogeneidad del yacimiento. Los métodos que incluyen la heterogeneidad del yacimiento se dividen en tres tipos básicos¹⁵:

- * Métodos relacionados con los efectos de variación de inyectividad, capa por capa, en la porción radial del yacimiento rodeada por el pozo de inyección.
- * Métodos relacionados con el recobro de petróleo, capa por capa.
- * Métodos que caracterizan la no uniformidad del yacimiento, debido a la distribución de permeabilidad, y calculan su efecto.

Dentro de esta clasificación de métodos predictivos, se encuentran¹⁶:

- * Método de Dykstra-Parsons
- * Método de Stiles
- * Método de Yuster-Suder-Calhoun.
- * Método de Prats-Matthews-Jewett-Baker.

1.4.1.2 Métodos asociados a la eficiencia de barrido areal. Para considerar el efecto de la eficiencia de barrido areal, estos métodos calculan la eficiencia areal después de la ruptura de agua, que en la mayoría de los métodos se expresa en función de la razón de movilidad. Los métodos asociados a este parámetro, son¹⁷:

- * Método de Muskat.
- * Método Hurst.
- * Método de Caudle et al.
- * Método de Aronofsky.
- * Método Deppe-Hauber.

1.4.1.3 Métodos asociados al mecanismo de desplazamiento. Estos métodos incluyen el avance del frente, es decir, la presencia de un gradiente de saturación y petróleo móvil detrás del frente de agua. Los cuales son¹⁸:

- * Método de Buckley-Leverett.
- * Método de Craig-Geffen-Morse.
- * Método de Higgins-Leighton.

¹⁵ *Ibíd.*, p.78-79.

¹⁶ *Ibíd.*, p.78-79.

¹⁷ *Ibíd.*, p.79-81.

¹⁸ *Ibíd.*, p.81-82.

1.4.1.4 Métodos relacionados a modelos matemáticos. Los anteriores modelos se refieren a modelos analíticos para la inyección de agua, pero con el tiempo se han ido desarrollando simulaciones numéricas con ayuda de computadores, que permiten resolver modelos matemáticos complejos en un menor tiempo. Algunos de los modelos matemáticos existentes son¹⁹:

- * Método Douglas-Blair-Wagner.
- * Método Hiatt.
- * Método Douglas-Peaceman-Rachford.
- * Método de Warren y Cosgrove.
- * Método Morel-Seytoux.

1.4.1.5 Métodos empíricos. Para el desarrollo de estos métodos, se estudiaron las historias de producción de diferentes campos, y se crearon correlaciones para cuantificar el comportamiento de predicción de yacimiento. Los métodos empíricos son²⁰:

- * Método Guthrie-Greenberger.
- * Método Schauer.
- * Estudio estadístico API.

1.4.2 Descripción de los métodos predictivos. En esta sección, se realiza una breve descripción de los métodos predictivos que se creen son más representativos, a la hora de realizar una predicción de un proceso de inyección de agua; como lo son, el método de Dykstra-Parsons, el método de Stiles y el método de Buckley-Leverett.

1.4.2.1 Método de Dykstra-Parsons. Dykstra-Parsons en 1950, presenta una correlación para la predicción del comportamiento de un yacimiento bajo un esquema de inyección de agua; en función de la razón de movilidad, la distribución de permeabilidad y la relación de producción agua-petróleo. Para su cálculo se asume un modelo lineal sin flujo cruzado.

La correlación, fue desarrollada para relaciones de producción agua-petróleo de 1, 5, 25 y 100, como fracción del OOIP, para la variación de permeabilidad, razón de movilidad, y saturación de agua connata y agua inundada. Además, dicha

¹⁹ *Ibíd.*, p.82-83.

²⁰ *Ibíd.*, p.83.

correlación fue extendida para tener en cuenta la saturación por capa de líquido en el gas.

El método de Dykstra-Parsons, tiene en cuenta las siguientes consideraciones²¹:

- * El yacimiento consiste de estratos de permeabilidad uniforme aislados, es decir, se supone que no existe flujo transversal entre las capas.
- * El desplazamiento es tipo pistón sin fugas, es decir, solo existe una fase que fluye en un determinado volumen del sistema; detrás del frente solo fluye agua y delante, solo petróleo.
- * Flujo continuo y sistema lineal.
- * Todas las capas tienen la misma porosidad y permeabilidades relativas al petróleo y al agua, aunque tales propiedades pueden ser variables.
- * Los fluidos son incomprensibles.
- * La caída de presión a través de cada estrato es la misma.
- * La razón de movilidad en cada estrato es la misma.

1.4.2.2 Método de Buckley-Leverett. El método de Buckley-Leverett (1942), ha sido modificado por otros autores para incluir diferentes efectos de la inyección de agua y gas, y así disminuir los errores por los fenómenos no considerados en este. Este método se basa en la teoría de avance frontal, considerando los mecanismos de desplazamiento de petróleo debido al empuje de agua, para un sistema lineal o radial.

Las suposiciones realizadas para el desarrollo de este método, son²²:

- * Formación homogénea, es decir, permeabilidad y porosidad uniforme.
- * Desplazamiento tipo pistón con fugas.
- * Los fluidos son inmiscibles, es decir, existe presión capilar.
- * Solo pueden existir dos fluidos circulando al mismo tiempo por un determinado punto, así que debe aplicarse los conceptos de permeabilidades relativas a dos fases.
- * La presión de desplazamiento, debe estar por encima del punto de burbuja (no existe gas libre), en caso de que se utilice agua para desplazar petróleo.

²¹ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S. A., 2001. p. 213-218.

²² *Ibíd.*, p.204.

- * La tasa de inyección y el área perpendicular al flujo, se consideran constantes.
- * Flujo continuo o estacionario.
- * La presión y temperatura deben permanecer constantes, para que existan condiciones de equilibrio.

1.4.2.3 Método de Stiles. Al igual que Dykstra-Parsons, Stiles (1949) desarrolla un método que incluye los efectos debido a la heterogeneidad del yacimiento. Este método, se basa en las diferentes posiciones de los frentes de flujo en las inundaciones de líquido, en un sistema de capas lineales con diferentes permeabilidades. Las limitaciones del método de Stiles, son²³:

- * Flujo lineal y continuo.
- * Las tasas de producción y de inyección en cada capa, son proporcionales a su permeabilidad, y a la movilidad del fluido producido a través de cada una de ellas.
- * Como la razón de movilidad es igual a uno, el avance del frente en cada capa es proporcional a su permeabilidad; sin embargo, en el cálculo del flujo fraccional de agua y de la razón agua-petróleo, la razón de movilidad puede tener cualquier valor.
- * Todas las capas, tienen las mismas características con excepción de las permeabilidades.
- * En todas las capas, los cambios de saturación de petróleo como consecuencia de la invasión son los mismos.
- * La eficiencia de barrido areal después de la ruptura se mantiene constante.
- * A un determinado tiempo, solo se produce un fluido a través de cada capa.

1.5 DESCRIPCIÓN DE TÉCNICAS DE RECOBRO QUÍMICO

Cuando la recuperación primaria y secundaria no es suficiente, o el crudo tiene condiciones no aptas para esta recuperación (crudos viscosos o lutitas petrolíferas), se da la tercera etapa de extracción, recuperación terciaria o mejorada, la cual está limitada a los precios del petróleo debido a su alto costo. Antes de esta, el yacimiento conserva aproximadamente entre 60 – 80% del petróleo original *in situ*.

²³ *Ibíd.*, p.233.

Este tipo de recuperación, se refiere a la inyección de químicos o materiales que usualmente no están presentes en el yacimiento y que desplazan el petróleo debido a sus propiedades, pues disminuye la tensión interfacial entre el líquido desplazante y el hidrocarburo. Su selección, concentración y tamaño, depende de las propiedades del fluido, las características del yacimiento y la rentabilidad que genere.

Estos procesos requieren condiciones favorables para la inyección de agua, al ser variaciones de este tipo de recobro. El cuadro 1, muestra los criterios básicos al momento de elegir una recuperación por inyección de químicos.

Cuadro 1. Criterios básicos de selección para el desarrollo de proyectos de recuperación mejorada basado en métodos químicos

Método	° API	Viscosidad (cP)	Permeabilidad (mD)	Temperatura (°F)	S_o (%)
Inyección de Polímeros²⁴	> 15	10 – 1,000	>10 ² si (10<μ<10 ² cP) >10 ³ si (10 ² <μ<10 ³ cP)	< 170	>30
Inyección de Surfactantes²⁵	22 – 39	3 – 15.6	50 – 60	122 – 155	43.5 – 53
Inyección de Alcalí²⁶	15 – 35	< 150	< 1,000	< 200	–
Inyección SP²⁷	> 20	< 150	> 50	< 158	> 35
Inyección ASP²⁸	> 20	< 35	> 100	< 200	> 45

Para la evaluación de estos y otros procesos de recobro mejorado, han sido ampliamente utilizadas las simulaciones numéricas, sin embargo, existen ciertas

²⁴ DICKSON, Jasper Lane; LEAHY-DIOS, Alana y WYLIE, Philip L. Development of improved hydrocarbon recovery screening methodologies. En: SPE Improved Oil Recovery Symposium, 24-28 April, Tulsa, Oklahoma, USA. 2010. no. SPE-129768-MS, p. 10.

²⁵ AL-ADASANI, Ahmad y BAI, Baojun. Recent developments and updated screening criteria of enhanced oil recovery techniques. En: International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 8-10 June, Beijing, China. 2010. no. SPE-130726-MS, p. 24.

²⁶ ARELLANO VARELA, Jesús Enrique. Métodos de recuperación mejorada de petróleo con aditivos químicos. 2007. p. 11

²⁷ AL-BAHAR, Mohammad, et al. Evaluation of IOR potential within Kuwait. En: Abu Dhabi International Conference and Exhibition, 10-13 October, Abu Dhabi, United Arab Emirates. 2004. no. SPE-88716-MS, p. 9.

²⁸ DICKSON. Op. cit., p. 10.

limitaciones: requieren información detallada del yacimiento y tiempo prolongado de realización y análisis; el software es muy costoso, y se forman distribuciones estadísticas por la incertidumbre en las variables de entrada. Debido a esto, han sido desarrollados los modelos predictivos; métodos rápidos y económicos para pronosticar, en los cuales se estudian detalladamente los parámetros que gobiernan el comportamiento del proceso, a partir de análisis de sensibilidades.

Cabe aclarar que en muchas de las operaciones de producción no se lleva un orden específico al hablar de los métodos de recuperación. A continuación, se describen los procesos químicos de recobro mejorado de petróleo que son de relevancia para el desarrollo de este proyecto.

1.5.1 Inyección de polímeros

1.5.1.1 Generalidades de la inyección de polímeros. La inyección de polímeros, generalmente se utiliza justo después de la inyección de agua, es por esto que la saturación inicial de petróleo en el proceso de polímero, es igual a la saturación residual de petróleo luego de la inyección de agua. Este proceso consiste en agregar polímeros solubles en agua, al agua que será inyectada en el yacimiento, y el objetivo principal es aumentar la viscosidad del fluido inyectado.

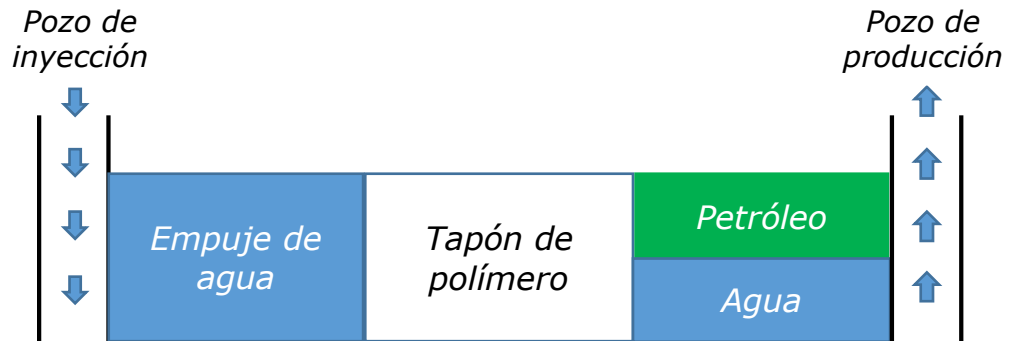
Como se muestra en la figura 10, se inyecta una solución muy viscosa pero altamente diluida, compuesta por el agua de inyección y un volumen específico de polímero (entre 5% y 35% del volumen poroso), que tiene tensión interfacial muy baja con el petróleo residual, y por eso se mueve el petróleo atrapado, formando un banco adelante del tapón; la intención es reducir la movilidad del agua para que el petróleo fluya por los canales de la roca. Se produce hidrocarburo después de la ruptura, al final del sistema de flujo.

La reducción en la movilidad de agua, es causada por un incremento en la viscosidad y una reducción en la permeabilidad del agua, esto lleva a que incremente la eficiencia de barrido volumétrico, la eficiencia de barrido microscópica, y por lo tanto, el porcentaje de recuperación.

Existen dos tipos principales de polímeros: polímeros sintéticos (Poliacrilamidas y Polióxidos de etileno), que son menos sensibles a efectos de salinidad pero más costosos; o biopolímeros (Polisacáridos), usados para bajas salinidades. El tipo de polímero usado y el proceso, depende de pruebas e información preliminar del

campo, que se evalúan mediante el uso de modelos analíticos para predecir su rendimiento.

Figura 10. Inyección de polímeros



Fuente: SHAH, Dinesh Ochhavlal y SCHECHTER, Robert Samuel. Physico-chemical environment of petroleum reservoirs in relation to oil recovery systems. En: Improved oil recovery by surfactant and polymer flooding. United States of America: Academic Press, Inc, 1977. p. 3: modificado por los autores.

1.5.1.2 Consideraciones para la inyección de polímeros. Las limitaciones a este proceso, son²⁹:

- * Si la viscosidad del petróleo es alta, se necesita mayor concentración de polímero para obtener la movilidad deseada.
- * Los resultados son mejores, si la inyección química se realiza antes que la relación agua/petróleo sea alta.
- * Las arcillas incrementan la adsorción de polímero.
- * Son aceptables algunas heterogeneidades, pero para la inyección de polímero convencional, debe evitarse los yacimientos con amplias fracturas.

Algunos problemas asociados con la inyección de polímeros comprende:

- * La inyectividad es más baja en la inyección de polímeros, que en la inyección de agua, y esto puede afectar negativamente la tasa de producción de petróleo en las etapas tempranas del proceso.

²⁹ DONALDSON, Erle C.; CHILINGARIAN, George V. y YEN, Teh Fu. Polymer flooding. En: Enhanced oil recovery, II: Processes and operations. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier, 1989. p. 173.

- * Los polímeros de tipo acrilamida, pierden viscosidad debido a la degradación por cizallamiento o incrementos en salinidad/iones divalentes.
- * La goma xantana o xantano cuesta más, está sujeta a degradación microbial y fácilmente ocasiona taponamiento de pozos.

En el cuadro 2, se muestran las principales ventajas y desventajas de este proceso.

Cuadro 2. Ventajas y desventajas de la inyección de polímeros

<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
Mejora el perfil de barrido vertical.	Ineficiente cuando hay baja saturación de petróleo móvil.
Agentes desplazantes para controlar movilidad.	Envejecimiento del polímero y formación de geles.
Incrementos del recobro en un 5%.	Taponamiento a la formación.
	Funciona para crudos moderadamente viscosos.

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Métodos de recuperación mejorada de petróleo. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S. A., 2001. p. 316; modificado por los autores.

Para la implementación de este proceso, se debe tener en cuenta los criterios de diseño nombrados en el cuadro 3.

Cuadro 3. Criterios de diseño para invasión con polímeros

<i>Petróleo</i>	
Gravedad	> 25 API
Viscosidad	< 150 cP (preferiblemente <100 cP)
Composición	No crítica
<i>Yacimiento</i>	
Saturación petróleo	> 10% del VP de petróleo móvil
Espesor neto	No crítico

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Métodos de recuperación mejorada de petróleo. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S. A., 2001. p. 315; modificado por los autores.

Cuadro 3. (Continuación)

Yacimiento	
Profundidad	< 9,000 pies (dependiendo de la temperatura)
Razón de movilidad	2 – 40
Permeabilidad	> 20 mD (en algunos casos desde 10 mD)
Factor de heterogeneidad	0.5 – 0.85
Temperatura	< 175°F (algunos polímeros son estables a temperaturas mayores)
Agua	
Salinidad preferiblemente baja	
Litología	
Areniscas preferiblemente, pero puede ser usado en carbonatos	
Se deben evitar las calizas con alta porosidad	
Factores favorables	
Condiciones apropiadas para la inyección de agua	
Alta saturación de petróleo móvil	
Alto ϕh	
Factores desfavorables	
Fracturas extensivas	
Empuje fuerte de agua	
Capa de gas	
Alto contraste de permeabilidad	
Agua de formación altamente salina	
Alto contenido de arcilla y calcio	

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Métodos de recuperación mejorada de petróleo. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S. A., 2001. p. 315; modificado por los autores.

1.5.1.3 Efectos asociados a la inyección de polímeros. La inyección de polímeros favorece la recuperación de petróleo al llevar a cabo lo siguiente:

- * Incremento de la viscosidad del agua.
- * Disminución de la movilidad del agua.

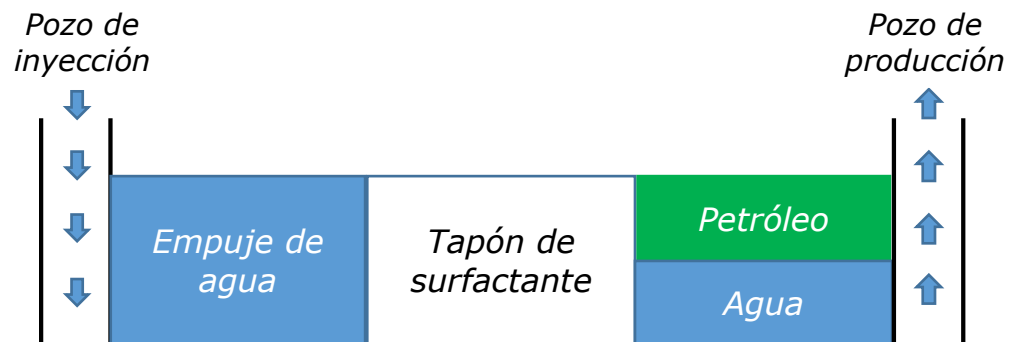
- * Contacto de mayor volumen del yacimiento.
- * Reducción de la movilidad del fluido inyectado, para mejorar la eficiencia de barrido areal y vertical.

1.5.2 Inyección de surfactantes

1.5.2.1 Generalidades de la inyección de surfactantes. Los surfactantes, son sustancias químicas que se adsorben en una superficie o interfase fluido/fluido, cuando están a bajas concentraciones en un sistema, cambiando la mojabilidad (al disminuir presiones capilares). Alteran las propiedades interfaciales, más específicamente reducen la tensión interfacial³⁰. En su forma más común, están compuestos por una porción polar y otra no polar (porción hidrofílica y porción lipofílica, respectivamente).

El propósito principal de este método, es inyectar en el yacimiento materiales activos capaces de movilizar el petróleo residual que pueda ser desplazado y producido. El tapón de surfactante que representa solo una porción del volumen poroso total, se conduce a través del yacimiento, desplazado con un tapón de agua (ver figura 11).

Figura 11. Inyección de surfactantes



Fuente: SHENG, James J. Surfactant flooding. En: Modern chemical enhanced oil recovery: Theory and practice. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2010. p. 648: modificado por los autores.

³⁰ GREEN, Don W. y WILLHITE, G. Paul. Chemical flooding. En: Enhanced oil recovery. Richardson, Texas: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998. p. 240.

Principalmente, es un proceso inmisible, aunque puede existir un desplazamiento miscible en la fase más temprana (antes que se formen fases múltiples del tapón de surfactantes). Los surfactantes más empleados, son los sulfatos oxialquilados y sulfanatos en combinación con sulfanatos de petróleo.

La solución de surfactante contacta las gotas de petróleo residual, y hace que se emulsifiquen por la baja tensión interfacial. Se arrastran con el tapón y se convierten en hilos largos de crudo, que pasan a través de los poros de la roca de formación, para formar un banco de petróleo.

1.5.2.2 Consideraciones para la inyección de surfactantes. Las ventajas y desventajas de este proceso se resumen en el cuadro 4.

Cuadro 4. Ventajas y desventajas de la invasión con surfactantes

Ventajas	Desventajas
Los surfactantes tienen alta actividad interfacial.	Altos costos de los surfactantes.
Incremento del recobro en un orden del 10%.	Retención o precipitación del surfactante en el crudo.
Mejora eficiencia de barrido volumétrico.	

En el cuadro 5, se muestran los criterios que deben ser tenidos en cuenta a la hora de elegir la invasión química con surfactantes.

Cuadro 5. Criterios de diseño para invasión con surfactantes

Petróleo	
Gravedad	> 25 API
Viscosidad	< 30 cP a condiciones de yacimiento
Composición	Livianos intermedios son deseables
Yacimiento	
Saturación de petróleo	> 30%
Espesor neto	> 10 pies

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Métodos de recuperación mejorada de petróleo. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S. A., 2001. p. 315; modificado por los autores.

Cuadro 5. (Continuación)

Yacimiento	
Profundidad	< 8,000 pies
Permeabilidad	> 20 mD
Temperatura	< 175°F
Agua	
< 5,000 ppm de calcio y magnesio (se requiere pre-lavado)	
< 100,000 ppm de sólidos totales disueltos (requiere pre-lavado)	
Agua suave de baja salinidad, debe estar disponible para un tapón de limpieza	
Litología	
Solamente arenisca, con bajo contenido de arcillas, sin yeso ni anhidrita	
Factores favorables	
Formación homogénea	
Barrido de inyección de agua > 50%	
Alto ϕh	
Factores desfavorables	
Fracturas extensivas	
Empuje fuerte de agua	
Capa grande de gas	
Alto contraste de permeabilidad	

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Métodos de recuperación mejorada de petróleo. En: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S. A., 2001. p. 315; modificado por los autores.

1.5.2.3 Efectos asociados a la inyección de surfactantes. La inyección de surfactantes busca favorecer los siguientes procesos:

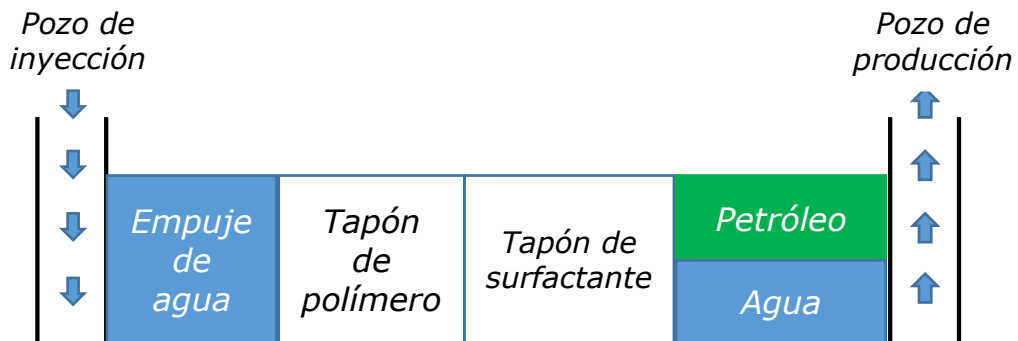
- * Ajuste de las movilidades, para minimizar la canalización y mejorar la eficiencia de desplazamiento volumétrico.
- * Reducción de la tensión interfacial entre el agua y el petróleo.
- * Disminución de la tensión superficial.
- * Mejora de la imbibición de agua.

1.5.3 Inyección de surfactantes-polímeros (SP)

1.5.3.1 Generalidades de la inyección de surfactantes-polímeros (SP). Se utilizan surfactantes en el yacimiento, para reducir la tensión interfacial en el petróleo (se adsorben o concentran en la interfase, alterando las propiedades) y en el agua, y así reducir la presión capilar (incrementar número capilar) y facilitar la movilidad del petróleo; y polímeros, para reducir la razón de movilidad y reunir las pequeñas gotas de petróleo en el yacimiento, en un banco de petróleo que se mueve hasta el pozo.

Este método de recobro mejorado, es aplicable en yacimientos con altas temperaturas y salinidades. Como se observa en la figura 12, se inyecta un tapón que contiene agua, un surfactante, un electrolito (sal), a veces un cosolvente (alcohol) y un hidrocarburo (petróleo). El tamaño del tapón, está usualmente entre 5 – 15% del volumen poroso para un sistema de alta concentración de surfactante; y 15 – 50% del volumen poroso para bajas concentraciones. El tapón de surfactante, es seguido por agua espesada con polímero; y el volumen de la solución polimérica inyectada, depende del diseño del proceso.

Figura 12. Inyección de surfactantes-polímeros



1.5.3.2 Consideraciones para la inyección de surfactantes-polímeros (SP). La inyección de surfactantes-polímeros (SP), generalmente aplica para petróleo liviano y debe considerar las siguientes limitaciones:

- * Sería ideal un barrido areal de más de 50% en una inyección de agua.
- * Se prefiere una formación relativamente homogénea.
- * No son deseables altas cantidades de anhídrita, yeso o arcilla.

- * Los sistemas disponibles, proporcionan un desempeño óptimo en un conjunto limitado de condiciones.
- * Los cloruros del agua de formación, deberían ser menos de 20,000 ppm, además, los iones divalentes (Ca^{++} y Mg^{++}) menos de 500 ppm, para los surfactantes comercialmente disponibles.

Entre los problemas debidos a este proceso, se pueden incluir:

- * Complejidad y costo del sistema.
- * Posibilidad de separación cromatográfica de químicos.
- * Alta adsorción de surfactante.
- * Interacciones entre surfactante y polímero.
- * Degradación de químicos a altas temperaturas.

En el cuadro 6, se muestran las ventajas y desventajas de este proceso, y en el cuadro 7, se identifican los factores claves a la hora de realizar este tipo de invasión.

Cuadro 6. Ventajas y desventajas del proceso de inyección SP

<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
Recuperación de crudo liviano de yacimientos invadidos con agua.	Precipitación y/o adsorción de surfactantes.
Costo de tratamiento de agua menor al de otros métodos.	Costos de los materiales y de los pozos.
	Inmovilización de la solución micelar.

1.5.3.3 Efectos asociados a la inyección de surfactantes-polímeros (SP). La inyección de surfactantes-polímeros (SP), favorece la recuperación de petróleo llevando a cabo lo siguiente:

- * Reducción de la tensión interfacial entre el petróleo y el agua.
- * Solubilización de petróleo.
- * Emulsificación de petróleo y agua.
- * Mejora la movilidad.

Cuadro 7. Criterios básicos de selección para la inyección SP

Petróleo	
Gravedad	> 25 °API
Viscosidad	< 20 cP a condiciones de yacimiento
Yacimiento	
Saturación de petróleo	> 20%
Profundidad	< 8,500 pies
Permeabilidad	No crítica
Temperatura	< 250°F
Agua	
Baja salinidad < 50,000 ppm	
Litología	
Areniscas	
Factores favorables	
Formación homogénea	
Barrido de inyección de agua > 50%	
φh alto	
Factores desfavorables	
Altos contenidos de arcilla	
Alto contraste de permeabilidad	

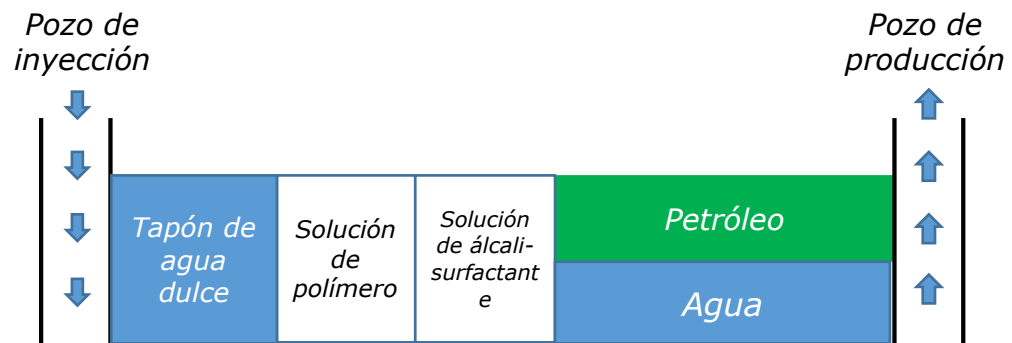
Fuente: DONALDSON, Erle C.; CHILINGARIAN, George V. y YEN, Teh Fu. Enhanced oil recovery injection waters. En: Enhanced oil recovery, I: Fundamentals and analyses. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier, 1985. p. 188.

1.5.4 Inyección de álcalis-surfactantes-polímeros (ASP)

1.5.4.1 Generalidades de la inyección de álcalis-surfactantes-polímeros.

Consiste en la inyección del tapón álcali-surfactante, seguido de un tapón de polímero y finalmente agua. El álcali reacciona con los ácidos orgánicos del crudo y forman surfactantes naturales *in situ*, que reaccionan con los surfactantes inyectados, generando una reducción en la tensión interfacial. El comportamiento de la inyección en el yacimiento, se ilustra en la figura 13.

Figura 13. Inyección de álcalis-surfactantes-polímeros



Fuente: SCHLUMBERGER, et al. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR? En: Oilfield Review. 2011. vol. 22, no. 4, p. 16: modificado por los autores.

1.5.4.2 Consideraciones para la inyección de álcalis-surfactantes-polímeros.

La consideración del proceso ASP, dependerá de su aplicabilidad y la necesidad de la operadora, el cuadro 8 muestra las ventajas y desventajas de usar este proceso.

Cuadro 8. Ventajas y desventajas del proceso tipo ASP

Ventajas	Desventajas
Se usa en crudo con alto valor ácido.	Alta adsorción de surfactantes y polímeros.
La recuperación de petróleo es casi dos veces la de la inyección tradicional de agua.	Degradación de los aditivos químicos a altas temperaturas.

Fuente: USECHE L., Yino R. Modelaje numérico del proceso de inyección de álcali-surfactante-polímero (ASP) a escala de laboratorio usando el simulador Stars. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela, 2013. p. 29-30.

En el cuadro 9, se muestran los criterios para la selección de yacimientos donde aplica este tipo de inyección.

Cuadro 9. Criterios técnicos para la selección de yacimientos candidatos a la inyección de soluciones ASP

Petróleo	
Gravedad	> 20 °API
Viscosidad	< 35 cP a condiciones de yacimiento
Yacimiento	
Saturación de petróleo	> 30%
Permeabilidad	> 100 mD
Temperatura	< 200°F
Razón de movilidad	2 – 40
Agua	
Dureza Ca ²⁺ y Mg ²⁺	< 500 ppm
Salinidad	< 20,000 ppm
Litología	
Areniscas preferiblemente	
Factores favorables	
Yacimientos homogéneos	
Corte de agua > 50%	
φh alto	
Factores desfavorables	
Fracturas extensivas	
Altos contenidos de arcilla	
Alto contraste de permeabilidad	
Acuíferos activos	
Presencia de capa de gas	
Problemas de inyectividad	
Adsorción de aditivos (S y P)	

Fuente: USECHE L., Yino R. Modelaje numérico del proceso de inyección de álcali-surfactante-polímero (ASP) a escala de laboratorio usando el simulador Stars. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela, 2013. p. 28-29.

1.5.4.3 Efectos asociados a la inyección de álcalis-surfactantes-polímeros.

Algunos de los efectos de la inyección de ASP, se describen a continuación:

- * Reducción de la adsorción del surfactante por el uso del álcali.
- * Disminución de la tensión interfacial.
- * Mejoramiento de la eficiencia de barrido.
- * Incremento del ángulo de contacto fluido-roca, es decir, favorece la mojabilidad al agua.

2. DESCRIPCIÓN DE MODELOS PREDICTIVOS EXISTENTES PARA PROCESOS QUÍMICOS

Los modelos predictivos, son desarrollados como una solución a las largas y tediosas simulaciones numéricas para predecir el comportamiento de producción en los yacimientos, que además necesitan gran cantidad de información para su aplicación. En esta sección, se describen tres modelos existentes que se encontraron pertinentes para el desarrollo del proyecto, debido a que aplican para los tipos de procesos que se desean evaluar: para la inyección química de surfactantes-polímeros (CFPM) y la inyección de polímeros (PM y PFPM). A continuación se presenta la descripción y metodología de los tres métodos.

2.1 MODELO PREDICTIVO PARA INYECCIÓN DE SURFACTANTES-POLÍMEROS, CFPM

El modelo que se describe a continuación, fue tomado del documento presentado por el Departamento de Energía de Estados Unidos³¹, y de su respectivo resumen publicado en el paper “*A simplified predictive model for Micellar-Polymer Flooding*”³².

El modelo predictivo para la inyección de surfactantes-polímeros CFPM (*Chemical Flood Predictive Model*) es uno de los modelos de la serie desarrollada por el Departamento de Energía de Estados Unidos, con el fin de identificar yacimientos para procesos de recobro mejorado de petróleo. El proyecto fue realizado con información pública de yacimientos, que generalmente se limita a propiedades promedio de roca y fluidos, y que no es suficiente para realizar estudios exhaustivos de simulación; por esta razón, algunos valores se establecen por defecto en el modelo. Del modelo, se obtiene una función Tasa de petróleo vs. Tiempo para un patrón simple, y los resultados pasan a evaluación económica; cuando se quiere estimar el comportamiento de un patrón múltiple, se debe especificar la programación de desarrollo del patrón.

En la fase de selección del método (*binary screening*), se realiza una matriz considerando las características del yacimiento (saturación de petróleo,

³¹ DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Chemical Flood Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-5. 1986. p. 1-370.

³² PAUL, George W., *et al.* A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California Regional Meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. no. SPE-10733, p. 1-20.

viscosidad, permeabilidad, etc.), sobre o bajo valores específicos de los rangos de aplicabilidad de los métodos de recobro mejorado. Sin embargo con los modelos predictivos, la idea es seleccionar yacimientos teniendo en cuenta criterios económicos y limitaciones técnicas mínimas, soportados por un modelo físico en el cual los parámetros técnicos están en relación apropiada.

En el modelo CPFM, se usa teoría y resultados de simulación numérica para pronosticar recobro de petróleo en patrones normales de cinco puntos. La teoría de flujo fraccional permite que se determine el banco de petróleo, la ruptura de surfactante y la vida del proyecto. Un factor tipo Koval, que se basa en el coeficiente de Dykstra-Parsons, se usa para considerar los efectos de la heterogeneidad del yacimiento, en las velocidades del banco de surfactante y de petróleo.³³

Para el desarrollo se tiene en cuenta ciertas premisas y limitaciones:³⁴

- * El petróleo objetivo, es el petróleo remanente en la zona barrida de la inyección de agua, es decir, el modelo se limita a la recuperación terciaria (después de inyección de agua).
- * El modelo CPFM no se reduce a un modelo de inyección de agua en la ausencia de surfactante o polímero. Aunque se considera la adsorción de surfactante, la adsorción de polímero en el modelo no se tiene en cuenta.
- * La eficiencia de desplazamiento del proceso de inyección de surfactantes-polímeros, es una función del número capilar, que se calcula con la permeabilidad, profundidad y espaciamiento (área de drenaje dividida en dos). Este cálculo, asume constante la tensión de la interfase surfactante-petróleo (10^{-3} dinas/cm), y aplica solamente para patrones de cinco puntos, las razones se dan más adelante.
- * La tasa líquida de producción y la tasa líquida de inyección, se considera constante a lo largo del proceso de recobro mejorado. En los cálculos de inyectividad, la viscosidad del tapón de surfactante es igual a la viscosidad del petróleo.

³³ DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Chemical Flood Predictive Model, Op. cit., p. 11.

³⁴ *Ibíd.*, p.13-14.

- * El perfil de la curva de producción para yacimientos heterogéneos es triangular, y la ruptura del petróleo y del surfactante se determina con la teoría de flujo fraccional; en los cálculos se considera que la velocidad del surfactante, no cambia cuando el frente de polímero supera el frente de surfactante; como pasa generalmente en las capas de baja permeabilidad, el error al hallar el recobro promedio de petróleo es pequeño. Se supone que la tasa máxima de petróleo se presenta con la ruptura del surfactante.

- * Para hallar la eficiencia de barrido vertical:
 - La saturación de petróleo móvil y el retraso en el frente del surfactante debido a la adsorción, son uniformes.
 - La dispersión del tapón de surfactante es despreciable.
 - La razón de movilidad de todos los frentes es la unidad.
 - La saturación de petróleo se reduce a un valor constante, que se determina por medio de la curva de desaturación, en todo el espacio poroso en el que hay presencia de surfactante.

Se desarrolla para yacimientos de areniscas en los que anteriormente se realizó inyección de agua y solamente tiene dos limitaciones (valores sobre los cuales se rechazan yacimientos):

- * Temperatura de formación: 230°F.
- * Salinidad (sólidos disueltos totales): 80,000 ppm TDS (probablemente es más significativo tener información sobre iones divalentes pero los datos no están disponibles fácilmente).

En la primera fase del trabajo, se evalúan datos disponibles de campo y laboratorio con el fin de identificar cantidades críticas que impactan el proceso de inyección de surfactantes-polímeros. Después se desarrollan ecuaciones para tasa de petróleo y algoritmos de recobro, con teoría y simulación numérica.

Se determina la eficiencia de recobro de petróleo total, como producto de las eficiencias de desplazamiento en una dimensión, barrido vertical de surfactante y barrido de polímero; se corrige por los efectos de flujo cruzado, mediante una fórmula que depende de la razón de permeabilidad vertical y horizontal. La eficiencia de desplazamiento, se establece del número capilar que se convierte en una función de permeabilidad, profundidad y espaciado del pozo, además, se

derivan correlaciones de los resultados de simulación numérica, y se utilizan para expresar la eficiencia de barrido vertical, como una función del tamaño del tapón de surfactante, adsorción y heterogeneidad del yacimiento. La eficiencia de barrido del polímero, es un factor empírico desarrollado a partir de la simulación numérica, que está en función del tamaño del polímero y la eficiencia de barrido vertical.

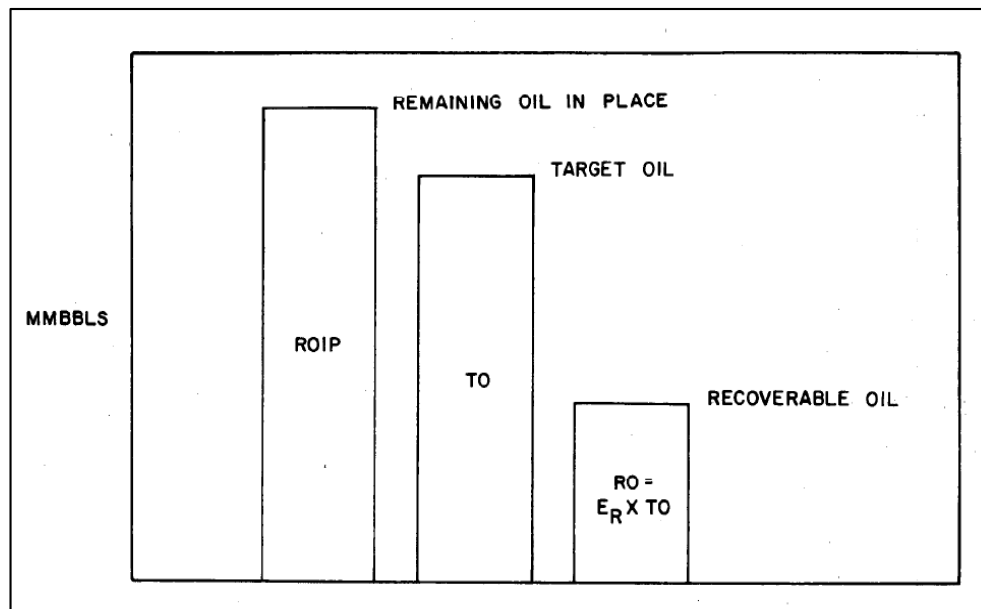
La simulación numérica fue usada para validar y construir correlaciones para el CFPM. La inyección de surfactantes-polímeros fue simulada con un simulador multicomponente, trifásico, tridimensional y de diferencias finitas. Las simulaciones incorporaron, entre otras cosas, equilibrio dependiente petróleo-agua-surfactante-salinidad, permeabilidad relativa trifásica, presión capilar, propiedades del fluido dependientes de la composición y adsorción química.

2.1.1 Descripción del modelo predictivo para inyección de surfactantes-polímeros, CFPM. Se estima el petróleo objetivo (TO = *Target oil*) de la inyección química, o la porción de petróleo *in situ* que permanece y ha sido anteriormente barrida por agua, como se observa en la figura 14. La fracción de TO producido durante la inyección química, se define como la eficiencia de recobro general (ER). ER es determinada como una función del número capilar en campo, y de las eficiencias de barrido para heterogeneidad vertical y el bache de polímero. Una curva de Tasa de petróleo vs. Tiempo, o función de producción, es estimada mediante la utilización de la ecuación de flujo fraccional, teniendo en cuenta la adsorción adimensional del surfactante. El área bajo la curva de producción, la cual es por definición el petróleo recuperable, es usada para estimar la tasa máxima de petróleo.

* **Cálculo de petróleo objetivo.**

El petróleo objetivo o TO, *target oil*, es el petróleo que queda en la porción barrida por el agua del yacimiento, y se reduce a la fracción del yacimiento sobre el agua de fondo (f_{bw}) y bajo la capa de gas (f_{gc}); se representa mediante la ecuación 36. Se asume resaturación completa de la porción del yacimiento que no ha sido barrida, y barrido areal de la inyección química igual al de la inyección de agua realizada anteriormente porque como se ha mencionado anteriormente, evalúa necesariamente un proceso de recuperación terciaria.

Figura 14. Recobro de petróleo, inyección química³⁵



Ecuación 36. Petróleo en el yacimiento luego de la inyección de agua³⁶

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

Dónde:

TO = Petróleo objetivo (*target oil*).

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

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

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

$OOIP$ = Petróleo original *in situ*.

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

B_{of} = Factor volumétrico de formación del petróleo final.

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

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

Cuando no hay información disponible del petróleo original *in situ*, petróleo acumulado producido al final de la inyección de agua y factores volumétricos de

³⁵ PAUL. Op. cit., p. 10.

³⁶ *Ibid.*, p.1.

formación del petróleo; el petróleo objetivo se puede determinar, al despejar la ecuación 37, que define el volumen poroso inundable para todos los patrones.

Ecuación 37. Volumen poroso inundable³⁷

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

Dónde:

$$V_p = A\phi h$$

h = Espesor de la capa.

* **Tasa y número capilar.**

Se utiliza la ecuación de flujo de estado estable dada por Muskat para un patrón cinco puntos, y se define un coeficiente de inyectividad C'_p (ver ecuación 38), para determinar la tasa de producción de estado estable como aparece en la ecuación 39.

Ecuación 38. Coeficiente de inyectividad³⁸

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

Dónde:

ΔP = Caída de presión inyector-productor.

μ_o = Viscosidad del petróleo, [cP].

D = Profundidad, [ft].

μ = Viscosidad del fluido inyectado, [cP].

Ecuación 39. Flujo de estado estable para cinco puntos³⁹

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

³⁷ *Ibíd.*, p. 2.

³⁸ *Ibíd.*, p. 2.

³⁹ *Ibíd.*, p. 2.

Dónde:

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

C'_p = Coeficiente de inyectividad.

$A_{\text{espaciamiento}}$ = Área del patrón al pozo inyector (espaciamiento), [acres].

Además, se toma la definición de número capilar (ver ecuación 40), y se usan los resultados dados por Parsons para la velocidad media en un patrón de cinco puntos (ver ecuación 41), con el objeto de obtener una nueva ecuación que permita encontrar el número capilar (ver ecuación 42).

Ecuación 40. Número capilar⁴⁰

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

Dónde:

u = Velocidad Darcy, [ft/día].

σ = Tensión interfacial.

Ecuación 41. Velocidad media en un patrón de cinco puntos⁴¹

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

En el modelo se asume que $\mu \approx \mu_o$ y $\sigma = 10^{-3} \frac{\text{dinas}}{\text{cm}}$ para simplificar los resultados, se obtiene:

Ecuación 42. Redefinición del número capilar⁴²

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

De esta manera, tanto la tasa de petróleo como el número capilar, dependen del coeficiente de inyectividad. Si $\mu \approx \mu_o$; C'_p puede llegar máximo hasta 0.7 psia/ft, si

⁴⁰ *Ibíd.*, p. 2.

⁴¹ *Ibíd.*, p. 2.

⁴² *Ibíd.*, p. 2.

los pozos inyectoros están inyectando fluidos a su límite de fractura, y los pozos productores han sido completamente bombeados; o mínimo hasta 0.27 psia/ft si los pozos productores tienen una cabeza de agua.

Teniendo en cuenta información de inyección y producción de 16 campos de prueba con procesos de recobro mejorado surfactantes-polímeros, se define el valor de C'_p mediante la ecuación 39; los valores oscilan entre 0.13 y 3.63 psia/ft con un promedio de 0.3 psia/ft, valor que se utiliza por defecto cuando no hay información disponible (ese valor coincide con el límite de la columna de agua). Sin embargo, como la función de producción de petróleo es afectada por el coeficiente de inyectividad, siempre que sea posible se debe considerar en la estimación: la información histórica de inyección de agua y experiencia con los yacimientos; por ejemplo, fracturas y condiciones de los pozos.

Siendo una función logarítmica del número capilar, el recobro de petróleo no es tan sensible a C'_p como la tasa de petróleo, y no es tan importante como la tensión interfacial, que puede cambiar por órdenes de magnitud *in situ*. La tensión interfacial es igual a 10^{-3} dina/cm para la estimación del número capilar, porque:

- Representa, qué puede obtenerse con la tecnología actual.
- Provee una comparación relativa entre proyectos.
- Provee una correlación significativa entre recobro de petróleo y número capilar para los 16 campos de prueba.

* **Retención de surfactante en arenas.**

Se debe expresar la retención de surfactante en unidades de volumen poroso del tapón de surfactante inyectado requerido para satisfacer toda la adsorción. Es posible calcularla igualando el surfactante total inyectado con el surfactante total adsorbido, como aparece en la ecuación 43.

Ecuación 43. Retención de surfactante expresada en unidades de volumen poroso de tapón de surfactante inyectado⁴³

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

⁴³ *Ibíd.*, p. 2.

Dónde:

ρ_r = Densidad de la roca.

a_s = Retención de surfactante, [mg/g roca].

ρ_s = Densidad del surfactante.

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

La relación adimensional del tamaño del tapón de surfactante planteada en la ecuación 44, es objeto de optimización; para eso, V_{ps} debería ser ligeramente mayor a D_s , lo que normalmente resulta ser $V_{ps}/D_s = 1.2 - 1.3$.

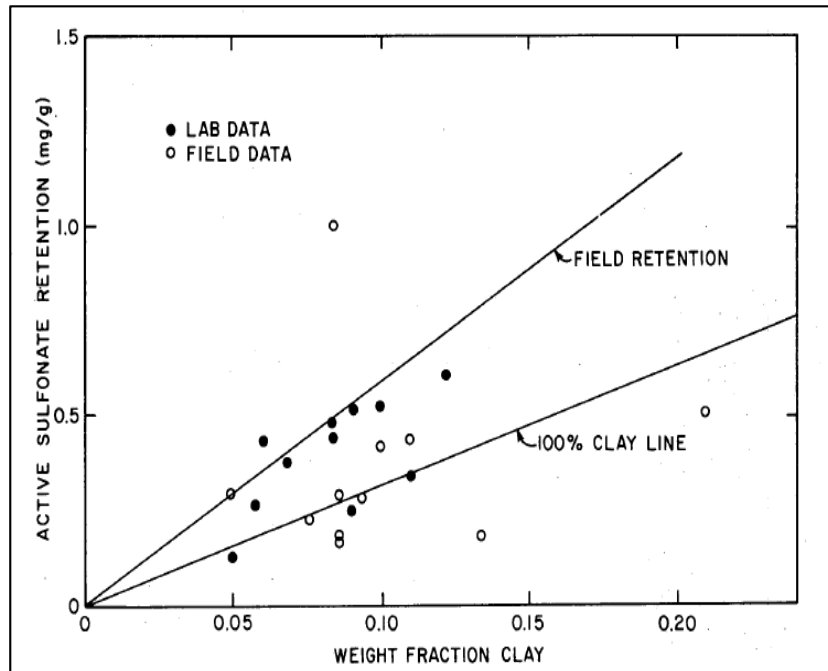
Ecuación 44. Relación adimensional del tamaño del tapón de surfactante⁴⁴

$$R_{Ts} = \frac{V_{ps}}{D_s}$$

Dónde:

V_{ps} = Volumen poroso del tapón de surfactante.

Figura 15. Retención de surfactante en arenas⁴⁵



⁴⁴ *Ibíd.*, p. 2.

⁴⁵ *Ibíd.*, p. 10.

La retención de surfactante, a_s , se puede hallar con una correlación entre la adsorción de surfactante en arenas y la fracción total de arcilla, como se puede ver en la figura 15, en la que solo se muestran algunos de los datos usados para la correlación. La línea más baja de la figura 15, representada por la ecuación 45, es recomendada si no hay información de laboratorio disponible; si la fracción de arcilla tampoco se conoce, se puede usar $a_s = 0.4mg/g$ como una estimación del orden de magnitud. La línea superior, es una estimación de la actual retención histórica del campo; los datos de campo son mayores debido a que tal vez reflejan otros mecanismos de retención, adicionales a la retención de arcilla.

Ecuación 45. Retención de surfactante⁴⁶

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

* **Algoritmo para el recobro de petróleo.**

La eficiencia de recobro de petróleo para métodos de recuperación terciaria en la ausencia de flujo cruzado, puede descomponerse en eficiencias de desplazamiento, barrido vertical y movilidad del bache de polímero, y representarse mediante la ecuación 46. Además, esto permite determinar el volumen de petróleo objetivo que es recuperable, como se describe en la ecuación 47.

Ecuación 46. Eficiencia de recobro terciario de petróleo cuando no hay flujo cruzado⁴⁷

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

Dónde:

E_R = Eficiencia de recobro de petróleo en procesos SP.

E_D = Eficiencia de desplazamiento microscópica.

E_V = Eficiencia de barrido vertical.

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

⁴⁶ *Ibíd.*, p. 2.

⁴⁷ *Ibíd.*, p. 2.

Ecuación 47. Volumen de petróleo objetivo recuperable⁴⁸

$$N_{RECUPERABLE} = TO * E_R$$

Los métodos para estimar las eficiencias, se presentan a continuación:

- Eficiencia de desplazamiento. Se define mediante la ecuación 48 y por ser una eficiencia microscópica, es independiente del barrido y función del número capilar (por medio de la curva de desaturación capilar).

Ecuación 48. Eficiencia de desplazamiento microscópica⁴⁹

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

Dónde:

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

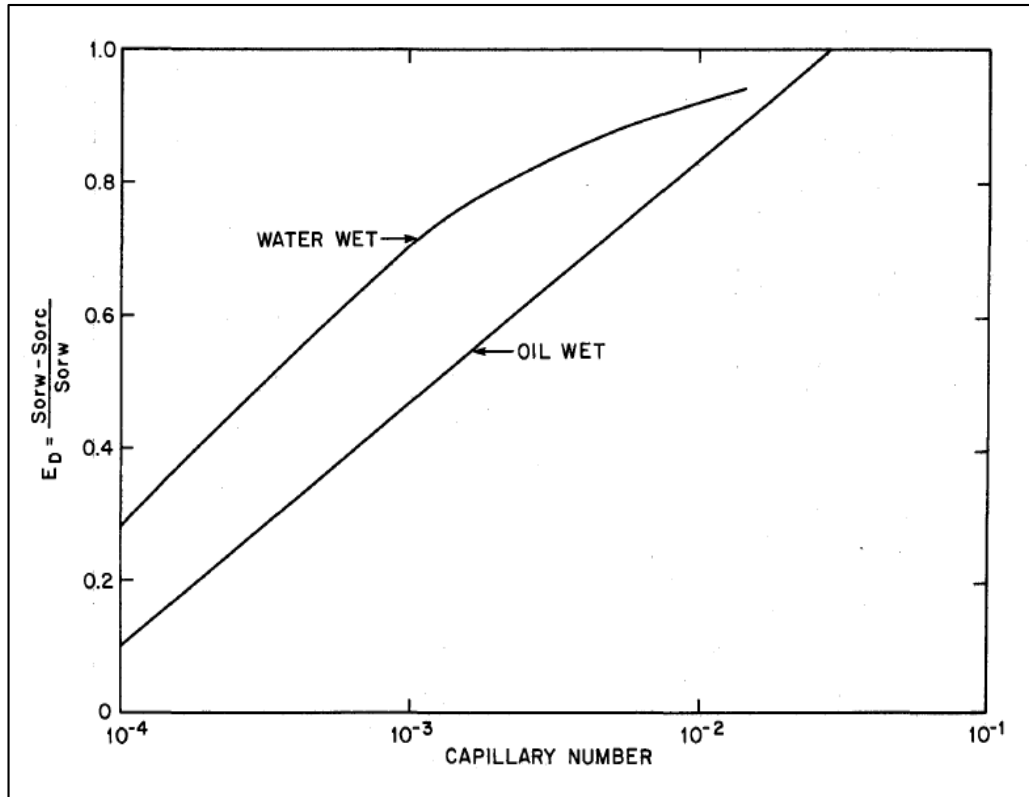
La eficiencia de desplazamiento microscópica, se alcanza cuando la relación adimensional del tamaño del tapón de surfactante es lo suficientemente grande.

En CPFM, hay tres métodos para obtener la eficiencia de desplazamiento microscópica: 1) Calcular el número capilar con la ecuación 42 y utilizar la curva de desaturación capilar del yacimiento, aunque normalmente no está disponible. 2) Pruebas de tapón en núcleos de campo, con una relación adimensional del tamaño del tapón de surfactante grande. 3) Hallar el número capilar con la ecuación 42 y utilizar las curvas de desaturación capilar para areniscas Berea, como las desarrolladas por Gupta-Trushenski, mostradas en la figura 16. En el modelo, la influencia de la humectabilidad en la eficiencia de desplazamiento, se aproxima con una interpolación lineal, como la relación de permeabilidades relativas en los puntos extremos (ver la ecuación 49); $R = 0.1$ a $N_{cap} = 10^{-5}$, para rocas humectadas al agua (*water wet*) y $R = 10$ a $N_{cap} = 10^{-4}$, para rocas humectadas al petróleo (*oil wet*).

⁴⁸ DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Chemical Flood Predictive Model, Op. cit., p. 16.

⁴⁹ PAUL. Op. cit., p. 2.

Figura 16. Desaturación capilar para areniscas Berea⁵⁰



Ecuación 49. Relación de permeabilidades relativas en los puntos extremos⁵¹

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

Dónde:

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

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

- Eficiencia de barrido vertical. La estimación, es función de la heterogeneidad a través del coeficiente de Dykstra-Parsons y la relación adimensional del tamaño del tapón de surfactante, como se plantea en la ecuación 50. Para tener en cuenta el flujo en el medio poroso, se utiliza la razón de movilidad

⁵⁰ *Ibíd.*, p. 11.

⁵¹ *Ibíd.*, p. 3.

efectiva y por eso aparecen las variables de capacidad de almacenamiento y capacidad de flujo.

En la figura 17, se observa cómo la eficiencia de barrido vertical y la relación adimensional del tamaño del tapón de surfactante, cambian en función del coeficiente de Dykstra-Parsons.

Ecuación 50. Eficiencia de barrido vertical⁵²

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

Dónde:

C_m = Capacidad de almacenamiento de la capa donde la posición longitudinal adimensional, es igual a 1 en el pozo productor (donde el frente de polímero sobrepasa el frente de surfactante), (ver ecuación 51).

F_m = Capacidad de flujo donde la posición longitudinal adimensional, es igual a 1 en el pozo productor (donde el frente de polímero sobrepasa el frente de surfactante), (ver ecuación 52).

Ecuación 51. Capacidad de almacenamiento de la capa m⁵³

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

Dónde:

M_e = Razón de movilidad efectiva, (ver ecuación 53).

Ecuación 52. Capacidad de flujo de la capa m⁵⁴

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

⁵² *Ibíd.*, p. 3.

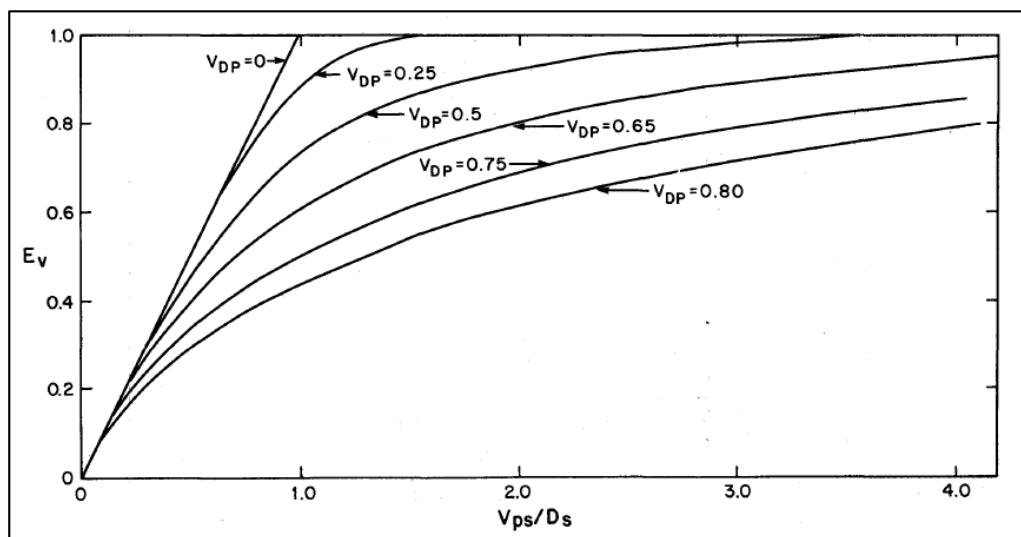
⁵³ *Ibíd.*, p. 8.

⁵⁴ *Ibíd.*, p. 8.

Ecuación 53. Razón de movilidad efectiva⁵⁵

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

Figura 17. Efecto de la relación adimensional del tamaño del tapón de surfactante en el barrido vertical⁵⁶



- Eficiencia de movilidad del bache de polímero. Se establece mediante la relación entre el volumen de petróleo producido y el volumen de petróleo movilizado.

Como se describe en la ecuación 54, debería ser función tanto del volumen poroso de polímero inyectado (V_{MB}), como de la relación adimensional del tamaño del tapón de surfactante (V_{ps}/D_s), y el coeficiente de Dykstra-Parsons (V_{DP}).

Ecuación 54. Eficiencia de movilidad del bache de polímero ⁵⁷

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

⁵⁵ *Ibíd.*, p. 8.

⁵⁶ *Ibíd.*, p. 11.

⁵⁷ *Ibíd.*, p. 3.

Dónde:

$$E_{MBO} = E_{MB}|_{V_{MB}=0}$$

α = Constante en la ecuación 54.

β = Constante en la ecuación 54.

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

E_{MBO} , se considera en el cálculo de la eficiencia de movilidad del bache de polímero, debido a que satisface los límites de la ecuación 55 y la ecuación 56.

Ecuación 55. Límite 1, E_{MB} ⁵⁸

$$\lim_{V_{MB} \rightarrow \infty} E_{MBO} = 1$$

Ecuación 56. Límite 2, E_{MB} ⁵⁹

$$\lim_{E_V \rightarrow 0} E_{MBO} = 1$$

El límite de la ecuación 56, se establece por la observación de resultados de simulación numérica; refleja que una relación adimensional del tamaño del tapón de surfactante (V_{ps}/D_s) más pequeña y por lo tanto, una eficiencia de barrido vertical más pobre (E_V), significa que la eficiencia de movilidad del bache de polímero (E_{MB}) tiende a la unidad (para un volumen poroso dado del bache de polímero, V_{MB}), porque menos cantidad de petróleo es movilizada.

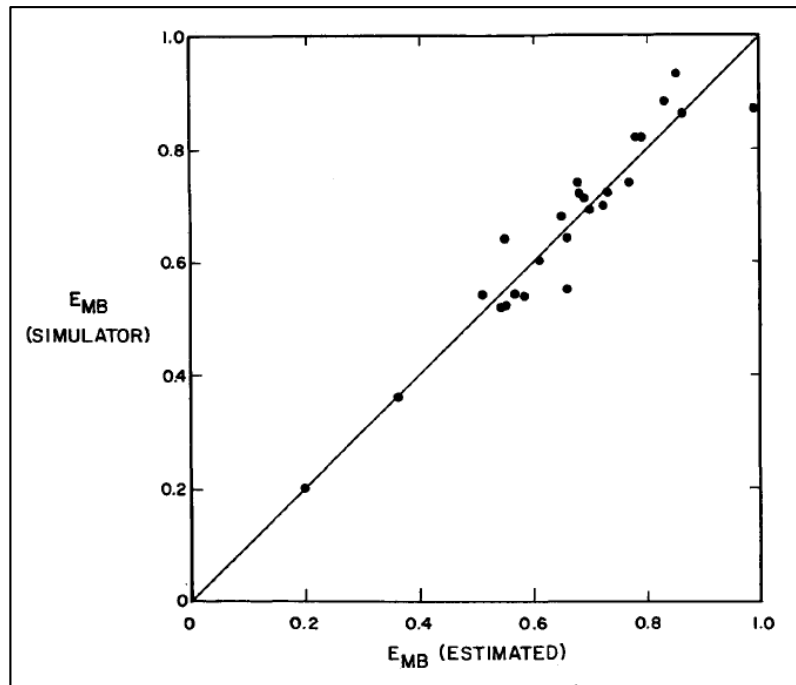
La evaluación de las constantes α , β y E_{MBO} en la ecuación 54, se realiza usando los resultados de simulaciones de secciones transversales bidimensionales, sin flujo cruzado, y a diferente volumen poroso de polímero inyectado (V_{MB}), relación adimensional del tamaño del tapón de surfactante (V_{ps}/D_s) y coeficiente de Dykstra-Parsons (V_{DP}). La eficiencia de movilidad del bache de polímero (E_{MB}), se determina mediante la ecuación 57, con la eficiencia de desplazamiento microscópica (E_D) establecida para una sola dimensión, relación adimensional del tamaño del tapón de surfactante grande

⁵⁸ *Ibíd.*, p. 3.

⁵⁹ *Ibíd.*, p. 3.

y eficiencia de barrido vertical (E_V), calculada por un procedimiento para capas finitas. En este sentido, la ecuación 57 se relaciona correctamente con la ecuación 54, cuando se cumple que $\alpha = 0.4$, $\beta = 1.2$ y E_{MB0} se define como en la ecuación 58 (así se muestra en la figura 18, los puntos con mayor desviación de la línea de 45° que señala correlación perfecta, se obtienen de simulaciones con valores grandes para el coeficiente de Dykstra-Parsons).

Figura 18. Eficiencia de movilidad del bache de polímero ⁶⁰



Ecuación 57. Eficiencia de movilidad del bache de polímero ²⁶¹

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

Ecuación 58. Constante E_{MB0} la ecuación 54⁶²

$$E_{MB0} = 0.71 - 0.6V_{DP}$$

⁶⁰ *Ibíd.*, p. 12.

⁶¹ *Ibíd.*, p. 3.

⁶² *Ibíd.*, p. 3.

* ***Función de producción.***

La función de producción se afecta por las condiciones del yacimiento, y por eso hay dos posibilidades para determinarla.

- Medio homogéneo. De acuerdo a la teoría de flujo fraccional, una inyección química de surfactantes-polímeros bien diseñada, genera un banco de petróleo limpio de saturación constante (S_{ob}), y flujo fraccional de petróleo en función de la misma $f_{ob} = f_o(S_{ob})$. El banco será dirigido por un frente de surfactante que tiene una velocidad específica (velocidad actual del frente dividida por la velocidad intersticial), descrita en la ecuación 59, que asume que no hay gran curvatura en la curva de flujo fraccional de baja tensión interfacial; también se puede expresar la velocidad del frente de surfactante como función de la saturación de petróleo, y del cambio de flujo fraccional en la parte posterior del banco de petróleo, de acuerdo a la ecuación 60.

Ecuación 59. Velocidad del frente de surfactante 1, medio homogéneo⁶³

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

Ecuación 60. Velocidad del frente de surfactante 2, medio homogéneo⁶⁴

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

Dónde:

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

S_{ob} = Saturación del banco de petróleo.

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

S_{wb} = Saturación del banco de agua.

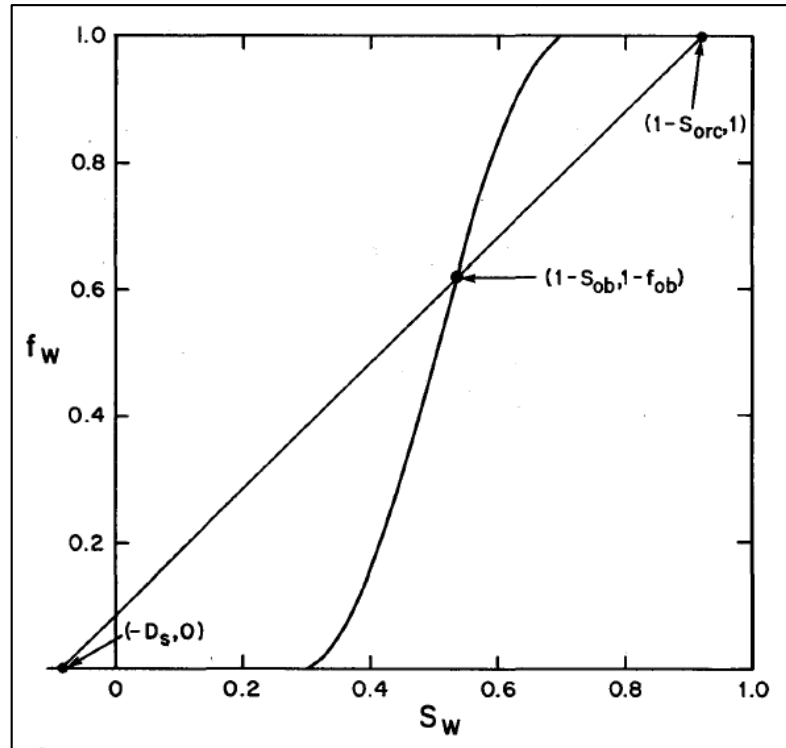
La ecuación 59 y la ecuación 60, establecen una relación para la saturación del banco de petróleo, que debe resolverse de manera simultánea con la curva de flujo fraccional agua-petróleo $f_w = f_w(S_w)$. De acuerdo a la figura

⁶³ *Ibíd.*, p. 3.

⁶⁴ *Ibíd.*, p. 3.

19, la solución es la intersección de la línea recta que pasa a través de los puntos $f_w = 0$, $S_w = -D_s$ y $f_w = 1$, $S_w = 1 - S_{orc}$ con la curva de flujo fraccional. Tomando como premisa que la saturación de petróleo residual al químico (S_{orc}) es constante, es posible considerar una expresión como la que se plantea en la ecuación 61 para describir la velocidad específica del frente del banco de petróleo.

Figura 19. Diagrama de flujo fraccional⁶⁵



Ecuación 61. Velocidad del frente del banco de petróleo, medio homogéneo⁶⁶

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

Dónde:

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

Para métodos de recuperación terciaria:

⁶⁵ *Ibíd.*, p. 12.

⁶⁶ *Ibíd.*, p. 3.

$$S_{oi} = S_{or}$$

$$f_{oi} = 0$$

Las velocidades específicas de la ecuación 59 y la ecuación 61, también permiten obtener expresiones para el tiempo de ruptura adimensional del banco de surfactante (ver ecuación 62) y de petróleo (ver ecuación 63).

Ecuación 62. Tiempo de ruptura adimensional del banco de surfactante, medio homogéneo⁶⁷

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

Ecuación 63. Tiempo de ruptura adimensional del banco de petróleo, medio homogéneo⁶⁸

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

Como se puede observar en la figura 20, en el caso del medio homogéneo, la función adimensional de producción está definida por la ecuación 64.

Ecuación 64. Corte de petróleo, medio homogéneo⁶⁹

$$\text{Corte de petróleo} = \begin{cases} f_{oi}, \text{ hasta } t_D = t_{Dob} \\ f_{ob}, \text{ para } t_{Dob} < t_D < t_{Ds} \\ 0, \text{ para } t_D > t_{Dob} \end{cases}$$

Dónde:

t_D = Tiempo adimensional, volumen poroso inyectado.

- Medio heterogéneo. La función de producción de petróleo propuesta en el modelo de inyección de surfactantes-polímeros CFPM, es triangular y está basada en las velocidades modificadas de la ecuación 59 y la ecuación 61

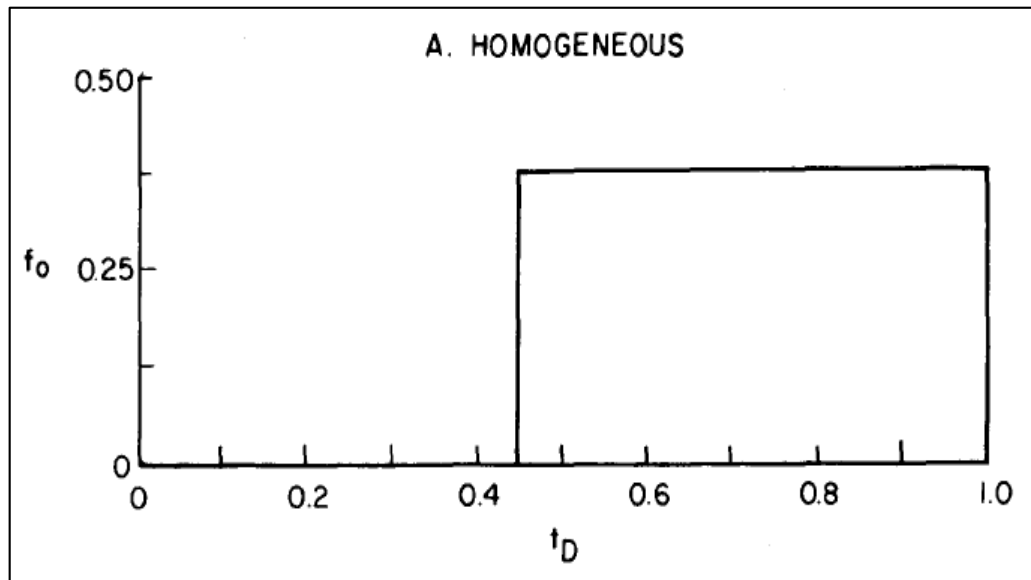
⁶⁷ *Ibíd.*, p. 3.

⁶⁸ *Ibíd.*, p. 3.

⁶⁹ *Ibíd.*, p. 3.

para tener en cuenta la estratificación. La forma triangular es seleccionada, porque esta puede ser descrita con solo cuatro variables: tiempo de ruptura de petróleo, tiempo de tasa máxima de petróleo, tasa máxima de petróleo y tiempo de tasa cero.

Figura 20. Función adimensional de producción, medio homogéneo⁷⁰



Considerando que el coeficiente de Dykstra-Parsons (V_{DP}) puede relacionarse con la razón de movilidad efectiva (M_e) mediante la ecuación 53, y la capacidad de flujo (F) de toda la estratificación, con la capacidad de almacenamiento (C) a través de la ecuación 65; la velocidad de flujo específica aparente de la capa más rápida es como se aprecia en la ecuación 66.

Ecuación 65. Capacidad de flujo⁷¹

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

Dónde:

C = Capacidad de almacenamiento.

⁷⁰ *Ibíd.*, p. 13.

⁷¹ *Ibíd.*, p. 4.

La ecuación 67, define la velocidad del frente de surfactante y la ecuación 68 la velocidad del frente de petróleo en las capas de yacimiento, con relación a la velocidad intersticial general promedio. Adicionalmente, en la ecuación 69 y la ecuación 70, se describe el tiempo de ruptura adimensional del frente de surfactante y del banco de petróleo, respectivamente.

Ecuación 66. Velocidad de flujo específica aparente⁷²

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

Dónde:

v = Velocidad adimensional para medio homogéneo.

Ecuación 67. Velocidad del frente de surfactante⁷³

$$v'_s = v_s M_e$$

Dónde:

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

Ecuación 68. Velocidad del frente de petróleo, medio heterogéneo⁷⁴

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

Dónde:

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

Ecuación 69. Tiempo de ruptura adimensional del banco de surfactante, medio heterogéneo⁷⁵

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

⁷² Ibíd., p. 4.

⁷³ Ibíd., p. 4.

⁷⁴ Ibíd., p. 4.

⁷⁵ Ibíd., p. 4.

Ecuación 70. Tiempo de ruptura adimensional del banco de petróleo, medio heterogéneo⁷⁶

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

Por lo tanto, es razonable asumir que la tasa máxima de petróleo, se presentará a t'_{Ds} , punto en el cual el corte promedio de petróleo será como se describe en la ecuación 71. El último término de esta ecuación, en la parte derecha, expresa la capacidad de flujo del yacimiento, a una capacidad de flujo en la cual la velocidad del surfactante en la capa de más alta permeabilidad (v_sM_e), es igual a la velocidad del banco de petróleo en una capa de permeabilidad más baja ($v_{ob}F$).

Ecuación 71. Corte de petróleo promedio, medio heterogéneo⁷⁷

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

Dónde:

f_{opk} = Flujo fraccional del pico de petróleo, *fractional flow oil peak*.

Para $t'_{Dob} < t'_D < t'_{Ds}$, el corte de petróleo incrementa linealmente, porque cada vez más capas empiezan a producir petróleo. Para $t'_D > t'_{Ds}$, el corte de petróleo cae linealmente, debido a que más capas producen surfactante o polímero. Desde la ecuación 59 hasta la ecuación 71, se asume que no habrá un cambio en la velocidad del surfactante, cuando el frente de polímero sobrepase el frente de surfactante; esto pasará principalmente en capas de baja permeabilidad, que no aportarán mucho en la parte inicial de la función de producción.

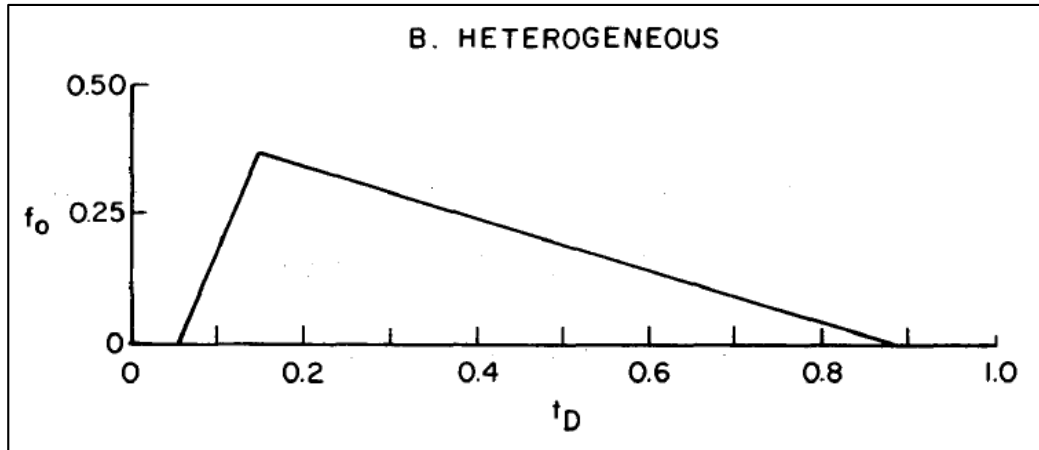
El tiempo adimensional cuando la tasa de petróleo es cero (t'_{Dsw}), que se plantea en la ecuación 72, es el punto final en la función de producción triangular, y se selecciona para que el recobro total de petróleo en la inyección química (área bajo la curva en la función de producción), sea como

⁷⁶ *Ibíd.*, p. 4.

⁷⁷ *Ibíd.*, p. 4.

se muestra en la ecuación 46. La función adimensional de producción, se puede observar en la figura 21.

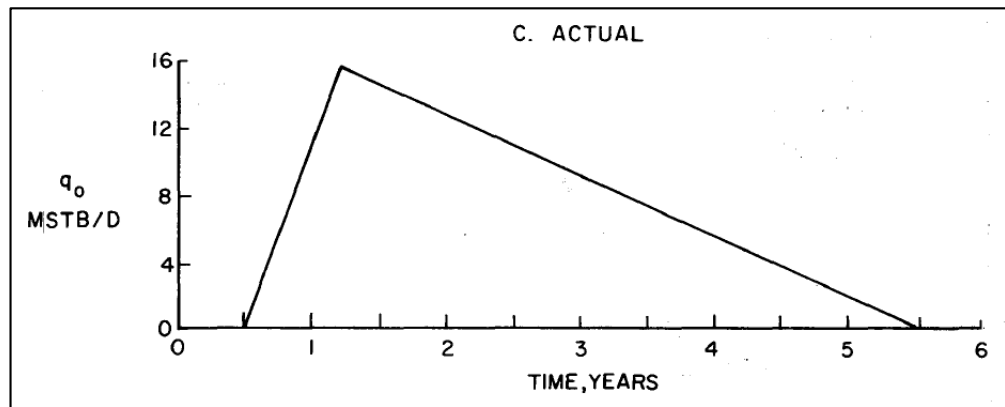
Figura 21. Función adimensional de producción, medio heterogéneo⁷⁸



Ecuación 72. Tiempo adimensional cuando la tasa de petróleo es cero, medio heterogéneo⁷⁹

$$t'_{Dsw} = t'_{Dob} + 2E_R^0 \frac{S_{orw}}{f_{opk}}$$

Figura 22. Función de producción, medio heterogéneo⁸⁰



⁷⁸ *Ibíd.*, p. 13.

⁷⁹ *Ibíd.*, p. 4.

⁸⁰ *Ibíd.*, p. 4.

Mediante la ecuación 73, que representa la tasa de producción de petróleo (Bbl/día), y la ecuación 74, que representa el tiempo (días), se puede convertir la función adimensional de producción, en una función de Tasa de petróleo vs. Tiempo, y se obtiene una gráfica como la que aparece en la figura 22.

Ecuación 73. Tasa de producción de petróleo de estado estable⁸¹

$$q_o = q_i f_o$$

Dónde:

q_i = Tasa de inyección total, ecuación 39.

Ecuación 74. Tiempo⁸²

$$t = t_D \left(\frac{V_p}{q_i} \right)$$

Dónde:

V_p = Volumen poroso inundable, ecuación 37.

- Corrección para flujo cruzado. Se realizaron simulaciones de secciones transversales bidimensionales, y simulaciones numéricas tridimensionales, variando el coeficiente de Dykstra-Parsons (V_{DP}), la relación adimensional del tamaño del tapón de surfactante (V_{ps}/D_s) y el número adimensional de flujo cruzado que se plantea en la ecuación 75.

Ecuación 75. Número adimensional de flujo cruzado⁸³

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

Dónde:

L = Distancia inyector-productor.

⁸¹ *Ibíd.*, p. 4.

⁸² *Ibíd.*, p. 4.

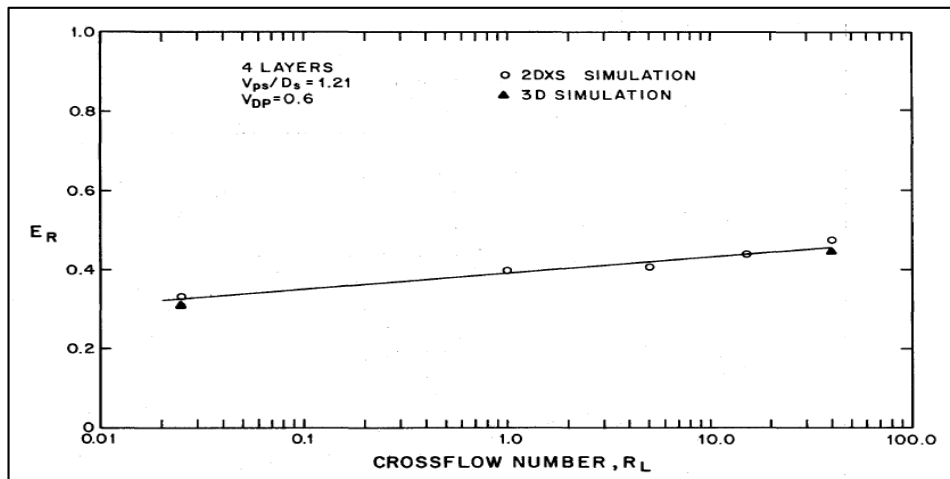
⁸³ *Ibíd.*, p. 4.

H = Espesor interno total.

En las simulaciones realizadas, k_v/k_h varió desde aproximadamente 10^{-7} ($R_L = 0.025$), hasta aproximadamente 0.6 ($R_L = 40$). Al analizar los resultados plasmados en la figura 23, se puede observar que el tiempo de ruptura (t_{ob}) y el tiempo de barrido (t_{sw}), fueron generalmente independientes del número adimensional de flujo cruzado (R_L); de este modo, como una aproximación de la función de producción de flujo cruzado con el recobro de petróleo (E_R), el recobro de flujo cruzado bajo, se incrementa en ΔE_R y se plantea en la ecuación 76, para $R_L > 0$.

Si se reemplaza E_R por E_R^C en la ecuación 72, resultará en una función de tasa máxima de petróleo. Entonces, la función de producción de flujo cruzado, es idéntica en el tiempo al caso de ausencia de flujo cruzado; excepto con mayor tasa máxima y área.

Figura 23. Efecto del flujo cruzado en el recobro de petróleo simulado⁸⁴



Ecuación 76. Incremento del recobro de flujo cruzado bajo⁸⁵

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

Dónde:

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

⁸⁴ *Ibíd.*, p. 14.

⁸⁵ *Ibíd.*, p. 4.

* ***Validación de CPFM mediante simulación numérica.***

El modelo fue comparado con los resultados de tres simulaciones (patrón de cinco-puntos). El recobro de petróleo de CPFM y el tiempo, coinciden favorablemente con el simulador. Una prueba más rigurosa de CPFM, es una comparación con los resultados de campo.

* ***Comparación de CPFM con resultados de campo.***

El modelo se comparó con el Campo de prueba Sloss, el piloto Big Muddy, la Unidad piloto North Burbank y el proyecto Robinson 219R.

- Para el Campo de prueba Sloss, CPFM sobreestimó el recobro de petróleo, tal vez debido a los problemas de productividad del campo. Cuando se compara con el piloto Big Muddy, el modelo es bajo en recobro, probablemente porque no se consideró flujo cruzado. Para ambas pruebas, el tiempo de petróleo, se predice bien entre límites aceptables para cálculos económicos.
- El desempeño del modelo, fue razonablemente cercano al comportamiento de uno de los cuatro productores en North Burbank. Sin embargo, la respuesta fue pobre para dos de los productores centrales, eso fue debido a que el factor de retraso para surfactante (adsorción de surfactante en volumen poroso/volumen poroso inyectado) usado en el modelo (basado en una medida de laboratorio), fue menor al usado en la Unidad.
- Para 219R, la eficiencia de recobro de petróleo de polímeros micelares, coincide con la estimación en campo. Además, el modelo se aproxima a la magnitud de la tasa máxima de petróleo y vida del proyecto, pero no lo hace en la locación de la tasa máxima, ni en la ruptura de petróleo. Hay varias razones: a) Gran incertidumbre en los datos de retención y permeabilidad relativa, b) El tratamiento del flujo fraccional simplificado en CPFM, puede ser una aproximación pobre para taponos micelares viscosos, con contenido relativamente alto de petróleo; hay un procedimiento más específico disponible para eso, c) La característica simétrica de la curva del campo, con un factor de heterogeneidad de 0.62, puede reflejar los efectos de alto flujo cruzado vertical.
- Teniendo en cuenta las consideraciones del modelo CPFM, y la incertidumbre de muchos de los datos requeridos para su aplicación, las comparaciones son buenas. Además, las comparaciones anteriores indican que CPFM, puede ser usado como herramienta de cotejo histórico, o diseño

para preceder simulaciones más costosas y totalmente composicionales. Aparte de construir una curva de flujo fraccional agua-petróleo, los algoritmos de tasa de petróleo y recobro en CPFM, pueden realizarse en unos pocos minutos con una calculadora manual.

2.1.2 Metodología modelo predictivo para inyección de surfactantes-polímeros, CPFM. El modelo predictivo para inyección de surfactantes-polímeros, se desarrolla por medio de los pasos que se describen a continuación:

- a. Petróleo objetivo.
 1. Calcular el petróleo objetivo de la inyección de surfactantes-polímeros (petróleo remanente en el yacimiento luego de la inyección de agua) con la ecuación 36. Si no hay información disponible de petróleo original *in situ*, petróleo acumulado producido al final de la inyección de agua y factores volumétricos de formación del petróleo, despejar el petróleo objetivo de la ecuación 37 que define el volumen poroso inundable para todos los patrones.
- b. Tasa y número capilar.
 1. Determinar el coeficiente de inyectividad C'_p mediante la ecuación 38. Cuando no hay suficiente información, el valor que se deja por defecto es $C'_p = 0.3 \text{ psia}/ft$ de acuerdo al estudio realizado para este modelo.
 2. Definir la tasa de producción de estado estable con la ecuación 39.
 3. Encontrar la velocidad media en un patrón de cinco puntos con la ecuación 41.
 4. Calcular el número capilar utilizando la ecuación 42.
- c. Retención de surfactante en arenas.
 1. Calcular la retención de surfactante mediante la ecuación 45 y si no se conoce la fracción de arcilla, asumir que $a_s = 0.4 \text{ mg}/g$.
 2. Hallar la retención de surfactante en unidades de volumen poroso de tapón de surfactante inyectado, requerido para satisfacer toda la adsorción, por medio de la ecuación 43.

- d. Recobro de petróleo.
1. Determinar la eficiencia de desplazamiento microscópica E_D mediante las curvas de desaturación capilar para areniscas Berea, como las que se muestran en la figura 16, utilizando el número capilar que se ha calculado con la ecuación 42. Debe considerarse la humectabilidad y por eso es necesario saber el valor de la relación de permeabilidades relativas en los puntos extremos, por medio de la ecuación 49; interpolar entre los siguientes límites: $R = 0.1$ a $N_{cap} = 10^{-5}$ para rocas humectadas al agua “*water wet*” y $R = 10$ a $N_{cap} = 10^{-4}$ para rocas humectadas al petróleo “*oil wet*”.
 2. Encontrar la relación adimensional del tamaño del tapón de surfactante con la ecuación 44, el coeficiente de Dykstra-Parsons V_{DP} como se describe en el numeral 1.1.9.1 y después, la razón de movilidad efectiva con la ecuación 53.
 - 3.
 4. Hallar la capacidad de flujo de la capa m con la ecuación 52 y luego la capacidad de almacenamiento de la capa m con la ecuación 51.
 5. Definir la eficiencia de barrido vertical por medio de la ecuación 50.
 6. Hallar la eficiencia de movilidad del bache de polímero mediante la ecuación 54, teniendo en cuenta que $\alpha = 0.4$, $\beta = 1.2$ y E_{MBo} es como se define en la ecuación 58.
 7. Calcular la eficiencia de recobro de petróleo terciario cuando no hay flujo cruzado entre capas, usando la ecuación 46.
 8. Determinar el volumen de petróleo objetivo que es recuperable, utilizando la ecuación 47.
- e. Función de producción.
1. Para un medio homogéneo:
 - 1.1. Encontrar la velocidad del frente de surfactante utilizando la ecuación 59.

- 1.2. En el diagrama de flujo fraccional, trazar una línea recta que pase a través de los puntos $f_w = 0, S_w = -D_s$ y $f_w = 1, S_w = 1 - S_{orc}$. La intersección en la curva, será el punto $f_w = 1 - f_{ob}, S_w = 1 - S_{ob}$.
- 1.3. Calcular la velocidad del frente del banco de petróleo con la ecuación 61, considerando que para métodos de recuperación terciaria $S_{oi} = S_{or}$ y $f_{oi} = 0$.
- 1.4. Definir el tiempo de ruptura adimensional del surfactante mediante la ecuación 62 y el tiempo de ruptura adimensional del banco de petróleo con la ecuación 63.
- 1.5. Por último, construir la gráfica de la función adimensional de producción de petróleo con la ecuación 64.
2. Para un medio heterogéneo:
 - 2.1. Calcular la velocidad del frente de surfactante con la ecuación 67 y la velocidad del frente de petróleo con la ecuación 68.
 - 2.2. Definir el tiempo de ruptura adimensional del banco de surfactante utilizando la ecuación 69 y del banco de petróleo utilizando la ecuación 70. También calcular el tiempo adimensional cuando la tasa de petróleo es cero, con la ecuación 72.
 - 2.3. Construir la gráfica de la función adimensional de producción de petróleo por medio de la ecuación 77.

Ecuación 77. Corte de petróleo, medio heterogéneo⁸⁶

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

- 2.4. Convertir la función adimensional de producción en una función dimensional, y construir la gráfica de la función Tasa de petróleo vs. Tiempo, utilizando la ecuación 73 para la tasa de producción de petróleo (Bbl/día) y la ecuación 74 para el tiempo (días).

⁸⁶ *Ibíd.*, p. 3

3. Para corregir por efectos de flujo cruzado:
 - 3.1. Hallar el número adimensional de flujo cruzado R_L por medio de la ecuación 75.
 - 3.2. Si $R_L > 0$, encontrar el incremento en la eficiencia de recobro de petróleo ΔE_R con la ecuación 76.
 - 3.3. Determinar la eficiencia de recobro cuando hay flujo cruzado E_R^C mediante la ecuación 78.

Ecuación 78. Eficiencia de recobro cuando hay flujo cruzado⁸⁷

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

- 3.4. Recalcular el tiempo adimensional cuando la tasa de petróleo es cero con la ecuación 72, reemplazando E_R por E_R^C .

2.2 MODELO PREDICTIVO PARA INYECCIÓN DE POLÍMEROS Y AGUA, PM

Para la descripción de este modelo, se toma como referencia el paper titulado “A Predictive Model for Water and Polymer Flooding”⁸⁸.

El modelo predictivo PM (*Polymer Model*) fue desarrollado para procesos de inyección de agua y polímero, en el estudio de proyección y análisis de viabilidad. Este modelo incluye la mayoría de los fenómenos que afectan el rendimiento del proceso, tales como: modelo de sección transversal en dos dimensiones (usando equilibrio vertical), con correlaciones de barrido areal, y funciones de inyectividad, dando resultados adecuados para el análisis económico.

La estructura básica del modelo se divide en cuatro grupos generales:⁸⁹

- * Equilibrio vertical (VE).
- * Ecuaciones de flujo en una dimensión (1-D).

⁸⁷ *Ibíd.*, p. 4.

⁸⁸ R.S., Jones Jr., *et al.* A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. no. SPE/DOE-12653, p. 1-14.

⁸⁹ *Ibíd.*, p. 4.

- * Barrido areal.
- * Inyectividad.

Los tres primeros grupos representan las tres dimensiones de un yacimiento, de estos grupos se genera una tabla de Fluido inyectado vs. Producción acumulada de agua, crudo y gas, para un patrón de cinco puntos.

Cada uno de los grupos generales del modelo considera diferentes suposiciones, pero en general todo el modelo considera las siguientes premisas:

- * Patrón de flujo homogéneo.
- * No considera la estratificación de la permeabilidad.
- * No hay flujo cruzado entre capas.
- * Patrón de inyección normal de cinco puntos.

2.2.1 Descripción modelo predictivo para inyección de polímeros y agua, PM

- * ***Formulación generalizada de equilibrio vertical.***

Considerando un yacimiento con sección transversal 2-D, se definen las siguientes suposiciones⁹⁰:

- Dos fases presentes; agua y crudo (no hay gas libre).
- Tanto el volumen poroso como ambas fases, son incompresibles.
- Flujo isotérmico.
- Permeabilidad absoluta en la dirección x, porosidad, permeabilidad relativa de la roca y curvas de presión capilar, son funciones especificadas de z (pueden ser capas discretas).
- Todas las propiedades físicas de la roca y del fluido, son independientes de la dirección x, incluyendo el espesor bruto y la disposición de la capa.
- Efectos de presión capilar en la dirección x, son despreciables.
- Se aplica equilibrio vertical.
- Límites impermeables a lo largo del tope y la base del yacimiento.

El balance de materiales en función de z de la sección transversal, genera una ecuación de conservación de 1-D para la fase agua; este balance se muestra en la ecuación 79:

⁹⁰ *Ibíd.*, p. 2.

Ecuación 79. Balance de materiales de la sección transversal⁹¹

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

Dónde cada uno de sus términos, están definidos de la ecuación 80 a la ecuación 83:

Ecuación 80. Distancia adimensional en la dirección x⁹²

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

Ecuación 81. Tiempo adimensional para el volumen poroso inyectado en una sección transversal⁹³

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

Ecuación 82. Promedio de saturación de agua para una sección transversal⁹⁴

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

Ecuación 83. Flujo fraccional petróleo-agua promedio para una sección transversal⁹⁵

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

Dónde:

t_{DL} = Tiempo adimensional, volumen poroso inyectado en una sección transversal 2-D del yacimiento.

⁹¹ *Ibíd.*, p. 2.

⁹² *Ibíd.*, p. 2.

⁹³ *Ibíd.*, p. 2.

⁹⁴ *Ibíd.*, p. 2.

⁹⁵ *Ibíd.*, p. 2.

x_D = Distancia adimensional en la dirección x.

x = Dirección x.

L_x = Longitud de yacimiento en dirección x, [ft].

u_x = Velocidad superficial en la dirección x, [Longitud/tiempo].

u_{wx} = Velocidad superficial del componente x en la fase agua.

Los símbolos con barra, representan valores promedios para una sección transversal.

Aplicando el equilibrio vertical se obtiene la siguiente expresión para \bar{f}_w , como se muestra en la ecuación 84.

Ecuación 84. Flujo fraccional aplicando VE⁹⁶

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

En el cual, la función de gravedad adimensional (N_G), está dada por la ecuación 85 y el promedio de razón de movilidad (\bar{M}) en una sección transversal, se muestra en la ecuación 86.

Ecuación 85. Función de gravedad adimensional⁹⁷

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

Ecuación 86. Promedio de la razón de movilidad para una sección transversal⁹⁸

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

Dónde:

$\Delta\rho$ = Diferencia de densidad, [masa/volumen].

g = Aceleración de la gravedad.

⁹⁶ *Ibíd.*, p. 3.

⁹⁷ *Ibíd.*, p. 3.

⁹⁸ *Ibíd.*, p. 3.

φ = Ángulo de inclinación.

$k_{r_o,w}$ = Permeabilidad relativa al petróleo y al agua respectivamente.

k_x = Permeabilidad absoluta en dirección x.

$\mu_{o,w}$ = Viscosidad de petróleo y del agua respectivamente, [cP]

Las permeabilidades pseudo-relativas para el agua y el crudo, se pueden observar en la ecuación 87 y en la ecuación 88:

Ecuación 87. Permeabilidad pseudo-relativa del agua⁹⁹

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

Ecuación 88. Permeabilidad pseudo-relativa del crudo¹⁰⁰

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

Para evaluar \tilde{k}_{rw} y \tilde{k}_{ro} , se debe conocer k_{rw} y k_{ro} en función de z, siguiendo las relaciones dadas a continuación¹⁰¹:

- k_{rw} y k_{ro} vs. S_w , curvas de permeabilidad relativa de la roca.
- S_w vs. P_c , para una o más curvas de presión capilar.
- P_c vs. z, para las consideraciones del equilibrio vertical.

En la ecuación 89, se muestra la consideración de equilibrio vertical en el sistema.

Ecuación 89. Presión capilar en la dirección x¹⁰²

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

Integrando la ecuación anterior desde z=0 hasta z, se obtiene la ecuación 90.

⁹⁹ *Ibíd.*, p. 3.

¹⁰⁰ *Ibíd.*, p. 3.

¹⁰¹ *Ibíd.*, p. 3.

¹⁰² *Ibíd.*, p. 3.

Ecuación 90. Presión capilar en dirección z ¹⁰³

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

Dónde:

P_{ch} = Presión capilar a $z=0$ y a una x especificada.

$\rho_{w,o}$ = Densidad del agua y petróleo respectivamente.

El trabajo de simulación numérica desarrollado por Zapata¹⁰⁴, muestra un yacimiento con enfoque asintótico para VE, como la relación entre la longitud efectiva y el espesor (R_L). Esta relación se muestra en la ecuación 75.

Dónde R_L es mayor que diez y la eficiencia de barrido areal es descrita por VE.

* ***Efectos de polímero.***

Para incluir los efectos del polímero, se debe resolver la ecuación de conservación de polímeros. Considerando un sistema de una dimensión, se siguen las siguientes premisas¹⁰⁵:

- El polímero se encuentra en fase acuosa.
- El volumen cambia por el polímero que se pierde.
- Las propiedades de los polímeros son independientes de la salinidad.
- La dispersión es representada solo por dispersión numérica.
- Existe equilibrio termodinámico local.
- La velocidad del polímero y la porosidad efectiva son inversamente proporcionales.
- La viscosidad de la solución de polímero es newtoniana (correcciones de los efectos no-newtonianos son realizados en los cálculos de inyectividad).

En la ecuación 91, se muestra el balance de materia para el polímero y su respectiva solución se encuentra en la ecuación 92:

¹⁰³ *Ibíd.*, p. 3.

¹⁰⁴ *Ibíd.*, p. 3.

¹⁰⁵ *Ibíd.*, p. 3.

Ecuación 91. Balance de materia para el polímero¹⁰⁶

$$\frac{\partial CP}{\partial t_{DL}} + \frac{\partial}{\partial x_D} (\bar{f}_w * f_p) = 0$$

Ecuación 92. Concentración total de polímero¹⁰⁷

$$CP = \rho_w \omega_p \bar{S}_w (1 - \delta) + \frac{\rho_{rb} \bar{\omega}_p}{\bar{\phi}}$$

Dónde:

CP = Concentración total de polímero, [masa de polímero/volumen poroso] (ecuación 92).

f_p = Concentración de la solución de polímero fluyente, [masa de polímero/volumen de la fase agua].

ω_p = Concentración de la solución de polímero, [masa de polímero/masa de solución].

$\bar{\omega}_p$ = Concentración de polímero adsorbido.

δ = Volumen poroso inaccesible, [fracción total de volumen poroso].

ρ_{rb} = Densidad de roca aparente, [masa/volumen].

Para flujo de polímero, \bar{M} es redefinido como se muestra en la ecuación 93.

Ecuación 93. Razón de movilidad para el polímero¹⁰⁸

$$\bar{M}_{CP} = \frac{\bar{k}_{rw} \mu_o}{\bar{k}_{ro} \mu_p R_k}$$

Dónde:

μ_p = Viscosidad del polímero a la concentración $\bar{\omega}_{pBT}$, [cP].

$\bar{\omega}_{pBT}$ = Concentración promedio de la solución de polímero detrás del frente a BT, [masa de polímero/masa de la fase agua].

BT = Ruptura de agua connata.

R_k = Factor de reducción de permeabilidad.

¹⁰⁶ *Ibíd.*, p. 3.

¹⁰⁷ *Ibíd.*, p. 3.

¹⁰⁸ *Ibíd.*, p. 3.

Las concentraciones de polímero obtenidas en la ecuación 91, son usadas para calcular μ_p y R_k . La razón de movilidad para el polímero, es usada en la ecuación 84, para el cálculo de flujo fraccional, que luego es usado en la ecuación de conservación tanto para el agua como para el polímero.

* **Sección transversal 2-D.**

Dado que el flujo es incompresible, la ecuación de presión solo es necesaria en el modelo de desplazamiento 1-D.

Al utilizar los resultados de la sección transversal 2-D, para predecir el flujo 3-D, se asume que los resultados 2-D, representan una porción de barrido del área patrón, lo cual no es rigurosamente correcto, al no tener en cuenta la variación de la posición del flujo en las diferentes líneas de corriente en el patrón. Algunas veces, se usa el promedio de desplazamiento ocurrido a diferentes puntos en la zona de barrido, pero no es una buena aproximación.

* **Barrido areal.**

Para incluir las tres dimensiones, el modelo desarrolla cálculos de barrido areal, que están combinados con los resultados de la sección transversal 2-D, debido a que los resultados de esta sección, incluyen los efectos de desplazamiento y barrido vertical; la combinación con el barrido areal, representa la eficiencia de recuperación. En la ecuación 94, se muestra la función de la eficiencia de barrido areal.

Ecuación 94. Eficiencia de barrido areal¹⁰⁹

$$E_A = f(F_i, M)$$

Dónde:

F_i = Volumen poroso desplazable por el fluido desplazante.

Para desplazamiento en forma de pistón y saturación inicial de agua inmóvil. F_i , se define como se muestra en la ecuación 95:

¹⁰⁹ *Ibíd.*, p. 4.

Ecuación 95. Volumen poroso desplazable por el fluido desplazante¹¹⁰

$$F_i = \frac{t_D}{F_d}$$

El volumen poroso desplazable adimensional está definido por la ecuación 96.

Ecuación 96. Volumen poroso desplazable adimensional¹¹¹

$$F_d = 1 - S_{or} - S_{wirr}$$

Dónde:

S_{or} = Saturación de petróleo residual.

S_{wirr} = Saturación de agua irreducible.

La razón de movilidad en el punto extremo (M^o), se muestra en la ecuación 97.

Si se considera que el agua connata es desplazada por el fluido inyectado, se puede definir el volumen poroso desplazable adimensional aparente, como se muestra en la ecuación 98.

Ecuación 97. Razón de movilidad en el punto extremo¹¹²

$$M^o = \frac{k_{rw}^o \mu_o}{k_{ro}^o \mu_w}$$

Ecuación 98. Volumen poroso desplazable adimensional aparente¹¹³

$$F_{dA} = \bar{\bar{S}}_w$$

Dónde:

$\bar{\bar{S}}_w$ = Promedio de saturación de agua sobre la sección transversal del yacimiento.

¹¹⁰ *Ibíd.*, p. 4.

¹¹¹ *Ibíd.*, p. 4.

¹¹² *Ibíd.*, p. 4.

¹¹³ *Ibíd.*, p. 4.

Después de definir la eficiencia de barrido areal, es necesario determinar el volumen inyectado aparente, el cual está definido por la ecuación 99.

Ecuación 99. Tiempo adimensional, volumen inyectado aparente¹¹⁴

$$t_{DA} = (\bar{S}_{wBT} + t_{DL} - t_{DLBT}) * E_A$$

Los subíndices _{BT}, se refieren a la ruptura del agua connata; además $t_{DL} \geq t_{DLBT}$ y $E_A \geq E_{ABT}$.

En el primer incremento del corte de agua en la producción del pozo, F_i es redefinida (ver ecuación 100).

Ecuación 100. Redefinición del volumen poroso desplazable por el fluido desplazante¹¹⁵

$$F_i = \frac{t_{DA}}{\bar{S}_W}$$

Las permeabilidades pseudo-relativas, se deben utilizar en el cálculo de M, teniendo en cuenta el gradiente de saturación detrás del frente:

$$\tilde{k}_{rw}|_{\bar{S}_{wBT}} \text{ y } \tilde{k}_{ro}|_{S_{wi}}$$

Con lo anterior se redefine la ecuación 93, generando la siguiente expresión (ver ecuación 101).

Ecuación 101. Razón de movilidad incluyendo la ruptura del agua connata¹¹⁶

$$M = \frac{\tilde{k}_{rw}|_{\bar{S}_{wBT}} * \mu_o}{\tilde{k}_{ro}|_{S_{wi}} * \mu_p|_{\bar{\omega}_{pBT}} * R_k|_{\bar{\omega}_{pBT}, \bar{S}_{wBT}}}$$

Para el flujo de agua, $\mu_p = \mu_w$ y $R_k = 1$

¹¹⁴ *Ibíd.*, p. 5.

¹¹⁵ *Ibíd.*, p. 5.

¹¹⁶ *Ibíd.*, p. 5.

Dado que F_i es función de t_{DA} , que a su vez es función de E_A , se requiere realizar iteraciones hasta lograr convergencia de E_A y t_{DA} a valores de t_{DL} dados, por experiencia se sabe que es suficiente con tres iteraciones. Una vez lograda la convergencia, es necesario obtener la producción de petróleo acumulado en el volumen poroso total, esta expresión se muestra en la ecuación 102.

Ecuación 102. Producción de petróleo acumulado¹¹⁷

$$N_p = (\bar{S}_w - S_{wirr}) * E_A$$

* **Saturación de gas inicial.**

A pesar de que el modelo PM es basado en un flujo de dos fases incompresibles (agua-crudo), se puede realizar una corrección con el fin de incorporar los efectos de saturación de gas inicial, siguiendo estas consideraciones¹¹⁸:

- Todo el gas es producido durante el periodo de llene.
- No hay saturación de gas residual remanente, después del periodo de llene. Todo el gas producido después de este periodo es gas en solución.

Dado que no se produce líquido hasta después del periodo de llene, el volumen de fluido inyectado para llene, es aproximadamente igual al volumen del yacimiento a la saturación de gas inicial. Normalmente, esta aproximación es válida para saturación de gas por encima del 10%. La saturación de gas inicial no tiene efecto en los cálculos de desplazamiento o barrido areal.

* **Tasas de inyección.**

La tasa de inyección, es luego usada para realizar la predicción en el tiempo. El enlace es hecho, a través de una tabla específica de Tasa de inyección en superficie vs. Tiempo, o como constante en el diferencial de presión.

* **Procedimiento de cálculo para la constante ΔP .**

Al comenzar la inyección, a un $S_{gi} = 0$ se calcula una tasa de inyección base (q_{ib}) considerando un fluido newtoniano. Para incluir los cambios en las condiciones de

¹¹⁷ *Ibíd.*, p. 5.

¹¹⁸ *Ibíd.*, p. 5.

flujo del yacimiento, esta tasa base, debe ser corregida por medio de la relación de conductividad (γ), para así obtener la tasa de inyección cuando existen fluidos newtonianos (ecuación 103).

Ecuación 103. Tasa de inyección para fluidos newtonianos¹¹⁹

$$q_{iN} = q_{ib} \gamma$$

La relación de conductividad, está expresada por la ecuación 104.

Ecuación 104. Relación de conductividad¹²⁰

$$\gamma = \frac{\frac{q_i}{\Delta P}|_{t_{DL}}}{\frac{q_i}{\Delta P}|_{t_{DL}=0}}$$

La tasa de inyección base para un patrón de cinco puntos, está dada por la ecuación 105.

Ecuación 105. Tasa de inyección base para un patrón de cinco puntos¹²¹

$$q_{ib} = \frac{3.541 * 10^{-3} H \lambda_T \Delta P}{\ln\left(1.41 \frac{r_{ai}}{r_w}\right) - 0.619}$$

Dónde:

λ_T = Movilidad total, mostrada en la ecuación 106.

r_{ai} = Radio del patrón (productor-inyector).

r_w = Radio del pozo.

Ecuación 106. Movilidad total¹²²

$$\lambda_t = \bar{k} \left(\frac{\tilde{k}_{rw}|_{S_{wirr}}}{\mu_w} + \frac{\tilde{k}_{ro}|_{S_{wirr}}}{\mu_o} \right)$$

¹¹⁹ *Ibíd.*, p. 6.

¹²⁰ *Ibíd.*, p. 6.

¹²¹ *Ibíd.*, p. 6.

¹²² *Ibíd.*, p. 6.

* **Efectos no newtonianos.**

Los cálculos de la tasa de inyección deben considerar el comportamiento no newtoniano de las soluciones de polímeros, debido a que la viscosidad de estas, está función tanto de la tasa de perforación del pozo como de la concentración. Los efectos no newtonianos, son usualmente significativos solo cerca del pozo, donde la tasa de perforación es muy alta. El cálculo de estos efectos solo es aplicado para casos de inyección y no de producción, y están definidos por la ecuación 107.

Ecuación 107. Tasa de inyección para fluidos no newtonianos¹²³

$$q_{NN} = \frac{(\Delta P - \Delta P_{NN})}{(\Delta P - \Delta P_N)} q_{iN}$$

* **Validación del modelo PM.**

La comparación de los resultados se realiza de manera analítica. Estas comparaciones se hicieron para flujo de agua y de polímero. La concordancia es excelente para los casos de flujo de agua, demostrando la validez del método VE usado en el modelo. La igualdad de los resultados de flujo de polímero, también es bueno, pero tienen discrepancia causada por el uso de los promedios por espesor de las propiedades del yacimiento.

2.2.2 Metodología del modelo predictivo para inyección de polímeros y agua, PM. Para desarrollar el modelo predictivo PM, es necesario realizar la siguiente secuencia de pasos:

- a. Formulación generalizada de equilibrio vertical.
 1. Calcular la función de gravedad adimensional con la ecuación 85.
 2. Determinar el promedio de la razón de movilidad para una sección transversal (ecuación 86).

¹²³ *Ibíd.*, p. 6.

3. Calcular el flujo fraccional, aplicando el equilibrio vertical dado en la ecuación 84.
 4. Hallar la presión capilar en dirección z, con la ecuación 90.
 5. Determinar la relación entre la longitud efectiva y el espesor (R_L), mostrada en la ecuación 75.
- b. Efectos de polímero.
1. Hallar la concentración total de polímero, usando la ecuación 92.
 2. Determinar el número de reducción de poro adimensional con la ecuación 108.

Ecuación 108. Número de reducción de poro adimensional¹²⁴

$$N_{\delta} = 3.9 * 10^{-3} \frac{M_p^{\frac{1}{3}} * [\mu]^{\frac{1}{3}}}{\left(\frac{k}{\phi}\right)^{\frac{1}{2}}}$$

Dónde

M_p = Peso molecular del polímero, [g/mol].

3. Hallar el factor de reducción de permeabilidad, siguiendo la ecuación 109.

Ecuación 109. Factor de reducción de permeabilidad¹²⁵

$$R_k = (1 - N_{\delta})^{-4}$$

4. Recalcular la razón de movilidad, teniendo en cuenta los efectos del polímero (ecuación 93).
5. Recalcular el flujo fraccional expresado en la ecuación 84.

¹²⁴ HIRASAKI, G. J. y POPE, G. A. Analysis of factors influencing mobility and adsorption in the flow of polymer solution through porous media. En: Society of Petroleum Engineers Journal. Agosto de 1974. vol. 14, no. SPE-4026-PA, p. 341.

¹²⁵ *Ibíd.*, p. 341.

- c. Barrido areal.
 - 1. Calcular el volumen poroso desplazable adimensional, usando la ecuación 96.
 - 2. Calcular el volumen poroso desplazable por el fluido desplazante, con la ecuación 95.
 - 3. Hallar la razón de movilidad en el punto extremo (ecuación 97).
 - 4. Con la ecuación 99, iterar a valores de t_{DL} dados, hasta lograr convergencia en los valores de t_{DA} y E_A . Calculando de eficiencia de barrido areal.
 - 5. Calcular el tiempo adimensional del volumen inyectado aparente, siguiendo la ecuación 99.
 - 6. Redefinir el volumen poroso desplazable por el fluido desplazante, para el cálculo promedio de la saturación de agua sobre la sección transversal del yacimiento (ecuación 100).
 - 7. Calcular el petróleo producido acumulado, con la ecuación 102.
- d. Diferencial de presión.
 - 1. Determinar la relación de conductividad, utilizando la ecuación 104.
 - 2. Hallar la movilidad total, mostrada en la ecuación 106.
 - 3. Calcular la tasa de inyección base para un patrón de cinco puntos, dada por la ecuación 105.
 - 4. Determinar la tasa de inyección para fluidos newtonianos mediante la ecuación 103.
- e. Efectos no newtonianos.
 - 1. Calcular la tasa de inyección para fluidos no newtonianos, siguiendo la ecuación 107.

2.3 MODELO PREDICTIVO PARA INYECCIÓN DE POLÍMEROS, PFPM

El modelo predictivo para la inyección de polímeros, *Polymer Flood Predictive Model* – PFPM, fue desarrollado por el Consejo Nacional de Petróleo (NPC) de Estados Unidos, con el objetivo de continuar un estudio realizado acerca del potencial de yacimientos para el recobro mejorado de petróleo (1982-1984). El proyecto fue respaldado por el Departamento de Energía (DOE) Bartlesville Project Office. A continuación, se realiza una descripción del modelo, según el documento publicado por el Departamento de Energía de Estados Unidos.¹²⁶

Las premisas importantes de este modelo predictivo son:¹²⁷

- * Los fluidos y la roca son incompresibles.
- * La inundación es isotérmica.
- * No hay cambios de volumen en la mezcla.
- * El efecto de la salinidad en la viscosidad del polímero, es despreciable.
- * La fuerza de gravedad y las fuerzas capilares son despreciables.
- * No ocurre digitación viscosa.
- * La dispersión del perfil de la concentración del polímero, es despreciable.
- * El banco de polímero inyectado, desplaza completamente el agua connata con poco o nada de mezcla.
- * No hay flujo cruzado entre capas.
- * Cada capa es homogénea en permeabilidad, porosidad, espesor y S_{wi} .
- * El volumen poroso inaccesible por la solución de polímero, es despreciable.
- * La adsorción de polímero y entrapamiento son instantáneos e irreversibles.

Varias suposiciones adicionales se discuten a lo largo de la metodología.

2.3.1 Descripción del modelo predictivo para inyección de polímeros, PFPM.

- * ***Teoría de flujo fraccional.***

En el modelo, se aplica la teoría de flujo fraccional de Buckley-Leverett (1942), para los cálculos lineales de la inyección de agua y/o polímeros. Solamente se considera inyección continua del polímero.

¹²⁶ DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. *Polymer Predictive Model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4*. 1986. p. 1-409.

¹²⁷ *Ibíd.*, p. 20-21.

La ley de conservación, se describe mediante las expresiones de continuidad (ecuación 110 y ecuación 111), para agua y polímero, las cuales tienen una solución analítica en el modelo predictivo para inyección de polímeros.

Ecuación 110. Continuidad 1¹²⁸

$$-u \left(\frac{\partial f_w}{\partial x} \right) = \phi \left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right)$$

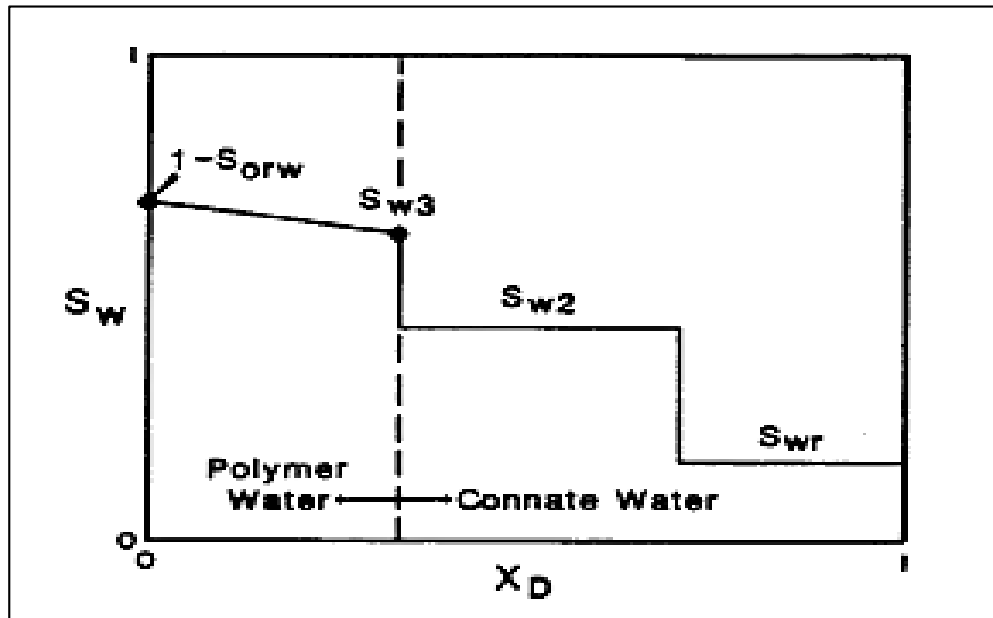
Ecuación 111. Continuidad 2¹²⁹

$$-u \left(\frac{\partial (f_w CP)}{\partial x} \right) = \phi \left(\frac{\partial (S_w CP)}{\partial t} + \frac{\partial CP_A}{\partial t} \right)$$

Dónde:

CP_A = Concentración de polímero adsorbido.

Figura 24. Perfil de saturación antes de la ruptura de agua, inyección de agua/polímeros¹³⁰



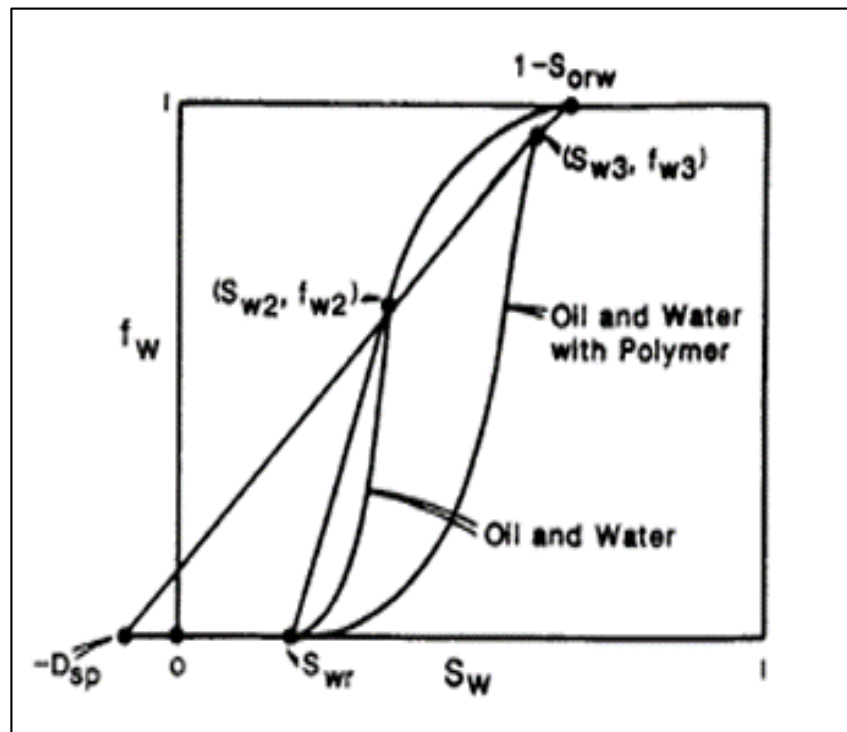
¹²⁸ *Ibid.*, p. 21.

¹²⁹ *Ibid.*, p. 21.

¹³⁰ *Ibid.*, p. 39.

Normalmente, se forman dos discontinuidades en la saturación durante la inyección de polímeros, tal y como se observa en la figura 24: S_{w2} , saturación del frente de agua connata (así mismo en la inyección de agua), y S_{w3} , saturación del frente del polímero (es decir, donde el agua cargada de polímero contacta el agua connata). S_{w3} , se determina por medio de la tangente a la curva de flujo fraccional polímero-petróleo de la figura 25, que pasa a través del punto $(-D_{sp}, 0)$; donde D_{sp} , es la relación entre la adsorción de polímero en el volumen poroso y el volumen poroso inyectado. El frente del polímero (S_{w3}, f_{w3}) , viaja a cierta velocidad como se muestra en la ecuación 112.

Figura 25. Flujo fraccional, inyección de agua/polímeros¹³¹



Ecuación 112. Velocidad del frente del polímero¹³²

$$\frac{dx_D}{dl} = \frac{f_{w3} - f_{w2}}{S_{w3} - S_{w2}} = \frac{f_{w3}}{S_{w3} - D_{sp}}$$

¹³¹ *Ibid.*, p. 39.

¹³² *Ibid.*, p. 22.

Dónde:

x_D = Ecuación 80.

I = Volumen poroso inyectado = $\frac{qt}{L\phi}$.

La ruptura del frente del polímero será en $x = L$, después de inyectar un volumen poroso $I = \frac{S_{w3} - D_{sp}}{f_{w3}}$.

De manera similar, la saturación del frente de agua connata, S_{w2} , se da por la intersección de la tangente que pasa a través del punto $(S_{wirr}, 0)$, en la curva normal de flujo fraccional agua-petróleo; S_{wirr} se define como la saturación de agua irreducible. La ecuación 113, representa la velocidad de este frente de agua.

Ecuación 113. Velocidad del frente de agua connata¹³³

$$\frac{dx_D}{dI} = \frac{f_{w2}}{S_{w2} - S_{wi}}$$

Dónde:

S_{wi} = Saturación de agua inicial = S_{wirr}

La ruptura del frente de agua connata, será después de inyectar un volumen poroso $I = \frac{S_{w2} - S_{wr}}{f_{w2}}$.

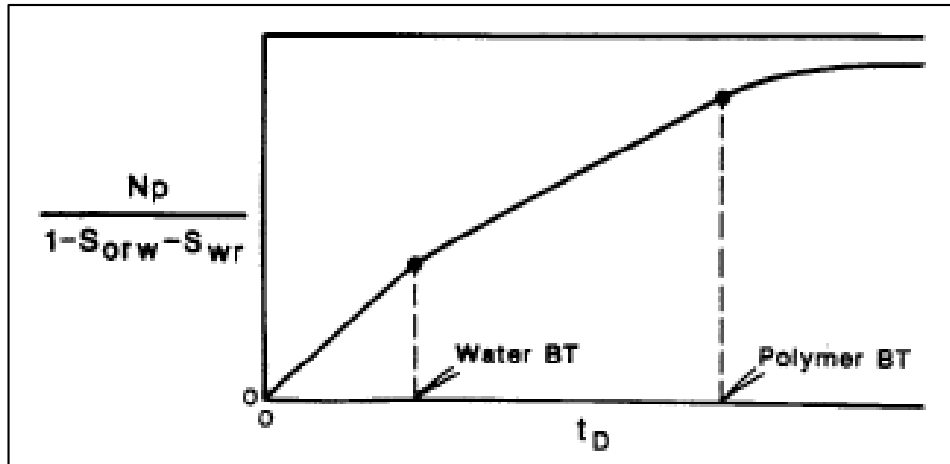
La producción de petróleo, se presenta como se muestra en la figura 26; corte 100% hasta la ruptura de S_{w2} (frente de agua connata), corte constante desde f_{w2} hasta la ruptura de S_{w3} (frente del polímero), y corte decreciente de $S_w - S_{wirr} + (1 - f_w)t_D$, donde $t_D = \frac{1}{df_w/dS_w}$ ¹³⁴.

Cuando la saturación de agua inicial es mayor a S_{wirr} , los resultados anteriores se modifican, pues habría agua móvil; la primera discontinuidad de saturación sería desde $S_{wi} > S_{wirr}$ hasta S_{w2} , y cambiaría el corte de petróleo.

¹³³ *Ibíd.*, p. 22.

¹³⁴ *Ibíd.*, p. 22.

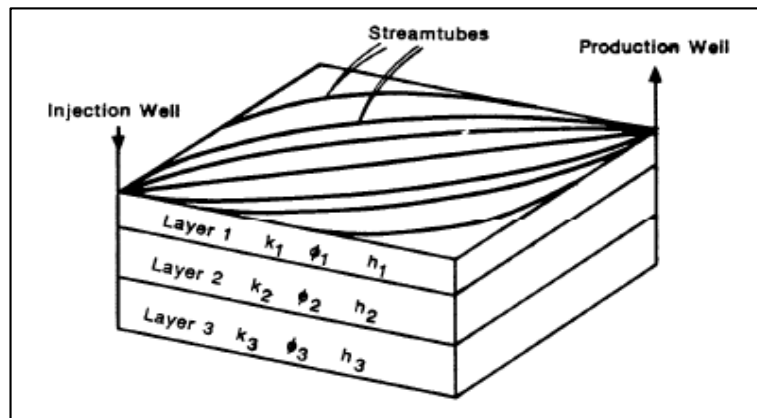
Figura 26. Producción de petróleo, inyección de agua/polímeros¹³⁵



* **Método de tubo de corriente para cálculos de barrido areal y vertical.**

Para el modelo, se utiliza una aproximación de tubo de corriente (Higgins y Leighton, 1962; LeBlanc y Caudles, 1971), en los cálculos de barrido areal y vertical, como se muestra en la figura 27.

Figura 27. Modelo de cinco puntos¹³⁶



Cada capa del yacimiento se divide en uno, cuatro u ocho tubos de corriente, para conectar el pozo productor con el pozo inyector en un patrón de cinco puntos. Por medio de la teoría de flujo fraccional, se calcula el desplazamiento lineal en una dimensión (1-D) en cada tubo de corriente, y después para obtener la historia de

¹³⁵ *Ibid.*, p. 39.

¹³⁶ *Ibid.*, p. 40.

producción en tres dimensiones (3-D), se reúnen los resultados de todos los tubos de corriente y todas las capas.

Se asume que los tubos de corriente están fijos y no se permite flujo o dispersión entre ellos. Los tubos de corriente para una configuración de cinco puntos, fueron generados con un modelo de tubos de corriente (Patton, *et al.*, 1971); cada uno se divide en 20 incrementos iguales de caída de presión inicial (bloques).

* **Cálculos de inyectividad.**

Se supone una caída de presión inyector-productor (ΔP) constante. Usando la ecuación de Muskat (1937), se puede calcular la tasa inicial de inyección (Bbl/d) para cada capa (J), debido a que la saturación inicial está distribuida de forma uniforme en cada capa, como se plantea en la ecuación 114. La ecuación 115, muestra el cálculo de la distancia productor-inyector para un patrón de cinco puntos.

Ecuación 114. Tasa inicial de inyección para cada capa, Muskat (1937)¹³⁷

$$QL = \frac{0.003541 * C'_p * D * PERML(J) * PAYL(J) * TOTM(1,J)}{-0.619 + Ln\left(\frac{L}{r_w}\right)}$$

Dónde:

$$C'_p = \frac{\Delta P}{DEPTH} \left[\frac{psi}{ft} \right]$$

$PERML(J)$ = Permeabilidad de la capa.

$PAYL(J)$ = Espesor de la capa.

$TOTM(1,J)$ = Movilidad relativa total inicial del banco I (=1).

Ecuación 115. Distancia productor-inyector para un patrón de cinco puntos¹³⁸

$$L = \frac{(2 * 43560 * A_{ai})^{0.5}}{2}$$

Dónde:

A_{ai} = Área del patrón inyector-productor.

¹³⁷ *Ibíd.*, p. 24.

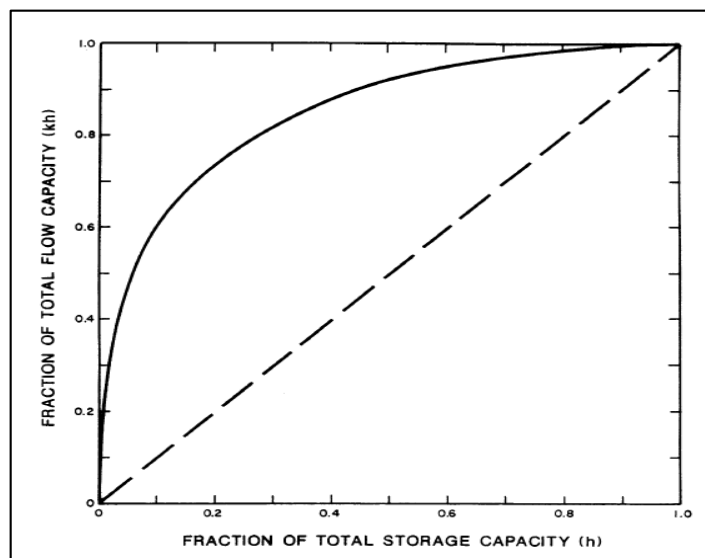
¹³⁸ *Ibíd.*, p. 24.

* **Cálculos de permeabilidad de capa, usando coeficiente de Dykstra-Parsons y permeabilidad promedio de formación.**

Cuando no hay información detallada de cada capa del yacimiento (permeabilidad, porosidad, espesor y saturación de agua inicial), como ocurre en la mayoría de los casos, se puede usar el coeficiente de Dykstra-Parsons para representar la heterogeneidad. Para eso, el modelo de inyección de polímeros PFPM, divide el espesor total neto en capas de igual espesor y porosidad, que no se comunican, con permeabilidades calculadas con el coeficiente de Dykstra-Parsons y la permeabilidad promedio del yacimiento.

El coeficiente de Lorenz, es una definición de la heterogeneidad de un yacimiento, que se basa en la desviación desde una línea recta, de la gráfica de Capacidad de flujo (F) vs. Capacidad de almacenamiento (C), como lo representa la figura 28 (gráfica para un número infinito de capas). La función $F(k)$, representa la fracción de la capacidad de flujo total, kh ; y la función $C(k)$, representa la fracción de la capacidad de almacenamiento. Teniendo en cuenta que las variaciones de permeabilidad entre las capas, generalmente, son de grandes órdenes de magnitud, se asume que la porosidad es también heterogénea entre capas, aunque con variaciones de órdenes de magnitud menores.

Figura 28. Capacidad de flujo vs. Capacidad de almacenamiento¹³⁹



¹³⁹ DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Op. cit., p. 41.

La medida de heterogeneidad de interés en este modelo, es el coeficiente de Dykstra-Parsons para variación de permeabilidad vertical (V_{DP}), que se determina teniendo en cuenta la permeabilidad promedio del yacimiento y la permeabilidad por encima de la cual 84.1% de la distribución cae. Por lo tanto, cuando V_{DP} es pequeño (por ejemplo, 0.1, que sería representado por la línea punteada en la figura 28), la fracción de la capacidad de flujo es prácticamente igual a la fracción del espesor; y cuando V_{DP} es grande (por ejemplo, 0.9), solamente una pequeña fracción del espesor, favorece la mayor parte de la capacidad de flujo.

Para relacionar F y C, se asume que la permeabilidad se distribuye log-normalmente. Se pueden realizar las estimaciones por medio de dos métodos en el modelo: asumiendo capas de igual espesor o capas de igual producto kh.

* **Corrección por efecto de tapón de polímero finito.**

Debido a limitaciones económicas, por lo general, el tapón de solución polimérica inyectado se encuentra entre 10% y 30% del volumen poroso; en el recobro de petróleo, este parámetro tiene un efecto importante. Por esta razón, se utilizan simuladores de diferencia finita, que requieren de almacenamiento en un computador para llevar a cabo un análisis de la situación.

De este modo, el modelo predictivo emplea un factor de corrección del banco de polímero, que considera los efectos del tamaño del tapón; se generó con resultados de simulación numérica, realizando corridas para varios tamaños de tapón de polímero, razones de movilidad y niveles de adsorción de polímero. Los resultados se pueden observar en la figura 29.

El factor de corrección, se define en la ecuación 116 para $0.3 \leq C_{PB} \leq 1$.

Ecuación 116. Factor de corrección del banco de polímero¹⁴⁰

$$C_{PB} = \frac{(4.5 + M_{CP}^{0.5}) * VE_{PB}}{1 + (5 * VE_{PB})}$$

Dónde:

M_{CP} = Razón de movilidad agua-polímero (ecuación 117).

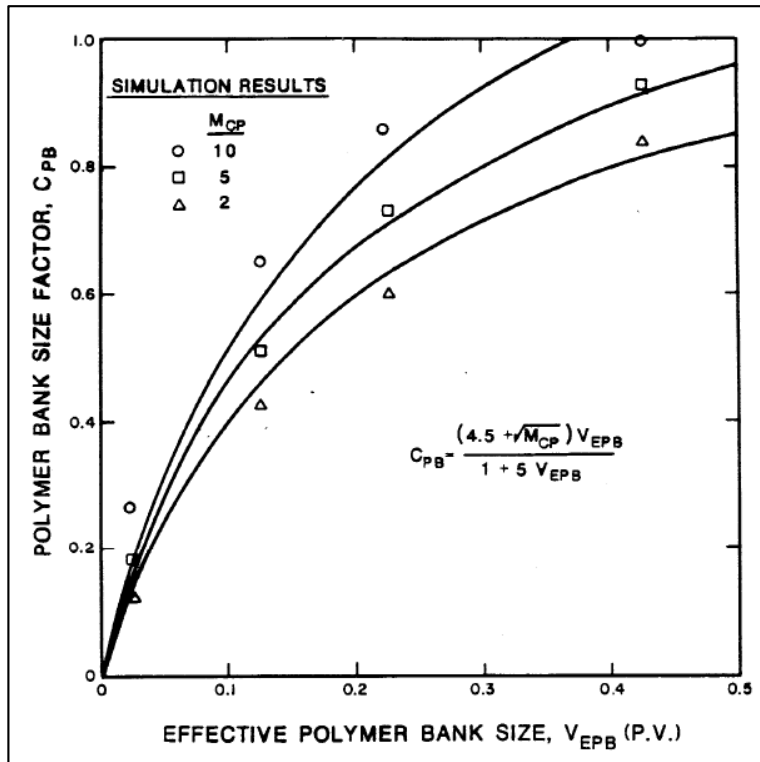
VE_{PB} = Volumen efectivo del tapón de polímero (ecuación 118).

¹⁴⁰ *Ibíd.*, p. 28.

Ecuación 117. Razón de movilidad agua-polímero¹⁴¹

$$M_{CP} = \frac{\mu_p}{\mu_w}$$

Figura 29. Factor de corrección del banco de polímero¹⁴²



Ecuación 118. Volumen efectivo del tapón de polímero¹⁴³

$$V_{EPB} = V_{pTI} - (0.5 * D_{sp})$$

Dónde:

V_{pTI} =Volumen poroso actual del tapón inyectado.

Además, la ruptura del banco de polímero se reduce a un valor corregido, como se puede apreciar en la ecuación 119.

¹⁴¹ *Ibíd.*, p. 28.

¹⁴² *Ibíd.*, p. 42.

¹⁴³ *Ibíd.*, p. 28.

Ecuación 119. Ruptura del banco de polímero corregida, en términos de volumen poroso¹⁴⁴

$$BT'_{PB} = BT_{OB} + C_{PB} * (BT_{PB} - BT_{OB})$$

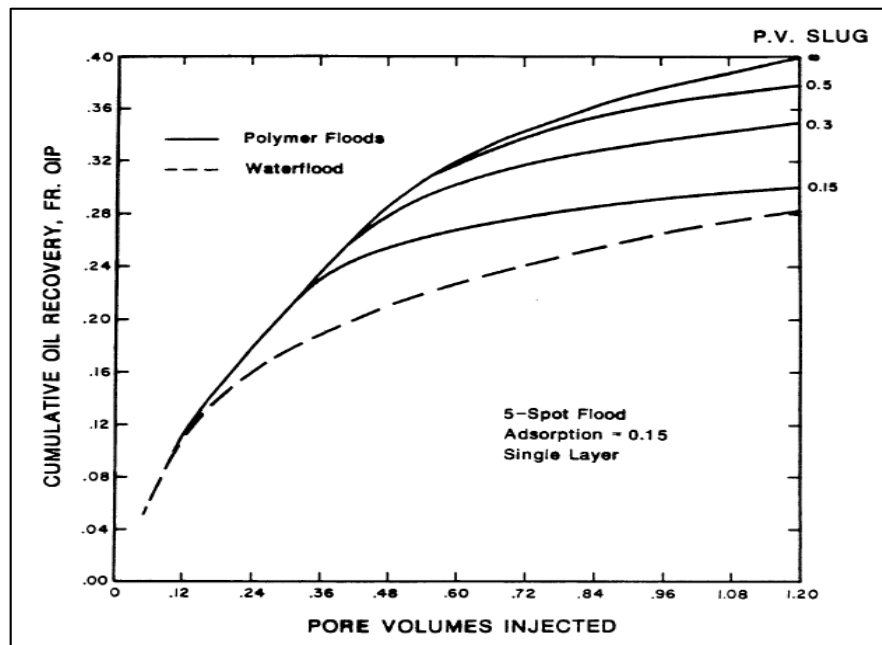
Dónde:

BT_{PB} = Ruptura del banco de polímero, en términos de volumen poroso.

BT_{OB} = Ruptura del banco de petróleo, en términos de volumen poroso.

Igualmente, el recobro de petróleo se reduce como se observa en la ecuación 120. Así, el banco de petróleo decrece linealmente, a medida que disminuye el factor de corrección del banco de polímero, obteniéndose bajo recobro de petróleo y ruptura temprana del frente de polímero para un bache pequeño de inyección. Mientras el factor de corrección del banco de polímero se aproxima a cero, el recobro de petróleo de la inyección de polímero y la ruptura del polímero, se aproximan a los valores que se obtienen de la inyección de agua. La figura 30, permite demostrar el efecto del factor de corrección del banco de polímero en el recobro de petróleo.

Figura 30. Efecto del tamaño del tapón de polímero en el recobro de petróleo¹⁴⁵



¹⁴⁴ *Ibíd.*, p. 28.

¹⁴⁵ *Ibíd.*, p. 43.

Ecuación 120. Reducción en el recobro de petróleo¹⁴⁶

$$\Delta N_{RECUPERABLE} = (1 - f_{ob}) * (1 - C_{PB}) * (BT_{PB} - BT_{OB})$$

Dónde:

f_{ob} = Flujo fraccional del banco de petróleo

* ***Propiedades físicas de las soluciones poliméricas.***

Muchas propiedades de las soluciones de polímeros, afectan el comportamiento de la inyección de polímeros en los yacimientos, como: salinidad, volumen poroso de difícil acceso, comportamiento no-newtoniano, adsorción y reducción de la permeabilidad a la fase acuosa.

En el modelo predictivo para inyección de polímeros PFPM, el volumen poroso inaccesible (aproximadamente 10% para poliacrilamidas y menos de 1% para biopolímeros como polisacáridos), se desprecia debido a su impacto relativamente pequeño en la inyectividad y el recobro de petróleo.

Para simplificar los cálculos de flujo fraccional, la velocidad de corte en la región entre pozos y la salinidad del agua, se asumen constantes a lo largo de toda la inyección. En consecuencia, solamente se requiere un valor de viscosidad del polímero para los cálculos de recobro de petróleo (concentración de polímero en el bache), y de la misma forma, un solo valor de adsorción de polímero.

- Efecto de reducción de la permeabilidad. Las soluciones poliméricas, reducen la movilidad de la fase acuosa mediante dos mecanismos, incrementando la viscosidad y reduciendo la permeabilidad a la fase acuosa. Los biopolímeros, actúan principalmente para incrementar la viscosidad y continúan reduciendo la permeabilidad a la salmuera, incluso, después de que la solución de polímero ha sido desplazada.

La reducción en la permeabilidad, se define como el factor de resistencia residual y se describe por medio de la ecuación 121. Considerando que el efecto de reducción de la permeabilidad ocurre rápidamente, la ecuación 121, es equivalente a incrementar la viscosidad de la fase que contiene

¹⁴⁶ *Ibíd.*, p. 29.

polímero, siempre que $FR_r > 1$, como se aprecia en la ecuación 122 (en el modelo predictivo PFPM, el valor de la viscosidad del polímero μ_p , es modificado por el factor de resistencia residual FR_r de acuerdo a esa expresión).

Ecuación 121. Factor de resistencia residual¹⁴⁷

$$FR_r = \frac{\lambda_w(\text{antes del contacto de la roca con el polímero})}{\lambda_w(\text{después del contacto de la roca con el polímero})}$$

Dónde:

λ_w = Movilidad del agua.

Ecuación 122. Viscosidad aparente del polímero 1¹⁴⁸

$$\mu_{papp} = \mu_p * FR_r$$

Normalmente, el valor de la viscosidad aparente del polímero, se obtiene de la inundación de núcleos a una tasa de flujo promedio del campo (q), y se representa mediante la ecuación 123. Cuando estos resultados están disponibles, el valor de la viscosidad aparente del polímero (μ_{papp}), sustituye el valor de la viscosidad del polímero (μ_p), y el factor de resistencia residual (FR_r) se vuelve 1, de otra manera, el factor de resistencia residual varía entre 1 (para inyección de agua) y aproximadamente 4.

Ecuación 123. Viscosidad aparente del polímero 2¹⁴⁹

$$\mu_{papp} = k_w \frac{\Delta p / L_{core}}{q/A}$$

¹⁴⁷ BONDOR, P. L.; HIRASAKI, G. J. y THAM, M. J. Mathematical simulation of polymer flooding in complex reservoirs. En: Society of Petroleum Engineers Journal. Octubre de 1972. vol. 12, no. SPE-3524-PA, p. 370.

¹⁴⁸ DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Op. cit., p. 30.

¹⁴⁹ *Ibid.*, p. 30.

Sabiendo que el factor de resistencia residual se modela como irreversible, la viscosidad del agua incrementa, como se muestra en la ecuación 124. En el modelo predictivo, el efecto de incrementar la viscosidad del agua, es reducir la movilidad del banco de agua, esta reducción se muestra en la ecuación 125.

Ecuación 124. Viscosidad aparente del agua¹⁵⁰

$$\mu_{wapp} = \mu_w * FR_r$$

Ecuación 125. Movilidad del banco de agua cuando aumenta la viscosidad del agua¹⁵¹

$$\lambda_{wb} = \frac{k_{ro}^o}{\mu_o} + \frac{k_{rw}^o}{\mu_{wapp}}$$

La viscosidad aparente, también se puede expresar en términos del factor de resistencia, por medio de la ecuación 126; de esta forma, se considera el efecto de la reducción de permeabilidad, debido a la adsorción o taponamiento por el polímero. En el modelo predictivo, el factor de resistencia, que se define en la ecuación 127 y varía entre 1 (para inyección de agua) y aproximadamente 20, que se utiliza solamente por defecto.

Ecuación 126. Viscosidad aparente del polímero, en función de FR¹⁵²

$$\mu_{papp} = \mu_w * FR$$

Ecuación 127. Factor de resistencia¹⁵³

$$FR = \frac{\lambda_w(\text{antes del contacto de la roca con el polímero})}{\lambda_{ps}}$$

Dónde:

λ_{ps} = Movilidad de la solución de polímero.

¹⁵⁰ *Ibíd.*, p. 30.

¹⁵¹ *Ibíd.*, p. 30.

¹⁵² *Ibíd.*, p. 31.

¹⁵³ *Ibíd.*, p. 31.

FR = Factor de resistencia.

El valor de la viscosidad de polímero que se utiliza por defecto, se define en la ecuación 128.

Ecuación 128. Viscosidad del polímero¹⁵⁴

$$\mu_p = \frac{\mu_w FR}{FR_r}$$

- Comportamiento no-newtoniano. En el desarrollo del modelo predictivo, el efecto de la reología no-newtoniana de polímeros, se considera solamente para el cálculo de la tasa de inyección.

Entre más baja sea la viscosidad del polímero, debido al corte cerca y en el pozo inyector, la inyectividad es mayor a la que se calcularía, basada en la viscosidad promedio del polímero en el yacimiento; este incremento en la inyectividad, se puede simular al introducir un factor de daño negativo dependiente de la tasa (Bondor, *et al.*, 1960). El efecto del corte en los pozos productores, se desprecia a causa de la dilución del polímero en el yacimiento.

El modelo modificado de Blake-Kozeny, para los fluidos de la ley de potencia, es usado para representar el comportamiento pseudoplástico del flujo de polímero en el medio poroso. De acuerdo a este modelo de la ley de potencia, la viscosidad aparente del polímero se expresa como una función de la velocidad, como se ilustra la ecuación 129; sin embargo, en el modelo PFPM, la viscosidad aparente se calcula con la ecuación 122.

Ecuación 129. Viscosidad aparente del polímero, en función de la velocidad¹⁵⁵

$$\mu_{papp} = H_{bk} u^{n-1}$$

Dónde:

H_{bk} = Coeficiente de Blake-Kozeny, [cP (cm/s)¹⁻ⁿ], ecuación 130.

¹⁵⁴ *Ibíd.*, p. 31.

¹⁵⁵ BONDOR. *Op. cit.*, p. 372.

u = Velocidad superficial del fluido, [cm/s].

n = Exponente de la ley de potencia.

Ecuación 130. Coeficiente de Blake-Kozeny¹⁵⁶

$$H_{bk} = \frac{K}{12} \left(\frac{9n + 3}{n} \right)^n \times (150k_w \phi_w)^{\frac{1-n}{2}}$$

Dónde:

K = Coeficiente de la ley de potencia, *power-law*, [cP (s)ⁿ⁻¹].

k_w = Permeabilidad al agua, [mD].

ϕ_w = Espacio poroso ocupado por agua, [fracción].

La permeabilidad al agua en la zona barrida por el polímero y el espacio poroso ocupado por el agua, se definen por medio de la ecuación 131 y la ecuación 132 respectivamente.

Ecuación 131. Permeabilidad al agua en la zona barrida por el polímero¹⁵⁷

$$k_w = k * k_{rw}^o$$

Dónde:

k = Permeabilidad absoluta.

Ecuación 132. Espacio poroso ocupado por el agua¹⁵⁸

$$\phi_w = \phi S_{wp} = \phi(1 - S_{orw})$$

Dónde:

S_{wp} = Saturación de agua en la zona barrida por el polímero, [fracción].

S_{orw} = Saturación de petróleo residual al agua, [fracción].

¹⁵⁶ *Ibíd.*, p. 372.

¹⁵⁷ DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. *Polymer Predictive Model*, Op. cit., p. 32.

¹⁵⁸ BONDOR. Op. cit., p. 372.

Normalmente n y K , se determinan con información viscosimétrica (utilizando la ecuación 133), como por ejemplo, gráficas log-log de Efecto cortante vs. Velocidad de deformación; en ese caso, la ecuación 130, no incluirá el efecto de la reducción de permeabilidad, debido a la adsorción o al taponamiento.

Ecuación 133. Viscosidad en términos de la tasa de corte¹⁵⁹

$$\mu = K\gamma_{Corte}^{n-1}$$

Dónde:

γ_{Corte} = Tasa de corte, [s⁻¹].

Ecuación 134. Viscosidad adimensional¹⁶⁰

$$N_{\mu} = \frac{H_{bk}}{\mu_{m\acute{a}x}} \left(3.17 * 10^3 \frac{r_w h}{q_{NN}} \right)^{1-n}$$

Si $N_{\mu} \leq \frac{\mu_{m\acute{i}n}}{\mu_{m\acute{a}x}}$

Ecuación 135. Factor de pseudo-daño, caso 1¹⁶¹

$$S_p = \frac{1}{1-n} \left[\ln \left(\frac{\mu_{m\acute{i}n}}{\mu_{m\acute{a}x}} \frac{\mu_{m\acute{i}n}}{\mu_{m\acute{a}x}} N_{\mu}^{\left(1-\frac{\mu_{m\acute{i}n}}{\mu_{m\acute{a}x}}\right)} \right) - \frac{\mu_{m\acute{i}n}}{\mu_{m\acute{a}x}} + 1 \right]$$

Si $N_{\mu} > \frac{\mu_{m\acute{i}n}}{\mu_{m\acute{a}x}}$

Ecuación 136. Factor de pseudo-daño, caso 2¹⁶²

$$S_p = \frac{1}{1-n} [\ln N_{\mu} - N_{\mu} + 1]$$

¹⁵⁹ HIRASAKI. Op. cit., p. 338.

¹⁶⁰ BONDOR. Op. cit., p. 374.

¹⁶¹ *Ibíd.*, p. 374.

¹⁶² *Ibíd.*, p. 374.

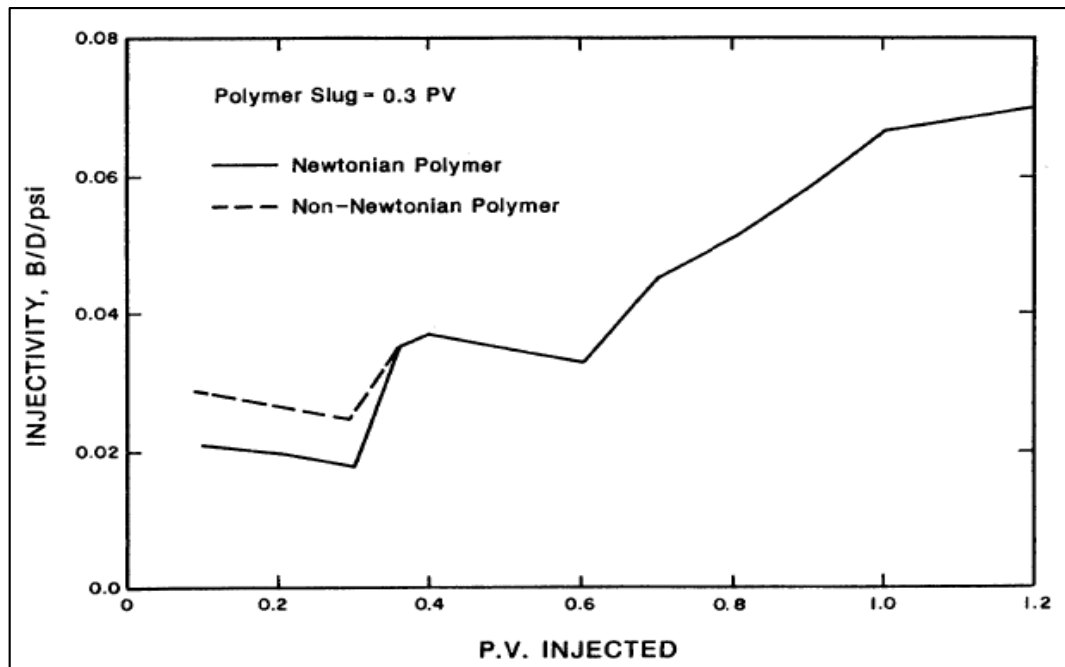
Con el fin de considerar el comportamiento no-newtoniano, se utiliza un factor de pseudo-daño, que se calcula dependiendo del caso ($N_\mu \leq 0 > \mu_{\min}/\mu_{\max}$) con la ecuación 135 o la ecuación 136.

Se debe tener en cuenta además, que la viscosidad adimensional (N_μ) se define por medio de la ecuación 134. Dónde: $\mu_{\min} = \mu_w$ y $\mu_{\max} = \mu_{papp}$.

Después, se asume que la relación entre la tasa de inyección para fluidos newtonianos y la tasa de inyección para fluidos no newtonianos, es proporcional a la razón inversa de conductividades; así como se puede observar en la ecuación 137.

La figura 31, compara la inyectividad newtoniana y la inyectividad no-newtoniana en el modelo PFPM. Es importante resaltar que cuando empieza la inyección de agua, después del bache de polímero de 30% del volumen poroso, la diferencia de inyectividades disminuye rápidamente.

Figura 31. Comparación de la inyectividad de fluidos newtonianos y fluidos no-newtonianos¹⁶³



¹⁶³ DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Op. cit., p. 44.

Ecuación 137. Relación entre la tasa de inyección para fluidos newtonianos y no-newtonianos¹⁶⁴

$$\frac{q_{iN}}{q_{NN}} = \frac{I_{NN}}{I_{iN}} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\ln \frac{r_e}{r_w} + S_p}$$

Dónde:

I_{NN} = Inyectividad asumiendo comportamiento no-newtoniano.

I_{iN} = Inyectividad asumiendo comportamiento newtoniano.

* **Análisis de sensibilidades**

Teniendo en cuenta el caso base para el modelo PFPM, las variables que afectan el proceso de inyección de polímeros son:¹⁶⁵

- Concentración de polímero.
- Saturación de petróleo inicial.
- Coeficiente de Dykstra-Parsons.
- Tamaño del tapón de polímero.
- Propiedades del petróleo.
- Permeabilidad de la formación.
- Tiempo de inicio del proceso de inyección de polímeros.
- Efectos de la capa seleccionada en la eficiencia de barrido vertical.

Se realiza un análisis para cada una de las capas consideradas en el modelo, y los resultados se presentan como aparece a continuación:¹⁶⁶

- A medida que aumentan el número de capas, disminuye el recobro de petróleo.
- Los resultados de los métodos de igualdad kh y h son razonables para un sistema de cinco capas, con una variación de permeabilidad por debajo de 0.8.
- Se requiere un sistema de 10 capas o más, en yacimientos con variación de permeabilidad por encima de 0.8.

¹⁶⁴ *Ibíd.*, p. 374.

¹⁶⁵ *Ibíd.*, p. 83-87.

¹⁶⁶ *Ibíd.*, p. 88.

- No es posible asegurar, qué método es más preciso para un número dado de capas en el sistema, pero considerando los resultados obtenidos en el modelo, se sabe que el método de igualdad kh, logra un mejor ajuste en el tiempo de ruptura del agua; y el método de igualdad h, tiene mayor exactitud para determinar el recobro final de petróleo.
- El recobro de petróleo disminuye significativamente (desde 20% hasta 6% del volumen poroso), cuando el coeficiente de Dykstra-Parsons aumenta desde 0.5 hasta 0.9.

2.3.2 Metodología del modelo predictivo para inyección de polímeros, PFPM-

A continuación se muestra el paso a paso, para los cálculos de resultados de producción de petróleo y agua del modelo PFPM. Los numerales identificados con letras del alfabeto se refieren a consideraciones principales del método, y los números son el paso a paso de cada consideración.

a. Teoría de flujo fraccional.

1. Calcular las permeabilidades relativas al agua y al petróleo, ecuación 138 y ecuación 139, respectivamente.

Ecuación 138. Permeabilidad relativa al agua¹⁶⁷

$$k_{rw} = k_{rw}^o * \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{n_w}$$

Dónde:

S_w = Saturación de agua de interés.

n_w = Exponente del agua.

Ecuación 139. Permeabilidad relativa al petróleo¹⁶⁸

$$k_{ro} = k_{ro}^o * \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{n_o}$$

Dónde:

n_o = Exponente del petróleo.

¹⁶⁷ *Ibíd.*, p. 267.

¹⁶⁸ *Ibíd.*, p. 267.

2. Calcular f_w siguiendo la ecuación 140.

Ecuación 140. Flujo fraccional agua-petróleo¹⁶⁹

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} * \mu_w}{k_{rw} * \mu_o}}$$

3. Realizar el paso 2 para el sistema polímero-petróleo, cambiando la viscosidad del agua por la viscosidad del polímero.
4. Calcular la derivada de flujo fraccional. Para esto, es necesario determinar el término U_{kr} (ver ecuación 141); y la derivada de flujo fraccional se calcula por medio de la ecuación 142.

Ecuación 141. Término U_{kr} ¹⁷⁰

$$U_{kr} = k_{ro} * \left(\frac{n_w * k_{rw}}{S_w - S_{wc}} \right) - k_{rw} * \left(\frac{-n_o * k_{ro}}{1 - S_w - S_{or}} \right)$$

Ecuación 142. Derivada de flujo fraccional¹⁷¹

$$DFDS = \frac{f_w^2}{\mu_w * \mu_o * k_{rw}^2} * U_{kr}$$

5. Construir la gráfica de f_w vs. S_w para el sistema agua-petróleo y polímero-petróleo. Desde la saturación de agua connata (S_{wc}) hasta la saturación de agua máxima ($1 - S_{or}$).
6. Determinar la movilidad total relativa para cada una de las 10 capas consideradas, siguiendo la ecuación 143.

¹⁶⁹ *Ibíd.*, p. 93.

¹⁷⁰ *Ibíd.*, p. 270.

¹⁷¹ *Ibíd.*, p. 270.

Ecuación 143. Movilidad total relativa¹⁷²

$$TOTM(1, JJ) = \frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{rw}}{\mu_w}$$

7. Con el método de bisección para el cálculo de raíces (ver Anexo A), determinar la saturación del frente de agua (S_{w2}), en el sistema agua-petróleo; y la saturación del frente de polímero (S_{w3}), en el sistema polímero-petróleo, es decir, el punto de inflexión de las curvas.
8. Hallar la adsorción del polímero, por medio de la ecuación 144.

Ecuación 144. Adsorción del polímero adimensional¹⁷³

$$D_{sp} = \frac{0.3679 * D_{spL}}{CP}$$

Dónde:

D_{spL} = Adsorción del polímero, [Lbmol/acre*ft].

9. Calcular el frente del banco de petróleo (f_{ob}) con el método de bisección, entre los puntos S_{wirr} y S_{w3} .
10. Determinar la velocidad del banco de petróleo con la ecuación 145.

Ecuación 145. Velocidad del banco de petróleo¹⁷⁴

$$v_{ob} = \frac{f_{ob} - f_{wi}}{S_{ob} - S_{wi}}$$

Dónde:

f_{ob} = Flujo fraccional del banco de petróleo.

f_{wi} = Flujo fraccional inicial.

S_{ob} = Saturación del banco de petróleo.

S_{wi} = Saturación inicial.

¹⁷² *Ibíd.*, p. 249.

¹⁷³ *Ibíd.*, p. 238.

¹⁷⁴ *Ibíd.*, p. 253.

11. Calcular la ruptura del banco de petróleo, como el inverso de la velocidad del banco de petróleo.
12. Con las permeabilidades relativas del agua y petróleo a la saturación del banco de petróleo, determinar la movilidad en ese punto siguiendo la ecuación 146.

Ecuación 146. Movilidad total relativa en el frente de petróleo¹⁷⁵

$$TOTM (2, JJ) = \frac{k_{ro\ ob}}{\mu_o} + \frac{k_{rw\ ob}}{\mu_w}$$

13. Determinar las velocidades del frente de agua (ver ecuación 113) y de polímero (ver ecuación 112), con su respectiva ruptura del banco, como el inverso de la velocidad.
14. Calcular la movilidad total relativa para el frente de polímero, siguiendo la ecuación 147.

Ecuación 147. Movilidad total relativa en el frente de polímero¹⁷⁶

$$TOTM (3, JJ) = \frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{rw}}{\mu_p}$$

15. Cálculo de la movilidad total relativa del bache de agua de desplazamiento (ver ecuación 148).

Ecuación 148. Movilidad total relativa del bache de agua de desplazamiento¹⁷⁷

$$TOTM (4, JJ) = \frac{k_{rw}^o}{\mu_w}$$

16. Calcular el recobro de petróleo después de la ruptura del frente de polímero, usando la ecuación 149.

¹⁷⁵ *Ibíd.*, p. 253.

¹⁷⁶ *Ibíd.*, p. 253.

¹⁷⁷ *Ibíd.*, p. 253.

Ecuación 149. Recobro de petróleo¹⁷⁸

$$OR = S_W - S_{wirr} + (1 - f_w) * \frac{dx_D}{dl}$$

Dónde:

$\frac{dx_D}{dl}$ = Velocidad del frente de polímero.

b. Cálculos de inyectividad.

1. Calcular la tasa de flujo inicial usando la ecuación de Muskat, descrita en la ecuación 114.

c. Coeficiente de heterogeneidad, Dykstra-Parsons.

1. Calcular el coeficiente de Dykstra-Parsons, como se describe en el numeral 1.1.9.1.

2. Determinar la variación de la distribución log-normal de permeabilidad, usando la ecuación 150.

Ecuación 150. Variación de la distribución¹⁷⁹

$$VAR = (\text{Ln}(1 - V_{DP}))^2$$

3. Calcular el término $T_{(Lorenz)}$, como se muestra en la ecuación 151.

Ecuación 151. Término T_{Lorenz} ¹⁸⁰

$$T_{Lorenz} = \frac{\left(\text{Ln} \left(\frac{k(I)}{k} \right) + \left(\frac{V_{DP}}{2} \right) \right)}{0.5 * VAR^2}$$

Dónde:

$k(I)$ = Permeabilidad de la capa, [mD].

¹⁷⁸ *Ibid.*, p. 22.

¹⁷⁹ *Ibid.*, p. 273.

¹⁸⁰ *Ibid.*, p. 26.

4. Usando el término anterior, realizar el cálculo de la capacidad de flujo (ver ecuación 152).

Ecuación 152. Capacidad de flujo¹⁸¹

$$F = 0.5 * (1 - ERFUNC(0.7071 * T_{Lorenz} - \sqrt{0.5 * VAR}))$$

Dónde:

ERFUNC = Función error.

5. Calcular la capacidad de almacenamiento, siguiendo la ecuación 153.

Ecuación 153. Capacidad de almacenamiento¹⁸²

$$C = 0.5 * (1 - ERFUNC(0.7071 * T_{Lorenz}))$$

- d. Corrección por efecto de tapón de polímero finito
 1. Definir la razón de movilidad agua-polímero con la ecuación 117.
 2. Hallar el volumen efectivo del tapón de polímero utilizando la ecuación 118.
 3. Calcular el factor de corrección del banco de polímero, siguiendo la ecuación 116; aplica para $0.3 \leq C_{PB} \leq 1$.
 4. Determinar la ruptura del banco de polímero corregida por efecto de tapón de polímero finito, como se explica en la ecuación 119.
 5. Calcular la reducción en el recobro de petróleo utilizando la ecuación 120.
- e. Propiedades físicas de las soluciones poliméricas.
 1. Efecto de reducción de la permeabilidad.

¹⁸¹ *Ibíd.*, p. 26.

¹⁸² *Ibíd.*, p. 25.

- 1.1. Determinar la viscosidad aparente del polímero, por medio de la ecuación 122.
- 1.2. Hallar la viscosidad aparente del agua, utilizando la ecuación 124.
- 1.3. Definir la movilidad del banco de agua, cuando aumenta la viscosidad del agua, mediante la ecuación 125.
2. Comportamiento no-newtoniano.
 - 2.1. Determinar la permeabilidad al agua en la zona barrida por el polímero, con la ecuación 131.
 - 2.2. Determinar el coeficiente de Blake-Kozeny por medio de la ecuación 130.
 - 2.3. Definir el espacio poroso ocupado por el agua, utilizando la ecuación 132.
 - 2.4. Definir la viscosidad adimensional (N_μ) con la ecuación 134, considerando que $\mu_{\min} = \mu_w$ y $\mu_{\max} = \mu_{papp}$.
 - 2.5. Calcular el factor de pseudo-daño. Si $N_\mu \leq \mu_{\min}/\mu_{\max}$, utilizar la ecuación 135 y si $N_\mu > \mu_{\min}/\mu_{\max}$, utilizar la ecuación 136.
 - 2.6. Hallar la relación entre la tasa de inyección para fluidos newtonianos y no-newtonianos con la ecuación 137.

Los resultados de este modelo predictivo se presentan como tasa de producción de agua y petróleo, producción acumulada de agua y petróleo, y factor de recobro de petróleo.

3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN QUÍMICA CONCEPTUAL

En este capítulo, se describe un modelo base de simulación química para un campo típico de Colombia, los valores usados son tomados de diferentes fuentes y algunos son considerados por los autores (tablas sin fuente específica), debido a que el modelo debe ser capaz de replicar los resultados para cualquier yacimiento. Inicialmente se realiza la explicación de las secciones del simulador, incluyendo los datos tomados en el caso de recuperación secundaria, inyección de agua (WF), para un arreglo normal de cinco pozos. Después, se describe la inyección química de polímero (PF), la de surfactante (SF) y por último la de surfactante-polímero (SPF) en el simulador. Para explicar la metodología paso a paso del modelo base, se muestran las ventanas del simulador CMG.

El simulador usado para este fin, CMG, fue desarrollado en Canadá por la compañía *Computer Modelling Group*, alrededor de los años 80. Está conformado por distintos programas, para diferentes escenarios de simulación; dentro de estos, se encuentra STARS, usado para la generación del modelo base.

3.1 INYECCIÓN DE AGUA (WF)

Los métodos de recuperación secundaria tienen como función incrementar la presión del yacimiento, y por tanto, la recuperación de petróleo. Para la simulación del proceso de inyección de agua, se considera un arreglo normal e inverso de cinco puntos. En esta sección, se describe la generación del modelo base de simulación para un arreglo normal de cinco puntos, el arreglo inverso se describe en el Anexo B. A continuación, se muestra la explicación de cada una de las secciones del simulador, con sus respectivas variables.

3.1.1 I/O Control. Comprende la información asociada a tipo de simulador, unidades de trabajo, porosidad, fecha de inicio de la simulación, título de la corrida, número de tablas, entre otras; es decir, la caracterización del caso.

3.1.1.1 Tipos de modelos de simulación. La caracterización, incluye el conocimiento del tipo de yacimiento según el fluido presente. En este caso, se simula un fluido tipo *Back-Oil* o petróleo negro, que puede ser clasificado de acuerdo a los modelos de simulación para distintos procesos, que dependen de la naturaleza original de los fluidos y el mecanismo de empuje.

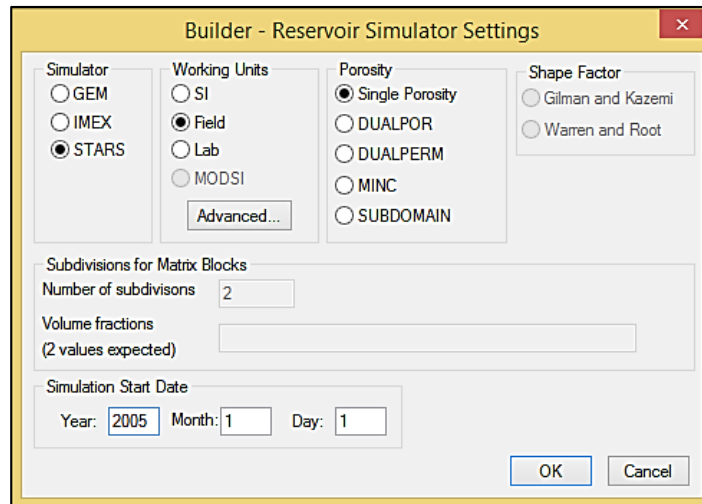
- * **Modelo Black-Oil.** Aplica para yacimientos con presencia de las tres fases (petróleo, gas y agua), donde el gas se evalúa como fase disuelta en agua o petróleo y no como componente único. En este modelo, las variaciones composicionales por efectos de la presión y el tiempo, son despreciables. Puede ser usado para simular mecanismos como:
 - Mecanismo de gas en solución.
 - Mecanismo de capa de gas.
 - Mecanismo de expansión roca-fluido.
 - Inyección de agua.
 - Inyección de gas inmisible.
 - Inyección química.
 - Procesos de imbibición capilares.

- * **Modelo composicional.** Es usado cuando los efectos de transferencia de masa en la interfase, son significativos, es decir, las composiciones y propiedades, tienen una variación importante con la presión por debajo de la presión de saturación. Algunos de las aplicaciones de este modelo, son:
 - Yacimientos de aceite volátil.
 - Yacimientos de gas condensado.
 - Recirculación de gas en yacimientos de gas condensado.
 - Inyección cíclica de dióxido de carbono.

- * **Modelo térmico.** Modelo usado para procesos no isotérmicos; los modelos anteriores simulan procesos a temperatura constante. Las propiedades de interacción roca-fluido, deben estar en función de la presión y la temperatura, para un correcto uso de este modelo. Puede ser usado en:
 - Inyección cíclica de vapor.
 - Combustión *in situ*.
 - Flujo continuo de vapor.

Para este caso, se emplea el simulador STARS, al permitir la predicción de la inyección química, con mayor rango de aplicación. En la figura 32, se observa además del tipo de simulador, las unidades y el tipo de porosidad seleccionada para el caso. La simulación comenzará en 1 de enero de 2005.

Figura 32. Sección I/O Control



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

3.1.2 Reservorio. En esta sección, se definen las características geométricas de la malla y las propiedades estáticas de la roca como: porosidad, permeabilidad, compresibilidad de la roca, entre otras.

Se crea una grilla que permite aproximar la forma del yacimiento, con volúmenes geométricos conocidos (celdas), que se determinan teniendo en cuenta el sistema de coordenadas. Para un mejor entendimiento, a continuación se explica los tipos de malla, lo cual sirve como base teórica para el desarrollo del modelo.

3.1.2.1 Malla o grilla. Aproximación que se le hace a un yacimiento, por medio de cuerpos geométricos de volumen limitado y conocido. Los tipos de mallas son:

- * Según la uniformidad del tamaño de las celdas.
 - Mallas regulares. Aquellas cuyos tamaños son iguales en la misma dirección.
 - Mallas irregulares. Mallas en las que las celdas, pueden variar en una misma dirección.
- * Según el sistema de coordenadas y/o forma de las celdas.
 - Mallas estructuradas. Se ajustan al sistema de coordenadas cartesiano u ortogonal (se asemejan a un paralelepípedo), radial, cilíndrico o esférico. Los

sistemas de coordenadas cartesiano u ortogonal, se puede clasificar según el tipo de modelaje en:

- Geometría de bloque centrado. Sistema que requiere poca información (coordenadas del centro de la celda y dimensiones), se considera como perfectamente ortogonal y centrado. No es precisa para sistemas de geología compleja.
- Geometría punto de esquina. Requieren más información que las de bloque centrado, como las coordenadas de los ocho vértices de la celda. Es el tipo de malla más usado, por su precisión en estructuras geológicas complejas.
- Mallas no estructuradas. Son aquellas que se aproximan a las siguientes figuras geométricas: triángulos, pentágonos, hexágonos, entre otras. Son usadas para sistemas especializados.

Figura 33. Creación de la grilla

Quick Pattern Creation

Pattern Type: Normal 5-spot Use nine-point spatial discretization

Pattern Size

Pattern area (acres) 60 acres

Injector - producer spacing 1143.15 ft

Pattern dimensions X 1616.66 ft Y 1616.66 ft

Thickness of reservoir 420 ft

Top of reservoir 7300 ft

Dip angle (degrees) X 0.0 Y 0.0

Grid Block Size

Approximate block thickness 21 ft

Approximate block size in X, Y 31.6993 ft

Calculate

Area: 60 acres
Width: 1616.66 ft
Height: 1616.66 ft
Injector - producer spacing: 1143.15 ft
Actual NI: 53
Actual NJ: 53
Actual NK: 20
Actual number of grid blocks: 56180
Actual block size in X: 31.0897 ft
Actual block size in Y: 31.0897 ft
Actual block thickness: 21 ft

OK Cancel Help

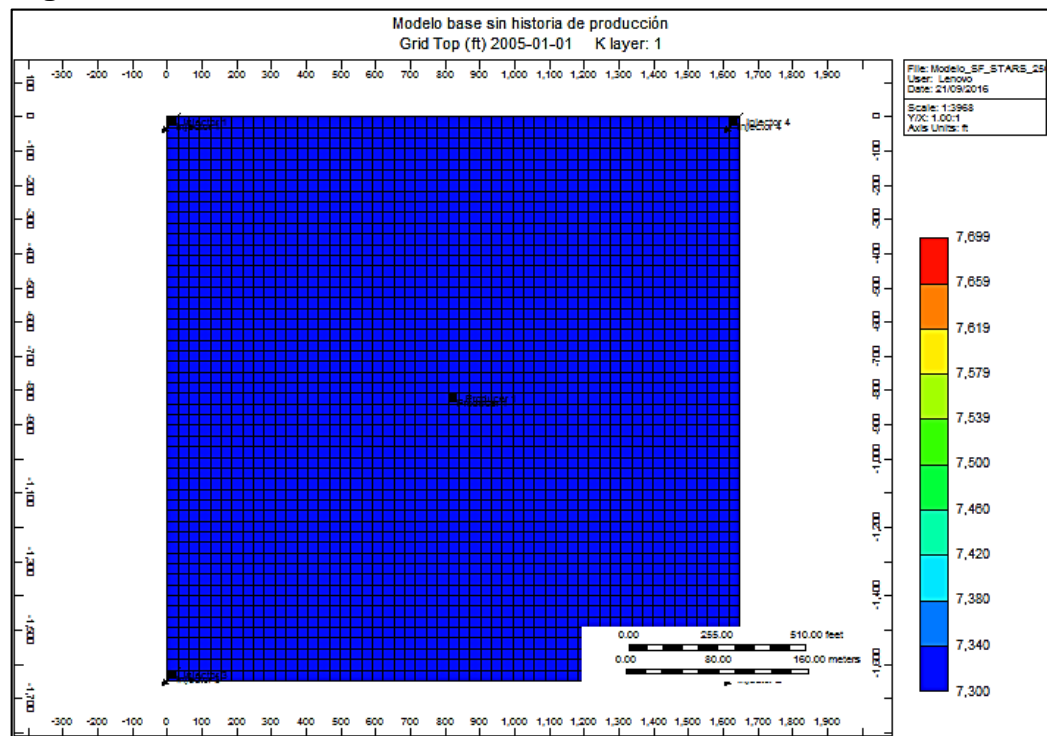
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Para la grilla se considera la creación rápida de un patrón (*Quick Pattern Creation*) de 60 acres de área. Se compone de 52,020 celdas, distribuidas de la siguiente forma: 51 celdas en la dirección X, 51 celdas en la dirección Y, y 20 celdas en la dirección Z; con una resolución geológica de 31.7 ft en X y Y.

En la figura 33, se puede observar que el programa crea automáticamente un patrón normal de cinco puntos, con los pozos inyectoros en las esquinas de la grilla.

La figura 34, muestra la grilla creada para el modelo base de simulación.

Figura 34. Grilla del modelo base



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

3.1.2.2 Propiedades de la roca. La definición de los valores de porosidad, se realiza de manera aleatoria manteniendo un promedio para la permeabilidad de 2,000 mD, para las 20 capas consideradas; otras variables, son constantes para toda la grilla. A continuación, se describe los valores de las propiedades ingresadas en esta sección:

- * Para la porosidad se mantiene un rango entre el 24% y el 33%, que se asigna de manera aleatoria, para calcular los valores de permeabilidad horizontal y vertical.
- * La permeabilidad horizontal, debe mantenerse en un promedio de 2,000 mD, que se calcula a través de la ecuación 15, suponiendo una forma de grano circular. Esta es la correspondiente a permeabilidad en I y en J.
- * Se establece una relación de kv/kh de 0.5.
- * El tope del yacimiento se encuentra a 7,300 ft.
- * El espesor de la grilla, es de 420 ft, por tanto, cada capa presenta un espesor de 21 ft.
- * El *net to gross ratio* especificado es de 0.73.
- * La compresibilidad de la roca, se calcula por medio de la ecuación 23, con el valor de la porosidad promedio, obteniendo un valor de $3.912E^{-06}$ psi⁻¹.

Para el cálculo de la permeabilidad horizontal, es necesario conocer el diámetro de garganta de poro. Por esta razón, se establece una relación entre estas variables, usando la ecuación de Carman-Kozeny (ecuación 15), para calcular el diámetro de garganta en valores de porosidad de 16.6% y 28.55% (valores aleatorios especificados), generando la gráfica 1.

Con el fin de establecer una relación entre la porosidad y el diámetro de garganta de poro, se realiza un ajuste de los puntos. Se decide seleccionar el ajuste exponencial, y por tanto, se obtiene una ecuación que relaciona la porosidad y el diámetro de garganta (ver ecuación 154), la cual es usada con los valores aleatorios de porosidad generados, para el cálculo de la permeabilidad horizontal.

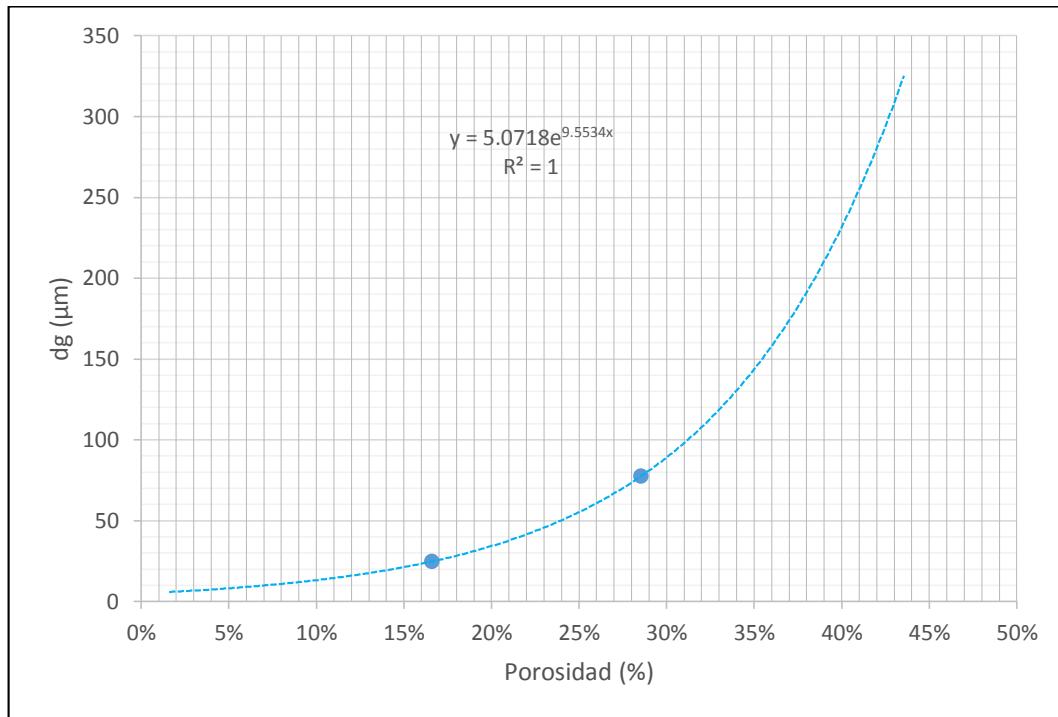
Ecuación 154. Diámetro de garganta de poro

$$d_g = 5.0718e^{9.5534*\phi}$$

Dónde:

d_g = Diámetro de garganta, [µm].

Gráfica 1. Relación entre la porosidad y el diámetro de garganta



Los valores de permeabilidad y porosidad por capa, se presentan en la tabla 2.

Tabla 2. Valores de porosidad y permeabilidad por capa

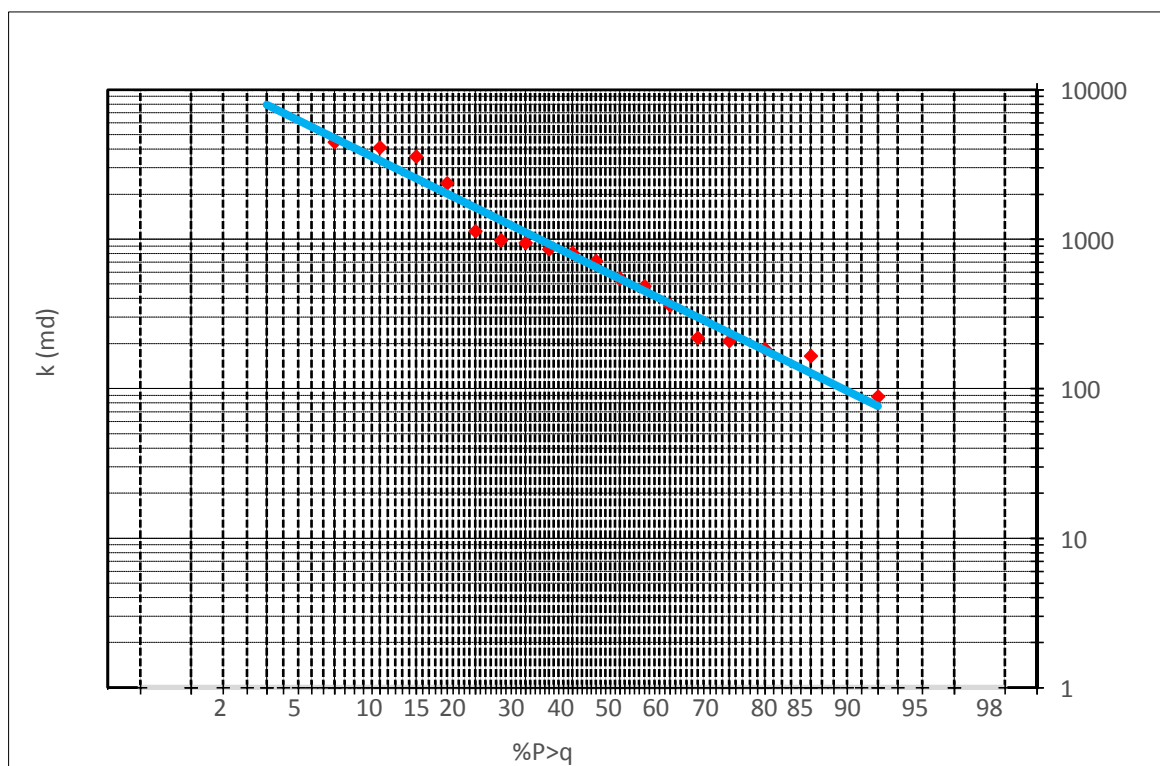
Número de Capa	Porosidad (Fracción)	Permeabilidad horizontal (mD)	Permeabilidad vertical (mD)
1	0.26802	871.4870379	442.4917806
2	0.27885	1243.687383	634.9517871
3	0.27988	1286.108297	656.9916281
4	0.32130	4833.616861	2547.634636
5	0.27737	1184.794731	604.3874306
6	0.24638	422.337956	212.9030205
7	0.29173	1888.549392	971.9383984
8	0.25568	578.0303005	292.099788
9	0.26183	709.948392	359.5392589
10	0.32497	5422.996734	2868.135673
11	0.31164	3564.875628	1862.886019

Tabla 2. (Continuación).

Número de Capa	Porosidad (Fracción)	Permeabilidad horizontal (mD)	Permeabilidad vertical (mD)
12	0.27255	1011.81579	514.85018
13	0.26973	922.09933	468.55887
14	0.31167	3568.77876	1864.98043
15	0.26877	893.25835	453.70046
16	0.28193	1374.79860	703.13378
17	0.27290	1023.36278	520.81568
18	0.32993	6332.58442	3365.36402
19	0.25970	661.13667	334.55214
20	0.29678	2220.68470	1146.93340

3.1.2.3 Determinación de la heterogeneidad del yacimiento. El conocimiento de la heterogeneidad de un yacimiento, es parte fundamental al entender el comportamiento de la eficiencia vertical, por esta razón, se calcula el coeficiente de heterogeneidad, y se clasifica.

Gráfica 2. Coeficiente de distribución de Dykstra-Parsons



En la gráfica 2, se muestra la permeabilidad como función del porcentaje de probabilidad mayor que. El cálculo se realiza como se explica en el capítulo 1, obteniendo un coeficiente de Dykstra-Parsons de:

$$V_{DP} = \frac{k_{50} - k_{84.1}}{k_{50}} = 0.549$$

Según el coeficiente de heterogeneidad calculado, se puede decir que el yacimiento es muy heterogéneo.

3.1.3 Componentes. En esta sección, se incorpora la información PVT del fluido, fundamental para la estimación de reservas, análisis del comportamiento del yacimiento y diseño de equipos. En la tabla 3, se observan las propiedades ingresadas al simulador.

Tabla 3. Información de las propiedades de los fluidos¹⁸³

<i>Propiedad</i>	<i>Valor</i>
Temperatura del yacimiento [°F]	138
Presión del yacimiento [psi]	3,250
Presión de burbuja [psi]	2,425
Gravedad API [°API]	21
Gravedad específica del gas	0.63
Relación de gas disuelto [PCN/BN]	400
Salinidad del agua [ppm]	30,000
Viscosidad del petróleo [cP]	20

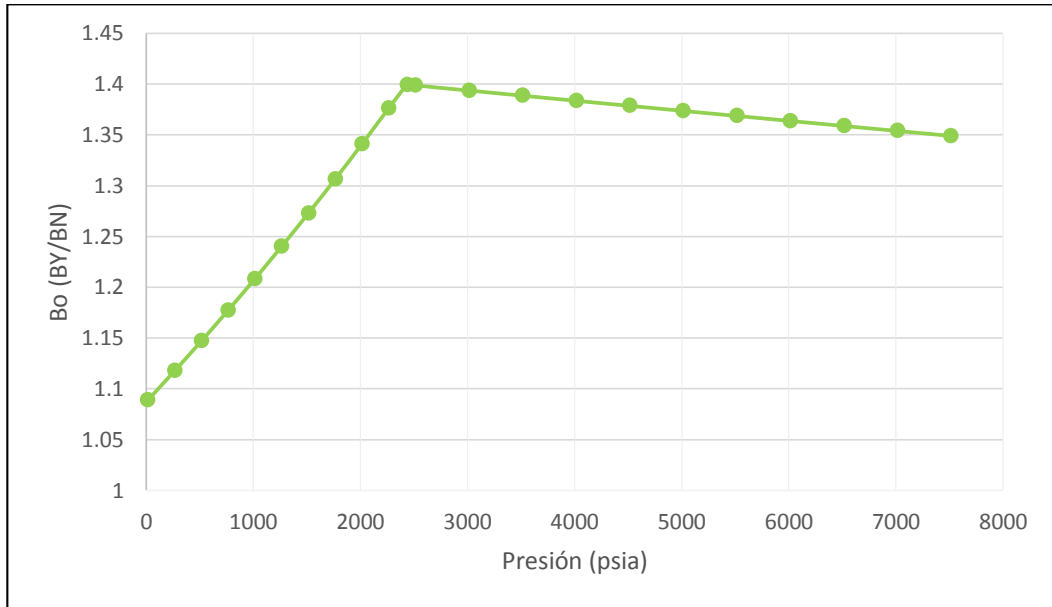
La información del análisis PVT, está disponible en la tesis de grado: Estudio de la viabilidad técnica en etapa temprana de procesos de recobro químico (álcali-surfactante-polímero) mediante simulación numérica del Campo Yariguí-Cantagallo¹⁸⁴, el cual fue generado en el simulador *Petroleum Expert Prosper*. Esta información es tomada como base para el modelo de simulación.

El comportamiento del factor volumétrico del petróleo en función de la presión, se describe en la gráfica 3.

¹⁸³ Fuente: VARGAS PEÑA, Jennifer Lorena y CASTRO GARCÍA, Rubén Hernán. Estudio de la viabilidad técnica en etapa temprana de procesos de recobro químico (álcali-surfactante-polímero) mediante simulación numérica en el Campo Yariguí-Cantagallo. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad América, 2014. p. 62.

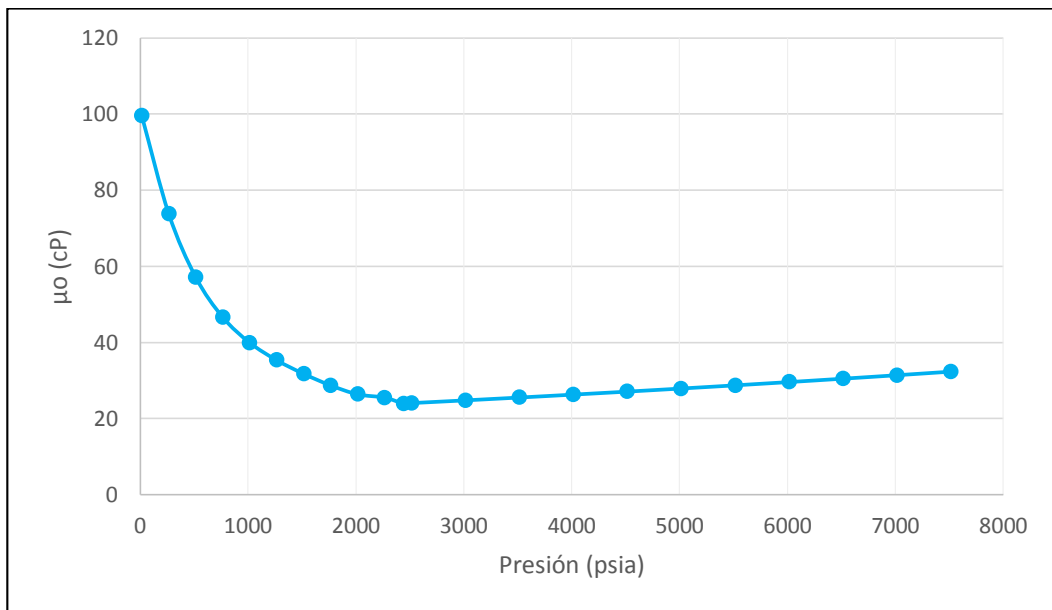
¹⁸⁴ *Ibíd.*, p. 146.

Gráfica 3. Factor volumétrico del petróleo vs. Presión



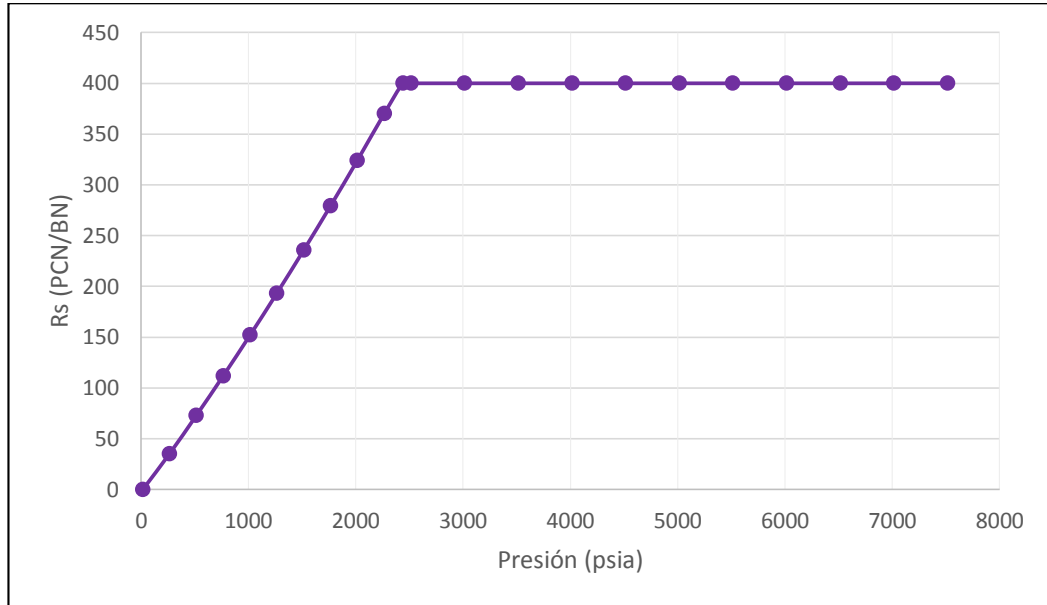
La viscosidad del petróleo disminuye rápidamente hasta alcanzar el punto de burbuja, luego de este punto, aumenta en poca medida, como se observa en la gráfica 4.

Gráfica 4. Viscosidad del petróleo vs. Presión

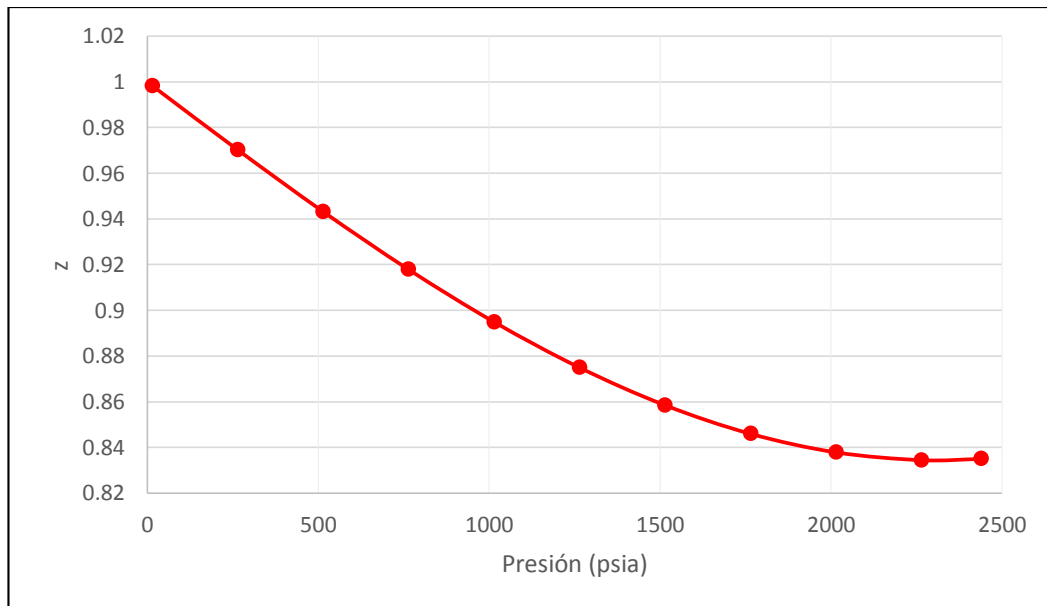


La relación de gas disuelto en función de la presión, se observa en la gráfica 5.

Gráfica 5. Relación de gas disuelto-petróleo vs. Presión



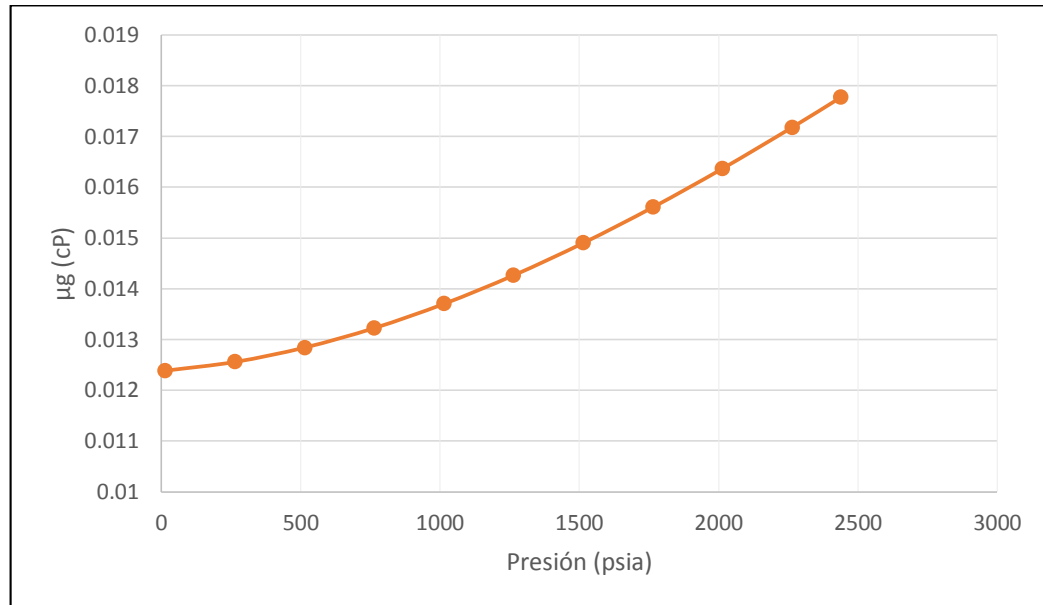
Gráfica 6. Factor de compresibilidad de gas vs. Presión



Las propiedades del gas, se presentan hasta el punto de burbuja, debido a que esta es la información requerida por el simulador. El factor de compresibilidad del

gas, se muestra en la gráfica 6, y la viscosidad del gas, se puede observar en la gráfica 7. Las respectivas tablas de información PVT, se presentan en el Anexo C.

Gráfica 7. Viscosidad del gas vs. Presión



3.1.4 Interacción roca-fluido. En esta sección, se especifica los tipos de procesos que dependen del desplazamiento y el tipo de modelaje (bifásico o trifásico). Se define el tipo de humectabilidad, que para este caso, es preferente al agua, y se incorporan las curvas de permeabilidad relativa, las cuales se muestran en el Anexo D. En la tabla 4, se muestra las propiedades de la roca en los puntos extremos.

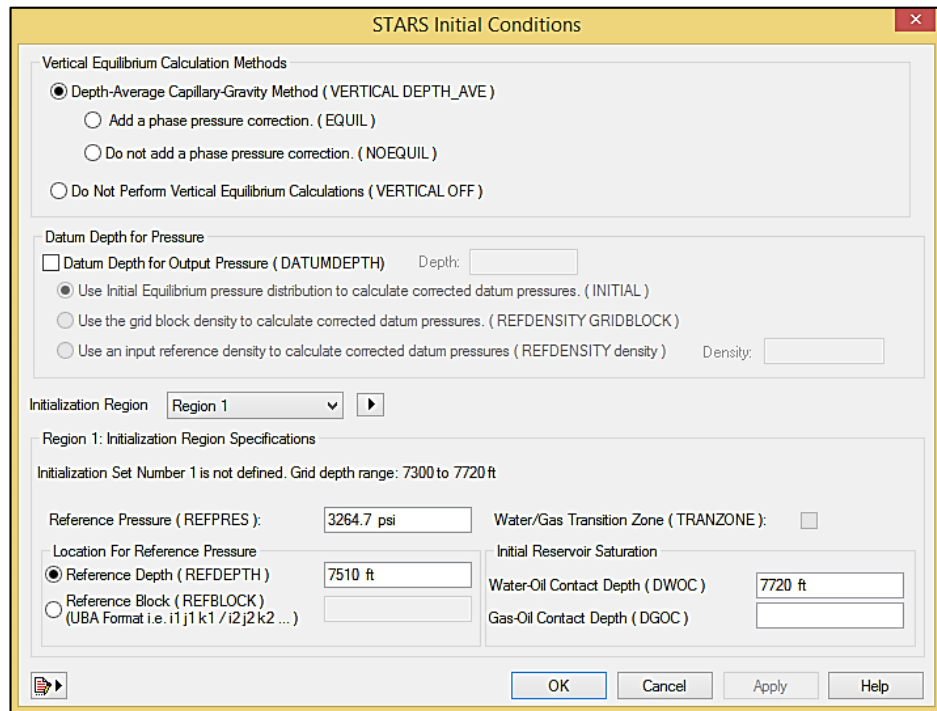
Tabla 4. Propiedades de la roca¹⁸⁵

Propiedad	Valor
S_{gr}	0
S_{wirr}	0.46
S_{or}	0.15
$k_{ro}@ S_{wirr}$	1
$k_{rw}@ S_{or}$	0.06
$S_{wmáx}$	0.85

¹⁸⁵ ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRREZ GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el Campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol S.A. mediante simulación numérica. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá, D.C.: Fundación Universidad de América, 2015. p. 287.

3.1.5 Condiciones iniciales. Sección donde se especifica los datos de presión de yacimiento y profundidad de referencia (profundidad media de la arena de interés); y el contacto agua-petróleo, que se define en la base de la grilla. Las condiciones iniciales se muestran en la figura 35.

Figura 35. Condiciones iniciales del modelo base



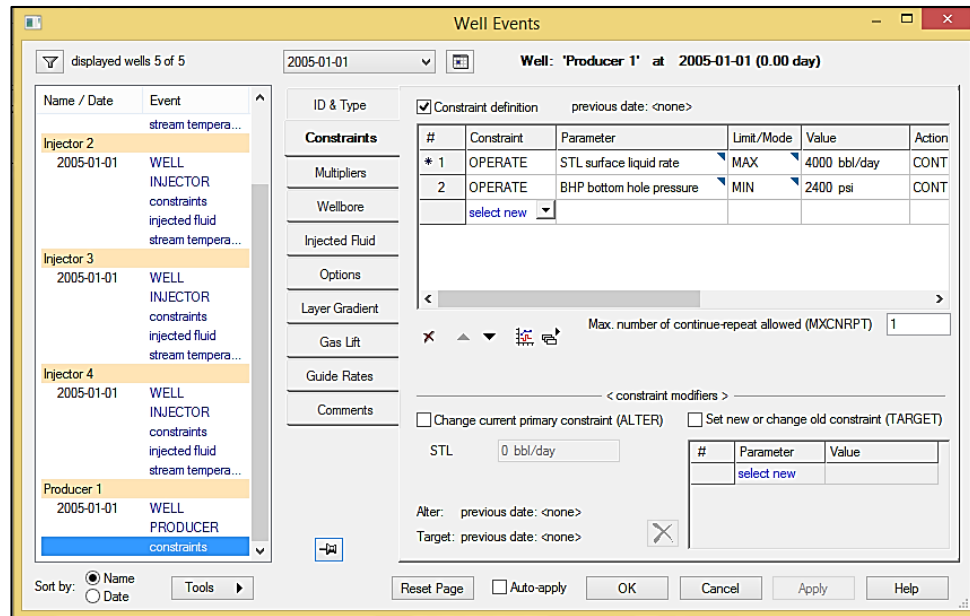
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

3.1.6 Métodos numéricos. Se especifica tamaño máximo de pasos de tiempo, presión y saturación, tipo de método numérico, entre otros. En esta sección los valores están por defecto, por tanto, no se especificarán valores distintos a los sugeridos por el simulador.

3.1.7 Pozos y datos recurrentes. La distribución de los pozos, se crea automáticamente como se explica en la sección 3.1.2. Además, en el Anexo E se muestra la trayectoria de cada uno de los pozos.

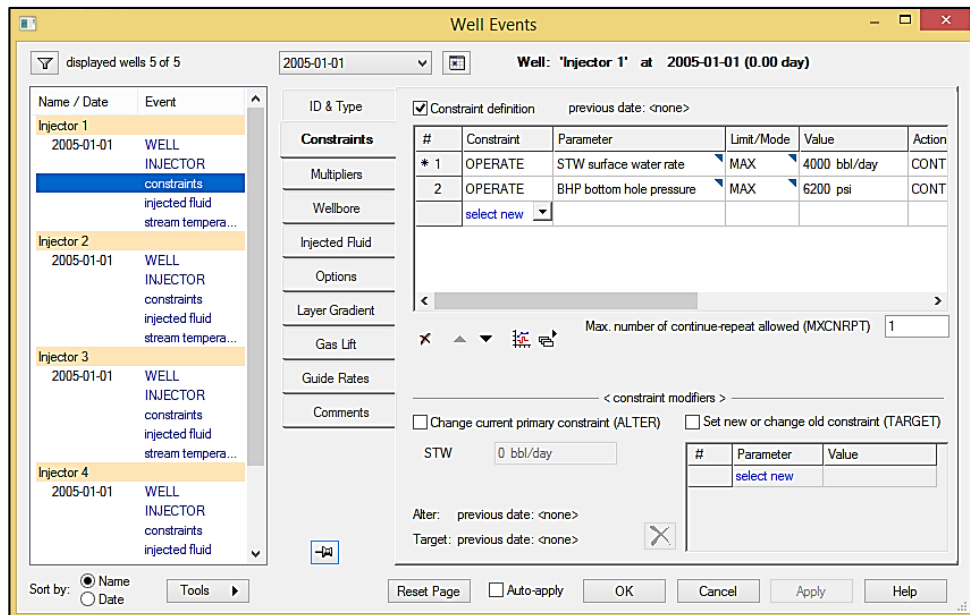
A la fecha de inicio, el control primario del pozo productor, tasa líquida en superficie máxima, es de 4000 Bbl/día, y el secundario, presión de fondo, es de 2400 psi (ver figura 36). Los controles establecidos para los pozos inyectores, se muestran en la figura 37.

Figura 36. Controles del pozo productor



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

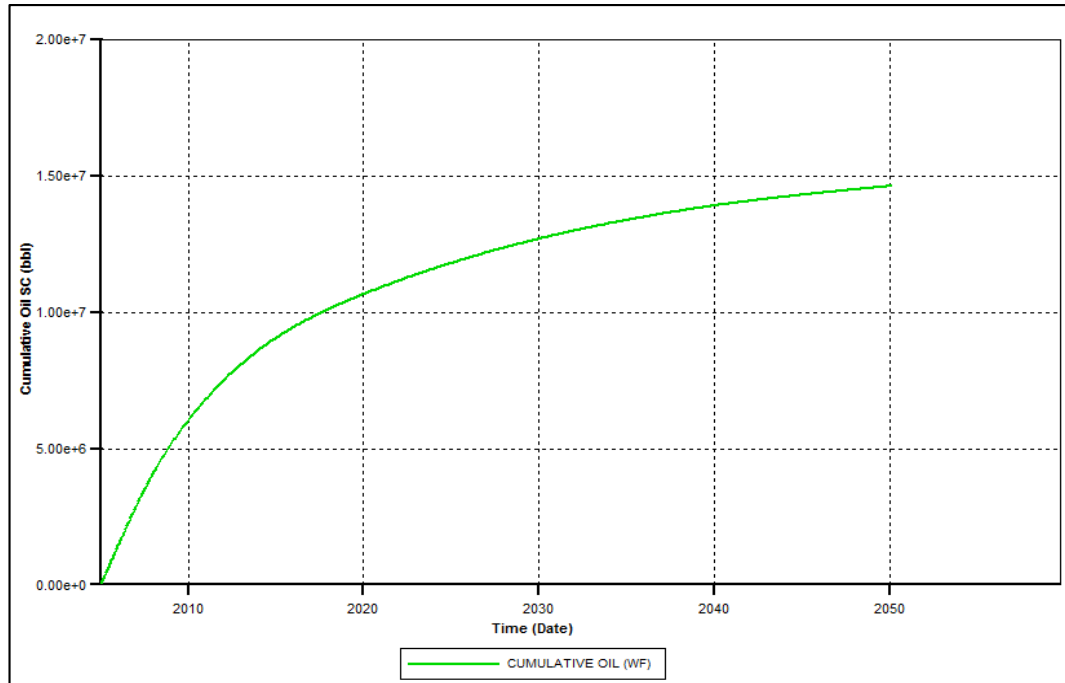
Figura 37. Controles de los pozos inyector



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

3.1.8 Resultados de la inyección de agua. En la gráfica 8, se observa el petróleo acumulado en el tiempo para la inyección de agua, el cual alcanza $1.46E^{+07}$ Bbl para el año 2050.

Gráfica 8. Petróleo acumulado por inyección de agua



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

3.2 INYECCIÓN DE POLÍMEROS

La recuperación terciaria tiene como objetivo: mejorar la eficiencia de barrido areal y vertical, mejorando la razón de movilidad; y aumentar el número capilar. Como se explica en el capítulo 1, la selección de este tipo de recuperación depende de la rentabilidad de implementación.

Con el fin de incrementar la producción diaria, y así mismo la producción acumulada de petróleo, se realiza la inyección de polímero al modelo, para así evaluar su comportamiento hasta el año 2050, y realizar una comparación con respecto al modelo de inyección de agua. La fecha de inicio de inyección de polímero, se define el 1 de mayo de 2011. Es necesario aclarar, que en la inyección de polímero se evalúa tanto el arreglo normal de inyección como el arreglo inverso.

Para un completo entendimiento del caso, se hace necesaria la caracterización del polímero, para el arreglo normal de inyección se evalúa el polímero HPAM; y para el arreglo inverso, el cual es brevemente descrito en el Anexo B (con sus respectivos resultados), se evalúan los dos polímeros que se presentan a continuación (ver tabla 5 y tabla 6)

Tabla 5. Propiedades del polímero AN125VHM¹⁸⁶

<i>Propiedad</i>	<i>Valor</i>
Nombre del polímero	AN125VHM
Peso molecular del polímero [Lb/Lbmol]	12,000
Capacidad máxima de adsorción [Lbmol/ft ³]	1.9507E ⁻⁰⁶
Nivel de adsorción residual [Lbmol/ft ³]	4.88E ⁻⁰⁸
Volumen poroso accesible	0.75
Factor de resistencia residual	3

Tabla 6. Propiedades del polímero HPAM¹⁸⁷

<i>Propiedad</i>	<i>Valor</i>
Nombre del polímero	HPAM
Peso molecular del polímero [Lb/Lbmol]	8,000
Capacidad máxima de adsorción [Lbmol/ft ³]	1.50311E ⁻⁰⁶
Nivel de adsorción residual [Lbmol/ft ³]	3.75776E ⁻⁰⁸
Volumen poroso accesible	0.7
Factor de resistencia residual	3

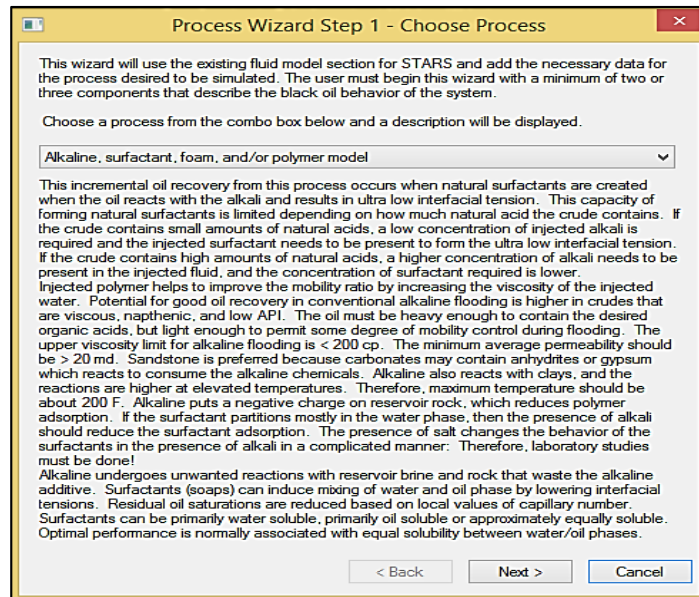
3.2.1 Creación del componente Polímero. A continuación, se describe el paso a paso para la creación de un nuevo componente en STARS para el polímero HPAM, de igual forma se ingresa el polímero AN125VHM.

Para la creación, primero es necesario seleccionar Process Wizard en la sección de componentes e indicar el proceso a modelar, para este caso “Alkaline, surfactant, foam and/or polymer model” (ver figura 38).

¹⁸⁶ BARON BETANCOURTH, Andrés Sebastián; CARREÑO RUGE, Santiago y JIMÉNEZ GOMÉZ, Jaime. Determinación de la viabilidad de la inyección de polímeros teniendo en cuenta el impacto de la heterogeneidad y la alta razón de movilidad del fluido inyectado durante el recobro con polímeros en el Campo Chichimene. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá, D.C.: Fundación Universidad de América, 2016. p. 106.

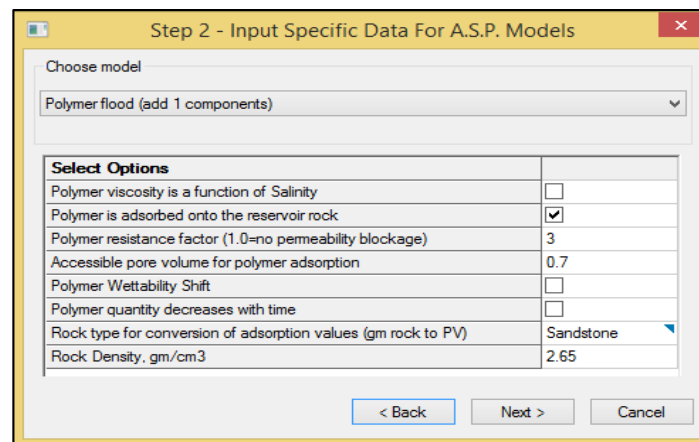
¹⁸⁷ SHENG, James J. Polymer flooding. En: Modern chemical enhanced oil recovery: Theory and practice. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2010. p. 132.

Figura 38. Paso 1. Selección del tipo de proceso



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Figura 39. Paso 2. Ingreso de propiedades del polímero



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Luego, es necesario ingresar información de factor de resistencia, volumen poroso accesible y seleccionar el tipo de roca (tabla 7), este paso es mostrado en la figura 39. Para el modelo base se asume que la cantidad de polímero no disminuye en función del tiempo y que no hay variación en la humectabilidad del polímero, es por esto que no se selecciona dichas opciones.

Tabla 7. Información base de los polímeros

Polímero	Porosidad	FR_r	VP_{acc}
AN125VHM ¹⁸⁸	0.1527	3	0.75
HPAM ¹⁸⁹	0.438	3	0.7

En el paso 3, se selecciona agregar un nuevo componente, y en el paso 4 (ver figura 40), se debe ingresar la información de adsorción de polímero (mg/100groca) con su respectiva porosidad usada para la determinación (tabla 7). Los datos de adsorción, viscosidad y factor de resistencia residual de los dos polímeros considerados, se muestran en la tabla 8 y en la tabla 9.

Tabla 8. Datos de adsorción del polímero AN125VHM

Concentración ppm	Fracción molar	Adsorción mg/100g rock	%Peso	Viscosidad (cP)	FR_r
0	0	0	0	3.117	1
25	5.63125E-08	0.037375	0.00257	3.220	1.015
50	1.12625E-07	0.067000	0.00507	3.326	1.028
75	1.68938E-07	0.096375	0.00757	3.436	1.040
100	2.25250E-07	0.125500	0.01007	3.550	1.052
150	3.37875E-07	0.183000	0.01507	3.788	1.075
200	4.50500E-07	0.239500	0.02007	4.043	1.099
250	5.63125E-07	0.295000	0.02507	4.314	1.121
500	1.12625E-06	0.557500	0.05007	5.971	1.230
800	1.80200E-06	0.839500	0.08007	8.819	1.346
1000	2.25250E-06	1.010000	0.09996	10.62	1.400
1500	3.37875E-06	1.390000	0.14987	24.32	1.700
2000	4.50500E-06	1.460000	0.19972	46.13	1.800
2500	5.63125E-06	1.700000	0.24953	76.15	1.700

Fuente: BARON BETANCOURTH, Andrés Sebastián; CARREÑO RUGE, Santiago y JIMÉNEZ GOMÉZ, Jaime. Determinación de la viabilidad de la inyección de polímeros teniendo en cuenta el impacto de la heterogeneidad y la alta razón de movilidad del fluido inyectado durante el recobro con polímeros en el Campo Chichimene. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá, D.C.: Fundación Universidad de América, 2016. p. 106.

¹⁸⁸ BARÓN. Op. cit., p. 106.

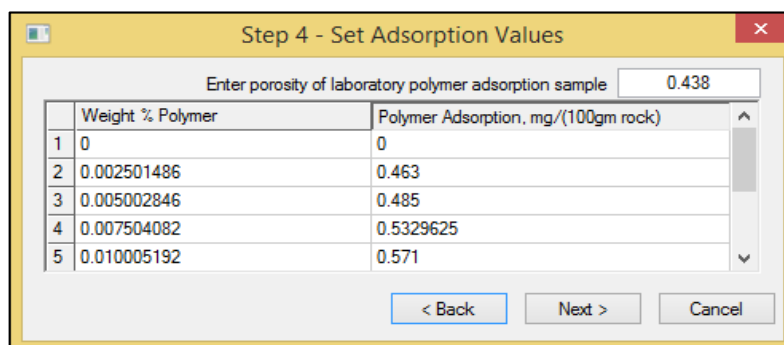
¹⁸⁹ SHENG. Op. cit., p. 132.

Tabla 9. Datos de adsorción del polímero HPAM

Concentración ppm	Fracción molar	Adsorción mg/100g rock ¹⁹⁰	%Peso	Viscosidad (cP)	FR _T
0	0	0	0	0.48	1
20	5.63125E-08	0.46300	0.00250149	0.72	1.16
50	1.12625E-07	0.48500	0.00500285	1.09	1.17
75	1.68938E-07	0.53296	0.00750408	1.40	1.19
100	2.25250E-07	0.57100	0.01000519	1.72	1.20
150	3.37875E-07	0.60215	0.01500704	2.39	1.21
200	4.50500E-07	0.64890	0.02000838	3.00	1.23
250	5.63125E-07	0.69615	0.02500923	3.81	1.25
400	9.01000E-07	0.84090	0.04000876	6.20	1.30
500	1.13000E-06	1.02000	0.05000595	7.88	1.36
600	1.35200E-06	1.04090	0.06000114	10.50	1.37
800	1.80200E-06	1.24890	0.07998552	13.10	1.44
1000	2.25250E-06	1.43000	0.09996191	18.90	1.50
1500	3.37875E-06	2.03990	0.14986796	31.68	1.72
2000	4.50500E-06	2.78000	0.19972417	48.08	1.98
2500	5.63125E-06	3.33990	0.24953062	67.48	2.18
3000	6.75750E-06	4.06490	0.29928738	89.88	2.44
3500	7.88000E-06	4.83990	0.34899000	115.28	2.71
4000	9.00110E-06	5.66490	0.39865000	143.68	3

Fuente: SHENG, James J. Polymer flooding. En: Modern chemical enhanced oil recovery: Theory and practice. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2010. p. 132.

Figura 40. Paso 4. Ingreso de adsorción del polímero

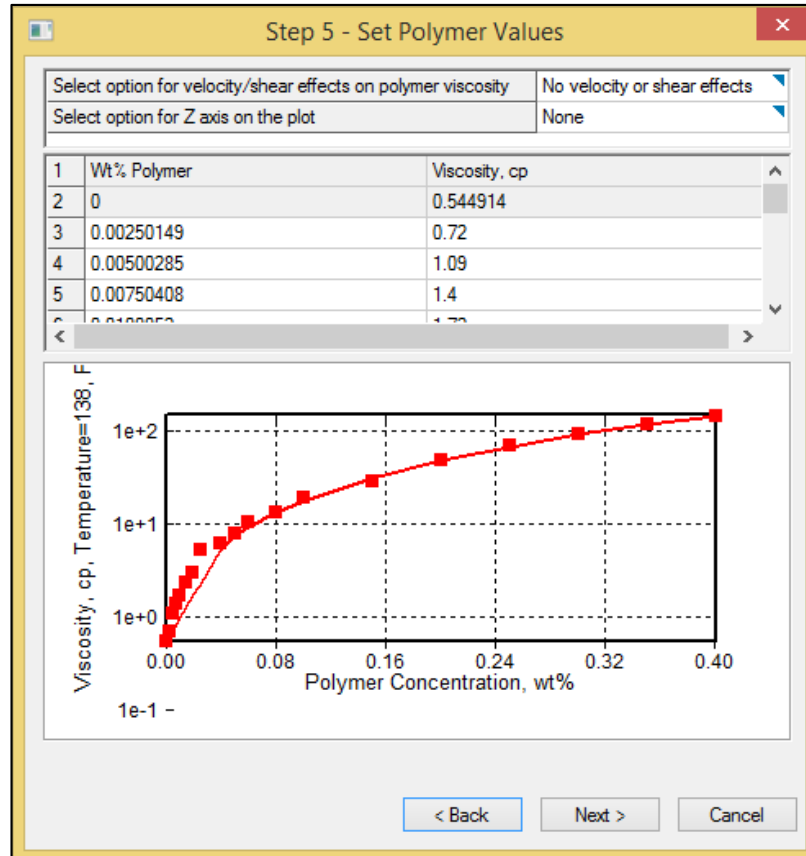


Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

¹⁹⁰ ZHANG, Guoyin y SERIGHT, Randall. Effect of concentration on HPAM retention in porous media. En: SPE Journal. vol. 19, no. 3, p. 4.

Finalmente, se ingresan los datos de viscosidad de polímero en función del porcentaje peso, este último paso se presenta en la figura 41.

Figura 41. Paso 5. Ingreso de viscosidades del polímero

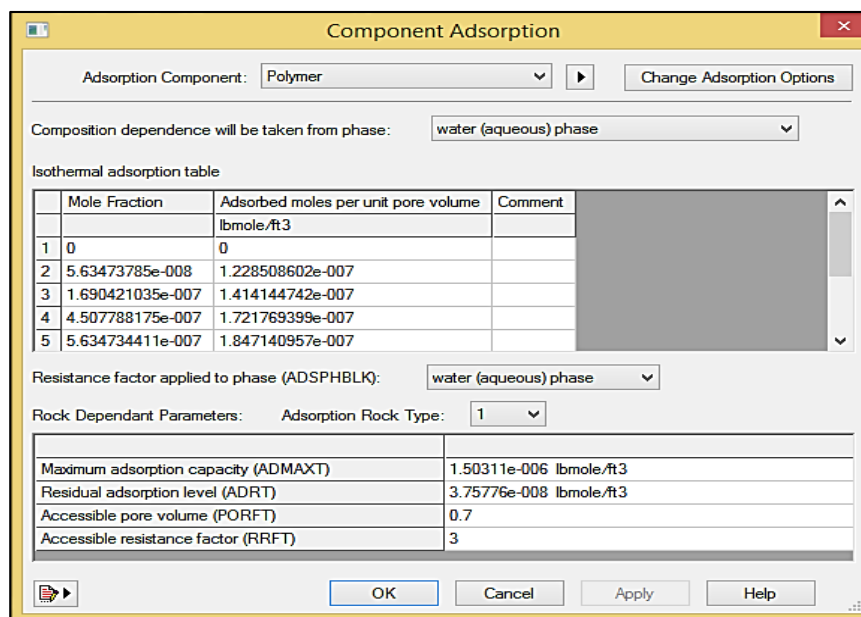


Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Antes de comenzar la inyección de polímero, es necesario ingresar su peso molecular, el simulador toma por defecto 8,000 Lb/Lbmol, en el caso del polímero HPAM este valor es cierto, pero para polímeros con diferente peso molecular como es el caso de AN125VHM, debe ser cambiado.

Además del ingreso del peso molecular del polímero, es importante verificar los valores de adsorción del polímero en la sección de interacción roca-fluido, este paso se realiza para confirmar que los datos hayan sido ingresados de forma correcta al simulador (ver figura 42).

Figura 42. Adsorción del polímero



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

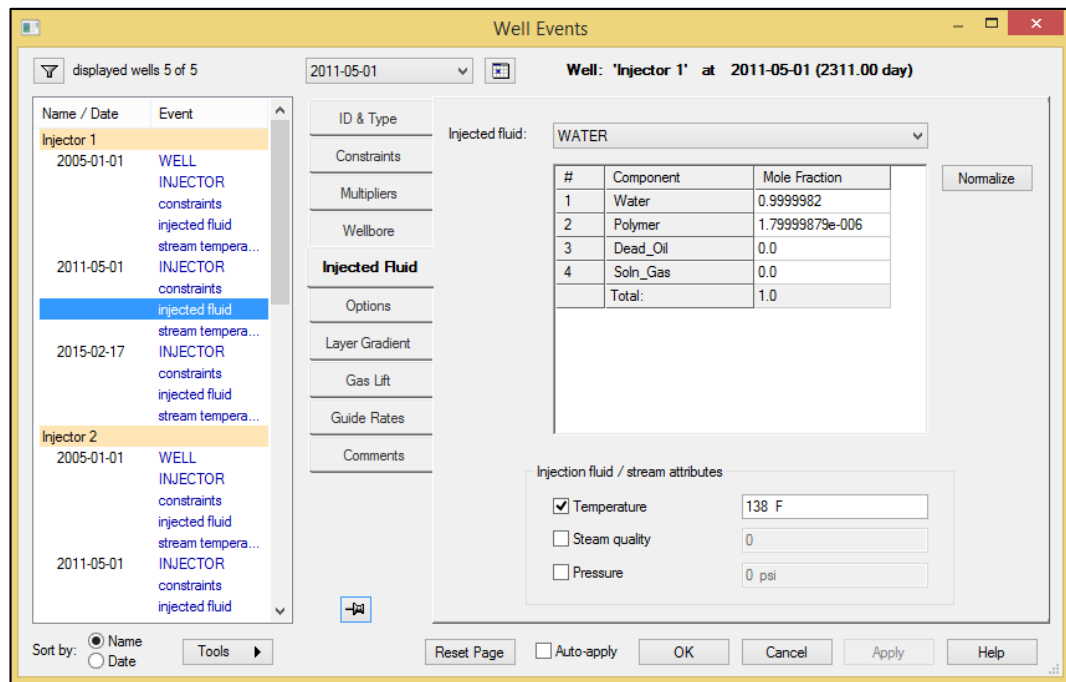
3.2.2 Modelo base de inyección de polímeros. Para generar el modelo base se inyecta 10% de volumen poroso; en la tabla 10, se muestra las fechas de inicio y finalización de la inyección de polímero (ver figura 43), con sus respectivos valores para el cálculo.

Tabla 10. Parámetros para cálculo de fechas de inyección de polímero

<i>Fechas de inyección PF</i>	
Inyección (Bbl/día)	4,000
Inyección (días)	1388.41
Inyección (años)	3.8
Volumen poroso (Bbl)	55,536,776
Volumen inyección (Bbl)	5,553,678
Factor volumen total	10%
h yacimiento (ft)	420
Φ_E promedio (%)	28.40%
Área patrón (ft ²)	2,614,344
Área patrón (acres)	60
Fecha Inicio PF	01/05/2011
Fecha Fin PF	17/02/2015

El control primario de inyección, tasa líquida en superficie es de 4000 Bbl/día; y el control secundario, presión de fondo de pozo, es de 6200 psi, al igual que en la inyección de agua. La concentración de polímero inyectado base es de 800 ppm, y el factor de resistencia residual es 3.

Figura 43. Inyección de polímero

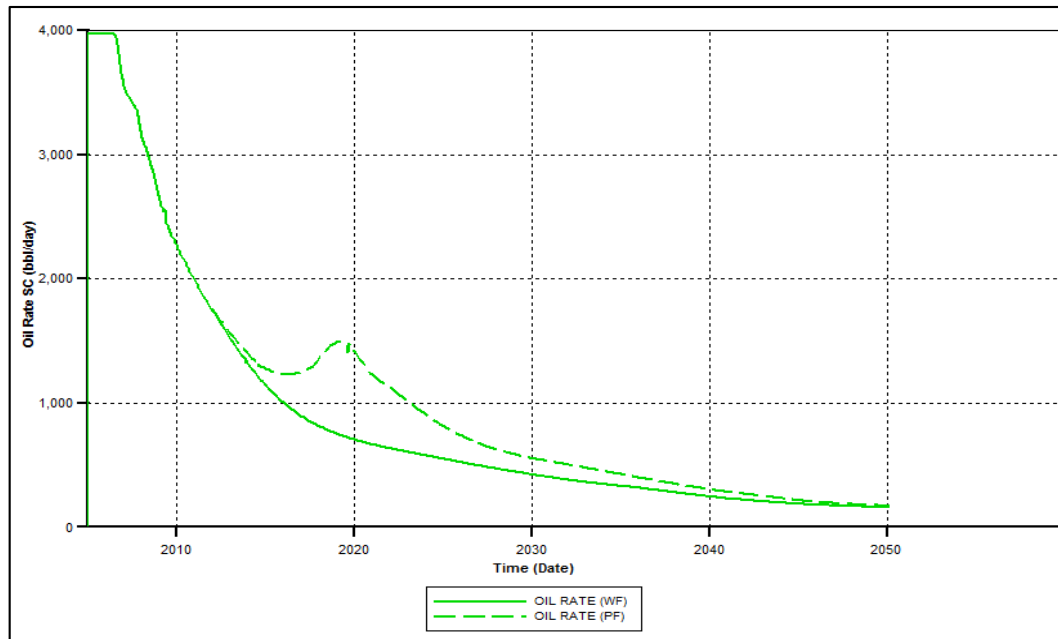


Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

3.2.3 Resultados de la inyección de polímero. La inyección de polímero debe aumentar la tasa de petróleo de producción con respecto a la inyección de agua, ocasionado por el aumento de la viscosidad de la solución inyectada y la disminución de la movilidad del agua, este comportamiento puede ser observado en la gráfica 9. Los resultados mostrados son para el arreglo normal de cinco puntos.

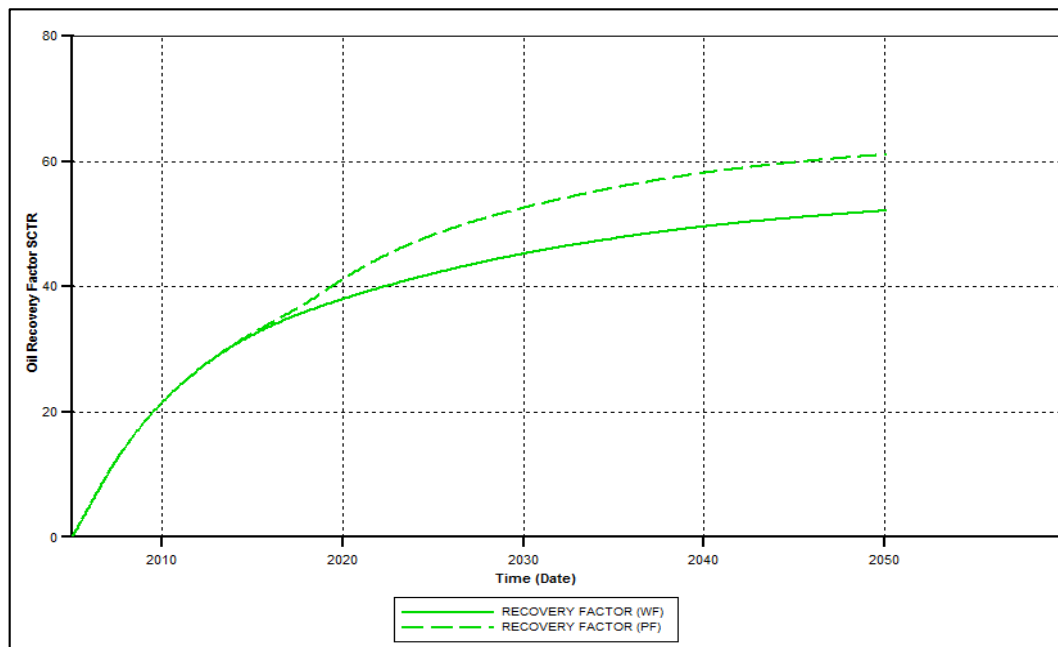
Para este caso, la inyección de polímero también aumenta el factor de recobro de petróleo; en la gráfica 10, se observa que el factor de recobro aumenta de 52.10% para inyección de agua, a 61.08% para inyección de polímero.

Gráfica 9. Tasa de producción de petróleo vs. Tiempo



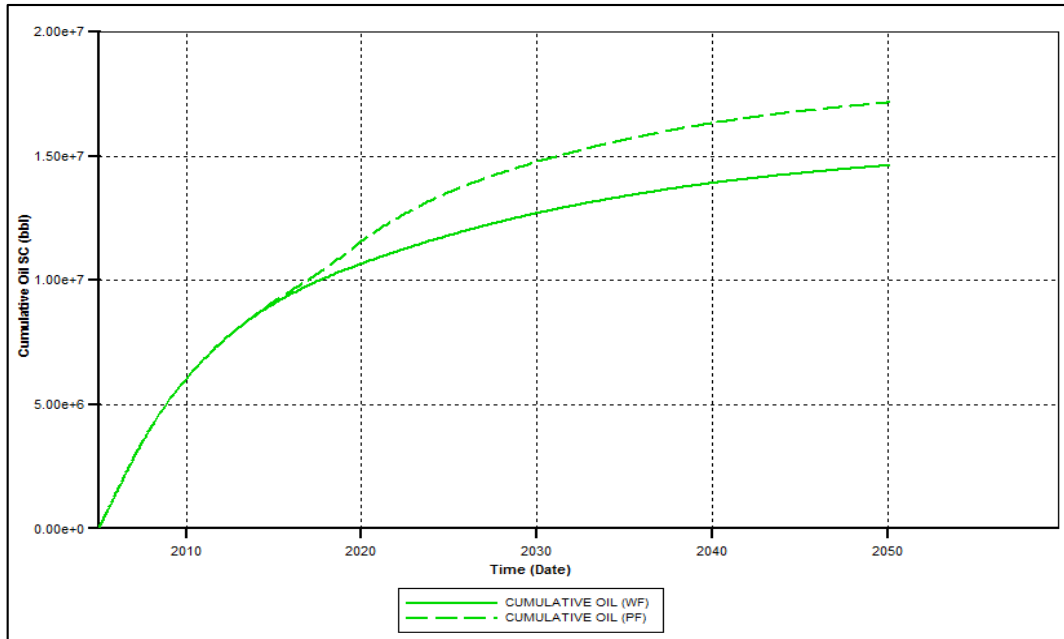
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 10. Factor de recobro vs. Tiempo. Inyección de polímero



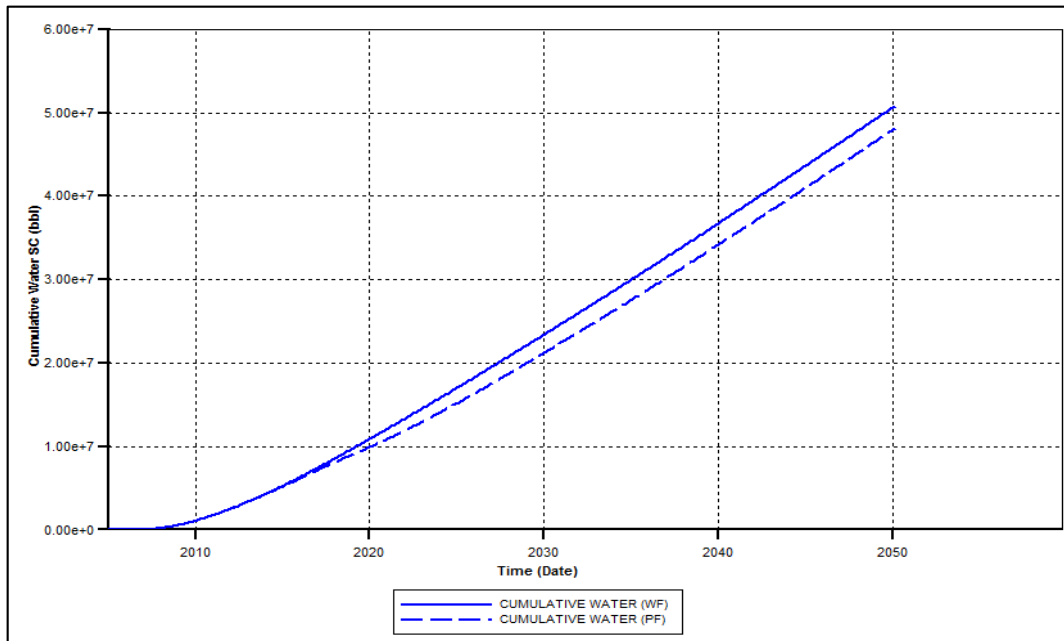
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 11. Petróleo acumulado producido vs. Tiempo. Inyección de polímero



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 12. Agua acumulada producida vs. Tiempo. Inyección de polímero



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

En la gráfica 11, se observa el aumento del petróleo producido acumulado de la inyección de polímero con respecto a la inyección de agua, incrementa desde $1.46E^{+07}$ Bbl a $1.71E^{+07}$ Bbl. Y en la gráfica 12, se muestra la disminución del agua producida acumulada.

3.3 INYECCIÓN DE SURFACTANTE (SF)

Los surfactantes, tienen como función cambiar la mojabilidad (al disminuir presiones capilares). A continuación se describe la generación del modelo base para inyección de surfactante, este modelo solo se realizó para un arreglo normal de cinco puntos. Para la simulación de inyección de surfactante, es necesario la caracterización del surfactante, esta es mostrada en la tabla 11.

Tabla 11. Propiedades del surfactante Etoxilato NEODOL¹⁹¹

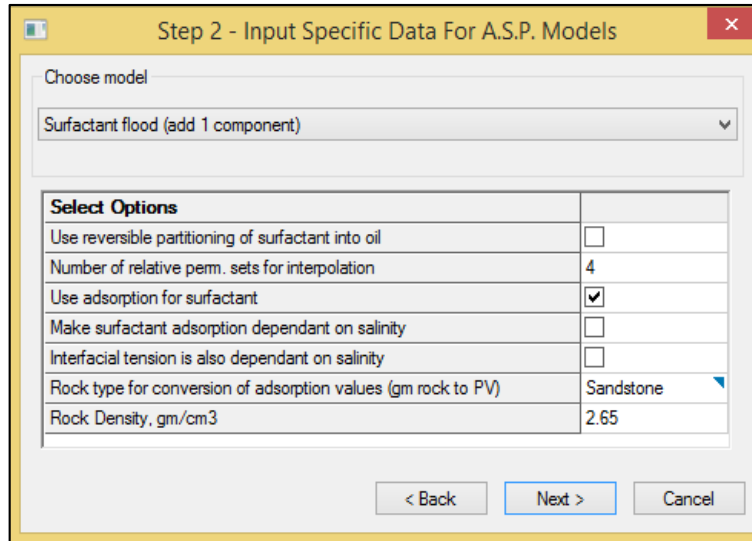
<i>Propiedad</i>	<i>Valor</i>
Peso molecular del polímero [Lb/Lbmol]	527
Densidad del surfactante [Lb/ft ³]	62.18
Viscosidad del surfactante [cP]	29.8
Capacidad máxima de adsorción [Lbmol/ft ³]	$2.524434E^{-03}$
Nivel de adsorción residual [Lbmol/ft ³]	$1.262217E^{-03}$
Volumen poroso accesible	1
Factor de resistencia residual	1

3.3.1 Creación del componente Surfactante. La creación de un nuevo componente se realiza de igual forma a lo explicado para la creación del componente polímero en la sección anterior (ver figura 38). Luego de esto, se debe especificar el componente deseado, el número de sets de interpolación, el tipo de roca y si se considera o no la adsorción del surfactante, este paso se observa en la figura 44.

Las opciones del uso de particionamiento, no se seleccionan en el modelo base, al igual que la dependencia de las propiedades con respecto a la salinidad. El paso siguiente es agregar el nuevo componente, y luego se debe seleccionar la región roca-fluido, a la que se le desea agregar los sets de interpolación.

¹⁹¹ MOYANO ALZATE, Sebastián y PALACIO BAYONA, Eduardo Andrés. Estudio de viabilidad de la implementación de inyección cíclica de surfactantes complementada con inyección continua de polímeros en patrones de 5 Y 7 puntos en un campo de crudo mediano de Ecopetrol mediante simulación numérica. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá, D.C.: Fundación Universidad de América, 2015. p. 155.

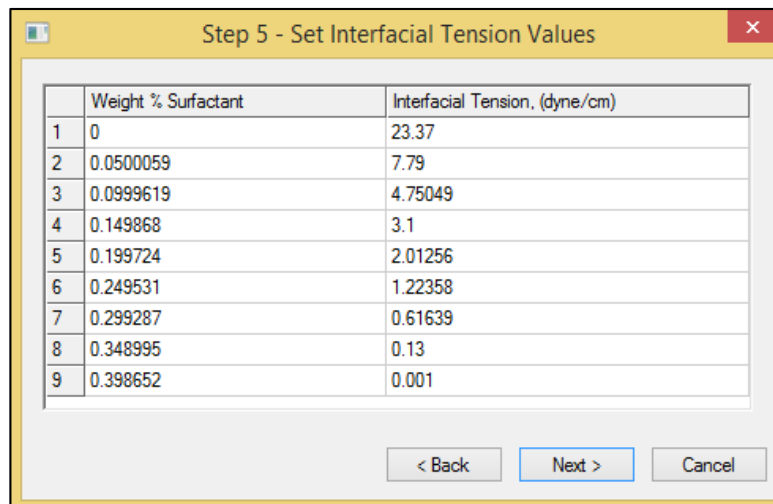
Figura 44. Paso 2. Ingreso de propiedades del surfactante



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

El paso 5, es ingresar la tensión interfacial en dinas/cm, para cada porcentaje peso del surfactante (ver figura 45). Las propiedades del surfactante necesarias para el ingreso al simulador, se muestran en la tabla 12.

Figura 45. Paso 5. Ingreso de tensiones interfaciales del surfactante



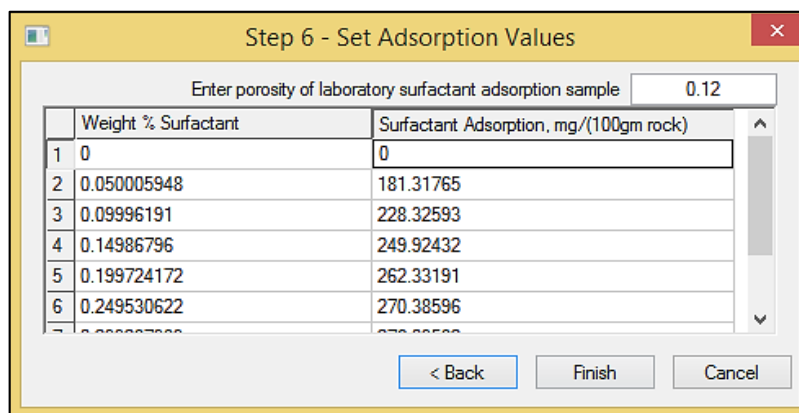
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Tabla 12. Datos de adsorción del surfactante¹⁹²

Concentración ppm	Fracción molar	Adsorción mg/g rock	Adsorción mg/100g rock	%Peso	IFT dina/cm
0	0	0	0	0	23.3700
500	1.7096774E-05	1.8131765	181.31765	0.050005948	7.79000
1000	3.4193548E-05	2.2832593	228.32593	0.099961910	4.75049
1500	5.1290323E-05	2.4992432	249.92432	0.149867960	3.10000
2000	6.8387097E-05	2.6233191	262.33191	0.199724172	2.01256
2500	8.5483871E-05	2.7038596	270.38596	0.249530622	1.22358
3000	1.0258065E-04	2.7603582	276.03582	0.299287383	0.61639
3500	1.1967742E-04	2.8021818	280.21818	0.348994531	0.13000
4000	1.3774190E-04	2.8343908	283.43908	0.398652139	0.00001

Como se seleccionó la opción de considerar la adsorción del surfactante en el paso 2; en el paso 6 se debe ingresar dicha propiedad al simulador, este paso se presenta en la figura 46.

Figura 46. Paso 6. Ingreso de adsorción del surfactante



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

De esta forma se ingresa el componente surfactante al simulador. Lo siguiente a realizar es confirmar el correcto ingreso de los datos al simulador, para esto en la sección de interacción roca-fluido, se confirman los datos de adsorción del surfactante, como se muestra en la figura 47. Además de esto, en simulaciones con dos o más componentes ingresados, es necesario que las tablas de adsorción tengan el mismo número de filas, esto también debe verificarse en esta sección.

¹⁹² *Ibíd.*, p. 155.

Figura 47. Ventana parámetros de adsorción del surfactante

Component Adsorption

Adsorption Component: Surfact

Change Adsorption Options

Composition dependence will be taken from phase: water (aqueous) phase

Isothermal adsorption table

	Mole Fraction	Adsorbed moles per unit pore volume lbmole/ft3	Comment
1	0	0	
2	1.710707007e-005	0.003158294532	
3	3.421355515e-005	0.00397711164	
4	5.131945497e-005	0.00435332475	
5	6.842476928e-005	0.004569447249	

Resistance factor applied to phase (ADSPHBLK): default phase

Rock Dependant Parameters: Adsorption Rock Type: 1

Maximum adsorption capacity (ADMAXT)	2.524434E-03 lbmole/ft3
Residual adsorption level (ADRT)	1.262217E-03 lbmole/ft3
Accessible pore volume (PORFT)	1
Accessible resistance factor (RRFT)	1

OK Cancel Apply Help

Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Al especificar el número de sets de interpolación del modelo base, el simulador crea los sets de manera automática, se posee información de estos sets de interpolación para diferentes concentraciones¹⁹³, es por esta razón que se ingresan al simulador. Los datos ingresados son mostrados en el Anexo F.

Además, se debe especificar los parámetros de la fase de interpolación, para la fase mojante (DTRAPW) y la fase no mojante (DTRAPN). A continuación se muestra el proceso para la determinación de estos parámetros:

1. Cálculo de la velocidad de flujo de poro del fluido desplazante en su derivada (ver ecuación 155).

¹⁹³ ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRREZ GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el Campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol S.A. mediante simulación numérica. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá, D.C.: Fundación Universidad de América, 2015. p. 240.

Ecuación 155. Velocidad de flujo de poro del fluido desplazante

$$v_{S_{w2}} = \frac{q_i}{A_{ai} \emptyset} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{w2}}$$

Fuente: SHENG, James J. Transport of chemicals and fractional flow curve analysis. En: Modern chemical enhanced oil recovery: Theory and practice. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2010. p. 54.

Dónde:

q_i = Tasa de inyección, [m³/s].

A_{ai} = Área del patrón, [m²].

\emptyset = Porosidad a la que se ingresan datos de adsorción.

$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{w2}}$ = Derivada de flujo fraccional a la saturación de agua connata.

$$v = \frac{0.01103}{485623 * 0.1527} * 8.6E^{+07} = 12.87 \frac{m}{s}$$

2. Determinación del número capilar mediante la ecuación 156.

Ecuación 156. Número capilar

$$N_{cap} = \frac{v \mu}{\sigma \cos \theta}$$

Fuente: SHENG, James J. Transport of chemicals and fractional flow curve analysis. En: Modern chemical enhanced oil recovery: Theory and practice. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2010. p. 311.

Dónde:

μ = Viscosidad de la solución agua-surfactante, [cP].

σ = Tensión interfacial, [dinas/cm].

θ = Ángulo de contacto, para este caso se supone que es 15°.

3. Cálculo del DTRAPW, usando la ecuación 157.

Ecuación 157. Parámetros de la fase de interpolación

$$DTRAPW = \log N_{cap} = DTRAPN$$

Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Help. Versión 2015.

Los datos para cada concentración de surfactante se encuentran en la tabla 13, estos son los ingresados al simulador para cada uno de los sets de interpolación.

Tabla 13. Valores de parámetro DTRAPW

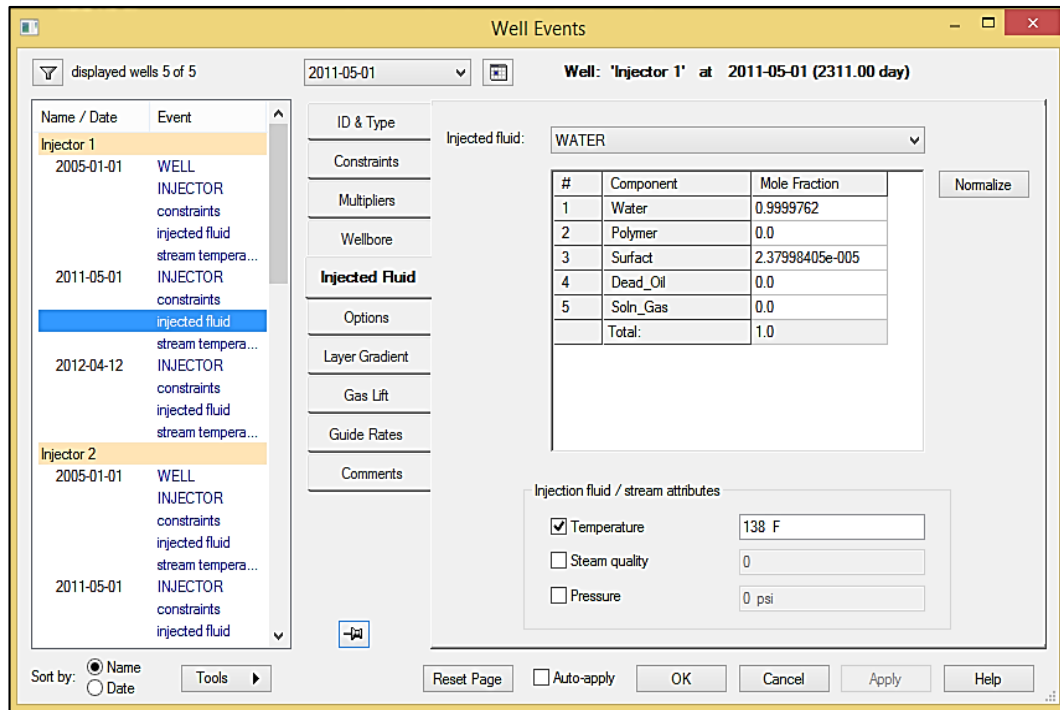
Concentración de surfactante [ppm]	σ	N_{cap}	DTRAPW
0	23.37	0.3107	-0.5076
500	7.79	0.9323	-0.0304
1500	3.10	2.3428	0.3697
3500	0.13	55.8660	1.7471

3.3.2 Modelo base de inyección de surfactante. Para el modelo base se inyecta un bache de surfactante de 800 ppm, con un volumen poroso de 2.5%. En la tabla 14, se muestra la fecha de inicio y finalización de la inyección de surfactante, con sus respectivos valores para el cálculo, y en la figura 48, se observa el ingreso de estas fechas en el simulador.

Tabla 14. Parámetros para cálculo de fechas de inyección de surfactante

Fecha de inyección SF	
Inyección (Bbl/día)	4,000
Inyección (Días)	347.1
Inyección (Años)	1.0
Volumen Poroso (Bbl)	55,536,776
Volumen Inyección (Bbl)	1,388,419
Factor Volumen total	2.5%
h yacimiento (ft)	420
PHIE promedio (%)	28.40%
Área patrón (ft ²)	2,614,344
Área patrón (acres)	60
Fecha Inicio SF	01/05/2011
Fecha Fin SF	12/04/2012

Figura 48. Fechas de inyección de surfactante



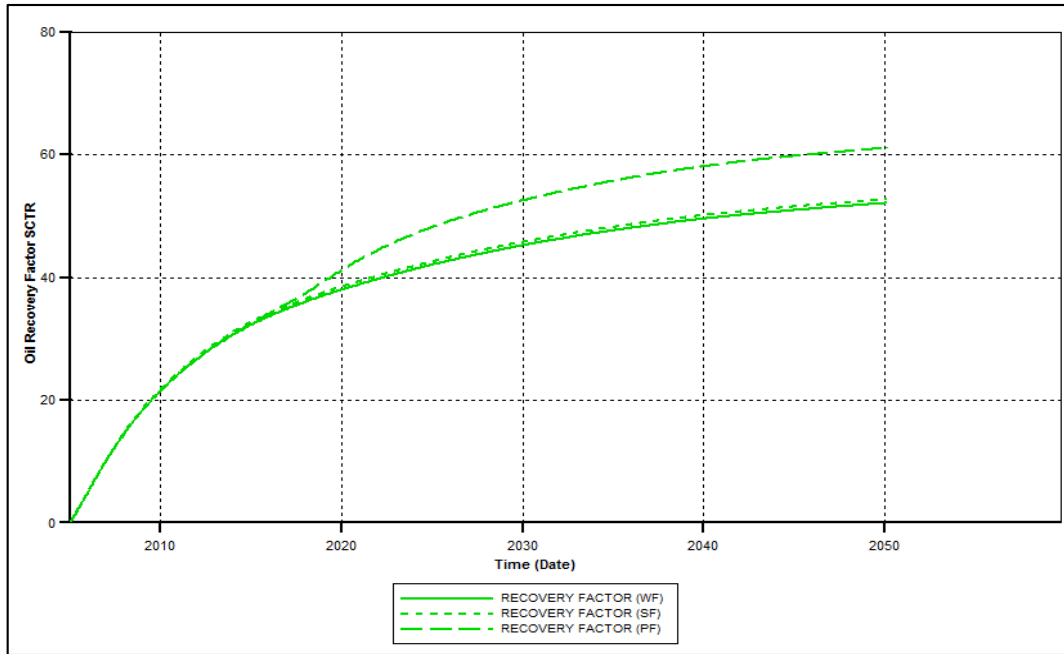
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

3.3.3 Resultados de la inyección de surfactante. La inyección de surfactantes, por los efectos del surfactante; alcanza una recuperación de petróleo un poco mayor a la inyección de agua, y menor a la inyección de polímero. Esto debido a que el surfactante no aumenta la viscosidad del agua de inyección, sino los efectos asociados a este afectan directamente la roca, al reducir la saturación de petróleo residual y aumentar la permeabilidad relativa del agua; además de reducir la tensión interfacial entre los fluidos presentes en el yacimiento, permitiendo más fácilmente el flujo de los fluidos.

En la gráfica 13, se puede observar el aumento del factor de recobro de la inyección SF, con respecto a la inyección de agua.

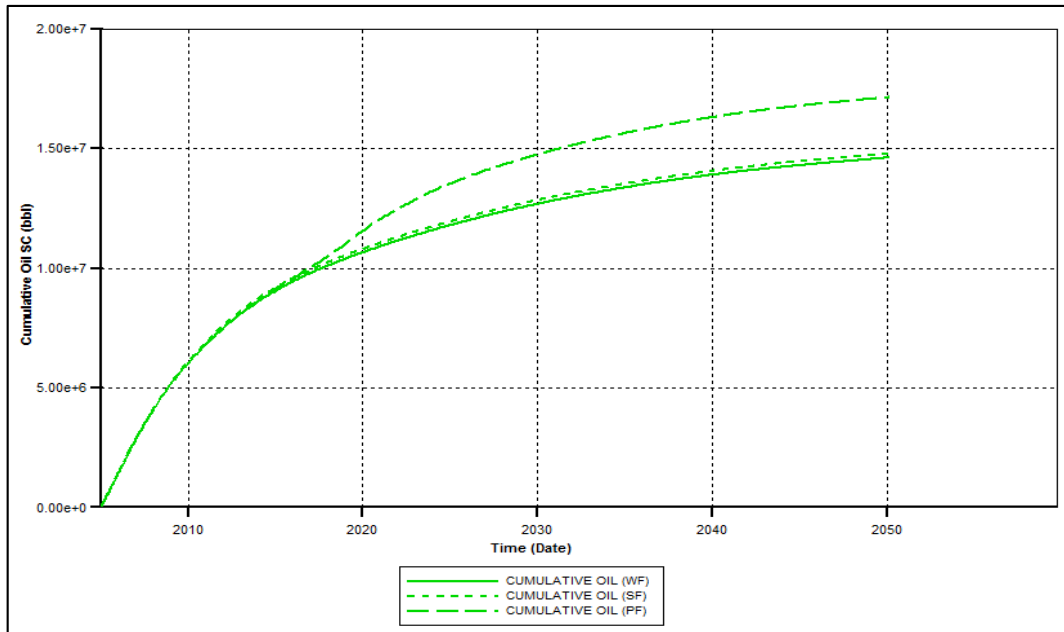
En la gráfica 14, se muestra el aumento de petróleo acumulado producido para la inyección de surfactante. Para inyección de agua se alcanza $1.46E^{+07}$ Bbl, lo cual incrementa hasta $1.48E^{+07}$ Bbl, para la inyección de surfactante.

Gráfica 13. Factor de recobro vs. Tiempo. Inyección SP



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

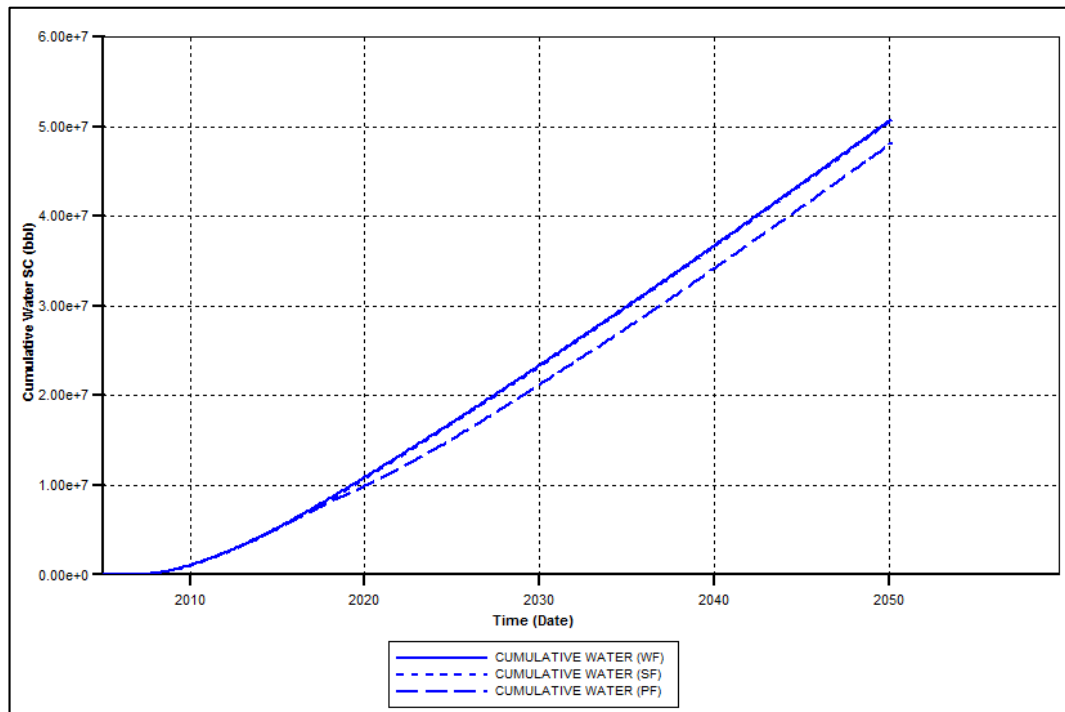
Gráfica 14. Petróleo acumulado producido vs. Tiempo. Inyección SP



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

La gráfica 15, muestra la disminución del agua acumulada producida, por el efecto del cambio de movilidad y la disminución de la tensión interfacial agua-petróleo, esta disminuye desde $5.06E^{+07}$ Bbl para inyección de agua, hasta $5.04E^{+07}$ Bbl para inyección de surfactante.

Gráfica 15. Agua acumulada producida vs. Tiempo. Inyección SP



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

3.4 INYECCIÓN DE SURFACTANTE-POLÍMERO (SPF)

Los surfactantes, se adsorben en una superficie o interfase fluido/fluido, cambiando la mojabilidad (al disminuir presiones capilares). El polímero como se explicó anteriormente, tiene como objetivo aumentar la viscosidad del fluido que es inyectado.

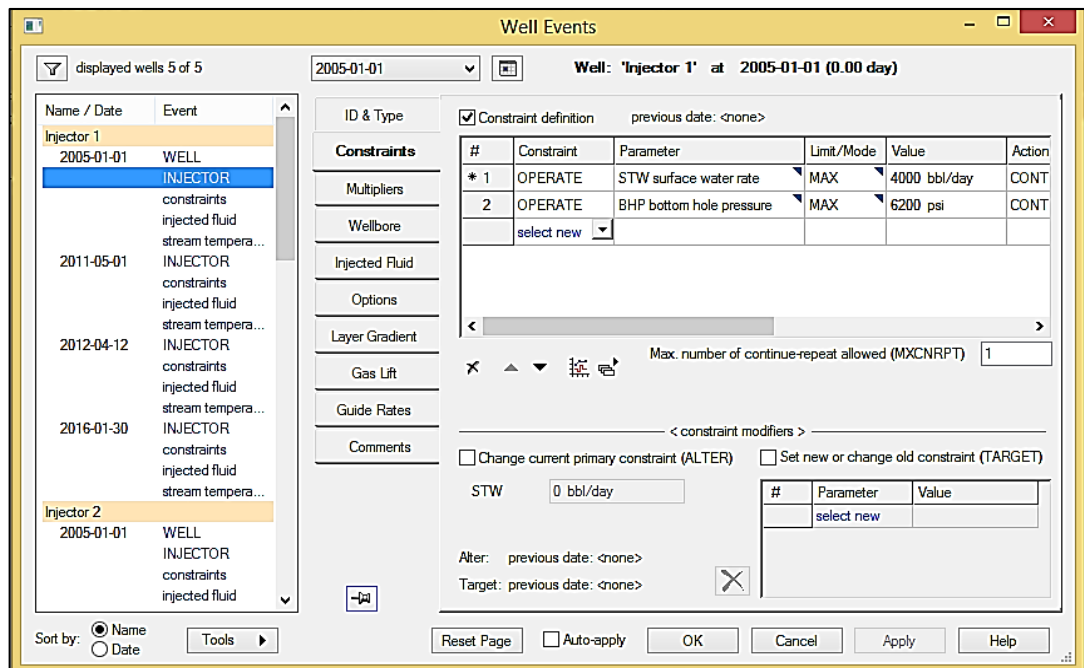
3.4.1 Modelo base de inyección de surfactante-polímero. Para el modelo base, se inyecta en baches separados el surfactante y el polímero, primero se inyecta surfactante a una concentración de 800 ppm y un volumen poroso de 2.5%, para luego inyectar polímero, a 800 ppm y un volumen poroso de 10%.

En la tabla 15, se muestra la fecha de inicio y finalización de la inyección de surfactante-polímero en baches separados, y en la figura 49, se observa el ingreso de estas fechas en el simulador.

Tabla 15. Parámetros para cálculo de fecha de inyección de surfactante-polímero

<i>Fecha de inyección</i>	<i>SF</i>	<i>PF</i>
Inyección (Bbl/día)	4,000	4,000
Inyección (Días)	347.1048531	1388.419412
Inyección (Años)	1.0	3.8
Volumen Poroso (Bbl)	55,536,776	55,536,776
Volumen Inyección (Bbl)	1,388,419	5,553,678
Factor Volumen total h yacimiento (ft)	2.5%	10.0%
	420	420
PHIE promedio (%)	28.40%	28.40%
Área patrón (ft ²)	2,614,344	2,614,344
Área patrón (acres)	60	60
Fecha Inicio SPF	01/05/2011	12/04/2012
Fecha Fin SPF	12/04/2012	30/01/2016

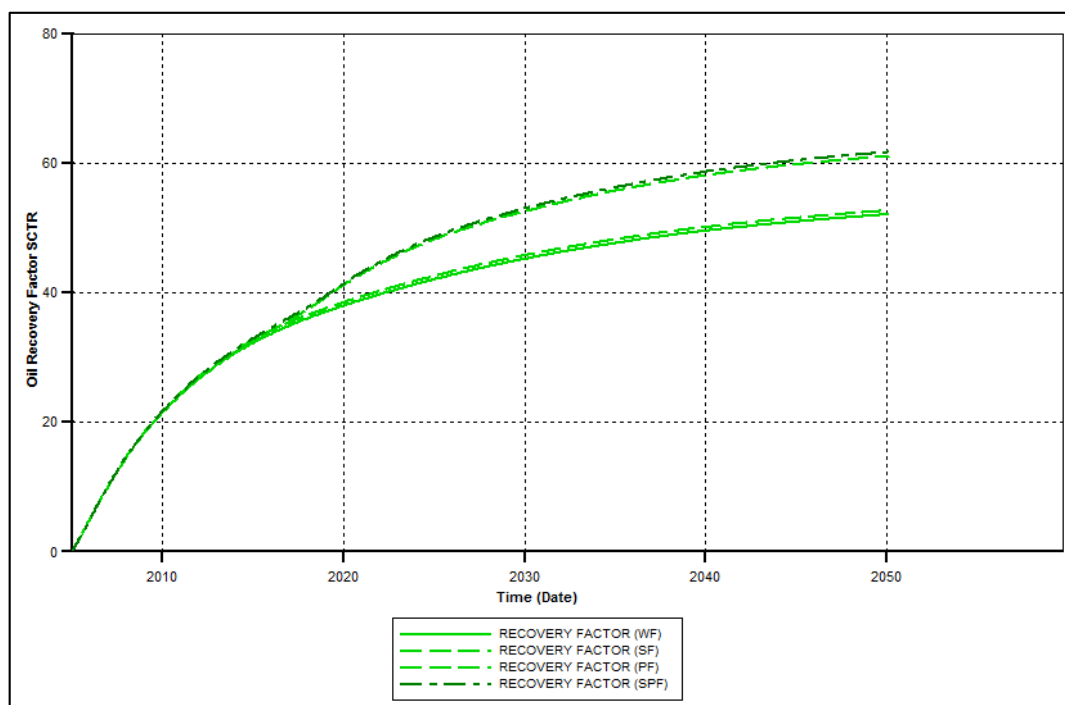
Figura 49. Inyección de surfactante-polímero



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

3.4.2 Resultados de la inyección de surfactante-polímero. La inyección de surfactantes-polímeros, debido a los efectos del surfactante en el cambio de la movilidad y la reducción de la tensión interfacial agua-petróleo, e incluyendo además los efectos del polímero en el yacimiento; alcanza una recuperación de petróleo mayor que la inyección de agua, la inyección de surfactante y la inyección de polímero, además de disminuir el agua acumulada producida. En la gráfica 16, se puede observar, el aumento del factor de recobro de la inyección SP, con respecto a la inyección de agua, inyección de surfactante e inyección de polímero.

Gráfica 16. Factor de recobro vs. Tiempo. Inyección SP

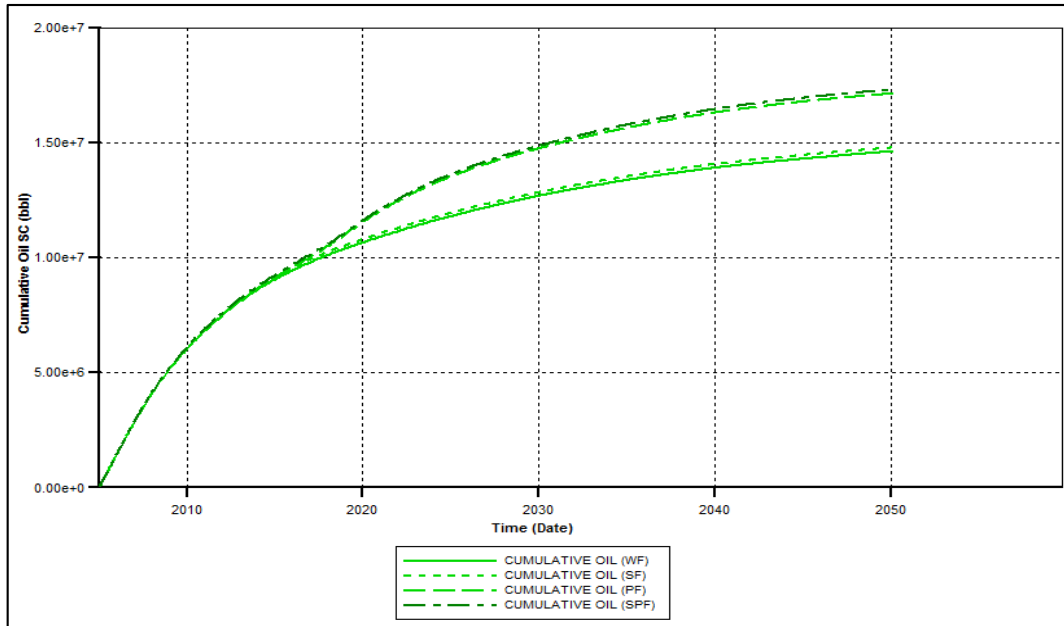


Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

En la gráfica 17, se muestra el aumento de petróleo acumulado producido para la inyección SP. Para inyección de polímero se alcanza $1.71E^{+07}$ Bbl, lo cual incrementa hasta $1.73E^{+07}$ Bbl, para la inyección de surfactante-polímero.

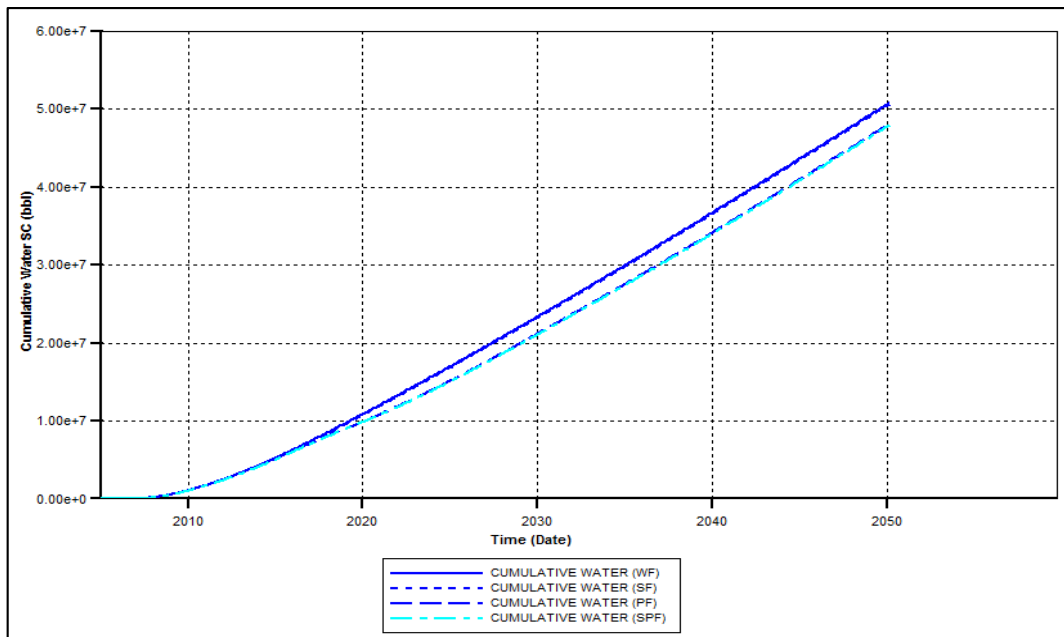
La gráfica 18, muestra la disminución del agua acumulada producida, por el efecto del cambio de movilidad y la disminución de la tensión interfacial agua-petróleo, esta disminuye desde $4.80E^{+07}$ Bbl para inyección de polímero, hasta $4.78E^{+07}$ Bbl para inyección SP.

Gráfica 17. Petróleo acumulado producido vs. Tiempo. Inyección SP



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 18. Agua acumulada producida vs. Tiempo. Inyección SP



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES

El análisis de sensibilidad se refiere a la decisión de cambio sobre las variables de entrada o controlables, para evaluar el impacto de estas sobre la respuesta final o variable de salida, que en este caso es el factor de recobro de petróleo.

Con el fin de evaluar el impacto de ciertos parámetros en la producción diaria y acumulada de petróleo, se realiza un análisis de sensibilidades. Los valores base tomados en este capítulo son los considerados en el capítulo anterior; y para definir los diferentes escenarios, se toman valores antes y después.

4.1 PARÁMETROS DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS

La inyección de polímeros, tiene como objetivo principal aumentar la viscosidad de la mezcla inyectada, para mejorar la movilidad del crudo y por tanto la eficiencia de barrido volumétrico, haciendo más eficiente la recuperación de petróleo. Para el análisis de sensibilidades, se definen siete parámetros controlables, que se consideran influyentes en los resultados de factor de recobro. Los diferentes parámetros y escenarios evaluados, se muestran a continuación:

4.1.1 Factor de resistencia residual. El factor de resistencia, es la relación existente entre la movilidad de la fase desplazante en un sistema agua-petróleo, y la correspondiente a un sistema polímero-petróleo. El efecto residual, se refiere al restante luego que el banco de polímero sale del yacimiento, esto ocurre por el aumento de viscosidad de la fase acuosa, debido a la cantidad retenida de polímero por efectos de adsorción.

Para considerar la inyección de polímero, el factor de resistencia debe ser mayor a uno, procesos con factores de resistencia menores o iguales a uno, se deben descartar. Por esta razón, es deseable factores de resistencia residual altos, para lograr mejores resultados en los procesos de inyección de polímero, en lo que a recuperación de petróleo respecta. Los valores considerados para la sensibilidad de este parámetro se muestran en la tabla 16.

Tabla 16. Configuración de escenario para la sensibilidad de FR_r

Factor de resistencia residual						
Caso	1	2	Base	4	5	6
Valor	1.25	2.5	3	3.5	4	7.5

4.1.2 Concentración de polímero. Es la cantidad en fracción de polímero que es disuelta en la solución polimérica, por tanto, a mayor fracción de polímero, mayor es la concentración de la solución, y viceversa.

La concentración de polímero afecta directamente la viscosidad de la mezcla inyectada, haciendo que a mayores concentraciones, la solución se haga más viscosa, causando en algunos casos el aumento de la eficiencia de recuperación de petróleo; en otros casos, en presencia de yacimientos con baja permeabilidad, puede causar un incremento significativo de la presión, lo que se refleja en tasas de petróleo más bajas al compararlas con un proceso de inyección de agua. Es por esto, que es importante sensibilizar esta variable, para encontrar la concentración que mejore los resultados del proceso; en la tabla 17, se puede observar la configuración de sensibilidad de este parámetro.

Tabla 17. Configuración de escenario para la sensibilidad de concentración de polímero

Concentración de polímero [ppm]								
Caso	1	2	3	4	Base	6	7	8
Valor	350	500	650	750	800	1000	1250	1300

4.1.3 Tamaño del bache de polímero. Se refiere al volumen poroso que se va a inyectar en el yacimiento, que normalmente está entre el 5 – 40% de polímero. Este parámetro tiene influencia directa en el tiempo de duración de la inyección de polímero.

La selección del tamaño del bache, en su mayoría, va asociada a los aspectos económicos, debido a que a mayor tamaño del bache, mayor son los costos asociados al proceso. No en todos los procesos, un mayor tamaño del bache, indica mayor recuperación de petróleo, por esta razón, es necesario sensibilizar este parámetro. Los valores a sensibilizar se presentan en la tabla 18. Las fechas de inicio y fin de la inyección para las diferentes sensibilidades, se muestran en el Anexo G.

Tabla 18. Configuración de escenario para la sensibilidad de VP inyectado

Tamaño del bache de polímero [%]					
Caso	1	Base	3	4	5
Valor	5	10	20	30	35

4.1.4 Permeabilidad promedio del yacimiento. La permeabilidad de un yacimiento, se define como la capacidad que tiene la roca de dejar fluir los fluidos a través de los poros interconectados, es decir, a mayor permeabilidad, mayor es el flujo de los fluidos.

En la tabla 19, se muestra los valores de permeabilidad para los cuales se realiza la sensibilidad de este parámetro.

Tabla 19. Configuración de escenario para la sensibilidad de permeabilidad

Permeabilidad promedio del yacimiento [mD]							
Caso	1	2	Base	4	5	6	7
Valor	1000	1500	2000	3500	5000	7000	10000

4.1.5 Coeficiente de Dykstra-Parsons. Este coeficiente como se explica anteriormente, determina el grado de heterogeneidad vertical del yacimiento con respecto a la distribución de permeabilidad; a medida que aumenta su valor, el yacimiento es más heterogéneo y por tanto la recuperación de petróleo se hace menor, en comparación a yacimientos más homogéneos. Los valores a analizar se muestran en la tabla 20.

Tabla 20. Configuración de escenario para la sensibilidad de V_{DP}

Coeficiente de Dykstra-Parsons				
Caso	1	Base	3	4
Valor	0.3	0.55	0.75	0.85

4.1.6 Relación entre la permeabilidad vertical y la horizontal. La relación de permeabilidades, se refiere a la relación entre la permeabilidad vertical y la permeabilidad horizontal, este es un parámetro importante a la hora de realizar la simulación, al afectar la capacidad de flujo de los fluidos. Para el caso de simulación, en la tabla 21 se muestra la configuración de sensibilidad para este parámetro.

Tabla 21. Configuración de escenario para la sensibilidad de la relación k_v/k_h

Relación k_v/k_h					
Caso	1	2	Base	4	5
Valor	0.1	0.25	0.5	0.75	0.9

4.1.7 Razón de movilidad agua-petróleo. Definida como relación entre la facilidad del agua para moverse en un medio y la del petróleo para moverse en el mismo medio. Con el fin de buscar una recuperación de petróleo alta, se desea razones de movilidad w-o bajas, es decir, que favorezca la movilidad del petróleo en un sistema agua-petróleo o polímero-petróleo. Por esta razón, es importante entender el comportamiento de este parámetro mediante un análisis de sensibilidad, los valores sensibilizados se muestra en la tabla 22.

Tabla 22. Configuración de escenario para sensibilidad de razón de movilidad

<i>Razón de movilidad agua-petróleo</i>					
Caso	Base	2	3	4	5
Valor	2.20	6.10	18.42	24.02	46.97

4.2 PARÁMETROS DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE SURFACTANTE

La inyección de surfactantes, permite la interacción en la interfase de los fluidos, reduciendo la tensión interfacial, por la adsorción de la interfaz líquido-líquido, y aumento de la solubilidad.

Además de los parámetros que rigen la inyección de polímero y que no son propios del químico (se realizan las mismas sensibilidades), se evalúan dos parámetros más, que son importantes para este proceso; a continuación se muestran los parámetros a sensibilizar:

4.2.1 Concentración de surfactante. Relación entre la cantidad de surfactante presente en la solución de inyección y la cantidad total de solución. El comportamiento del surfactante al momento de la inyección, es similar a la inyección de agua, debido a que el surfactante no incrementa en proporción considerable la viscosidad de la solución, es por esto, que los efectos asociados a este componente, no son visibles al momento de la inyección, sino son observados a través del tiempo. En la tabla 23, se muestra los valores que serán sensibilizados para este parámetro.

Tabla 23. Configuración de escenario para la sensibilidad de concentración de surfactante

<i>Concentración de surfactante [ppm]</i>					
Caso	1	2	Base	4	5
Valor	400	500	800	1000	1500

4.2.2 Tamaño de bache de surfactante. El tamaño de bache, se refiere a la cantidad en tiempo de inyección de surfactante; para mostrar el efecto que tiene el tiempo de inyección en el factor de recobro de petróleo, los valores a sensibilizar se observan en la tabla 24. Las fechas de inicio y fin de la inyección, se presentan en el Anexo G.

Tabla 24. Configuración de escenario para la sensibilidad de tamaño de bache de surfactante

Tamaño de bache de surfactante [%]				
Caso	1	Base	3	4
Valor	1.25	2.5	4	5

4.3 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES

En esta sección, se muestran las gráficas de resultados de los análisis de sensibilidades para la inyección de polímero, surfactante y surfactante-polímero a diferentes tamaños de bache de la configuración, utilizadas para el ajuste de curvas, y necesarias para el desarrollo del modelo predictivo. Los títulos que se encuentran dentro de cada una de las gráficas se refieren al parámetro que se sensibiliza, y por tanto, a la nomenclatura de la parte inferior. Para la inyección de polímero se presentan los resultados para el arreglo normal e inverso de cinco puntos (este último para los dos polímeros evaluados).

4.3.1 Resultados de sensibilidades para la inyección de polímero. Como se explicó en la sección anterior, es necesario realizar un análisis de sensibilidades para evaluar el comportamiento del proceso de inyección a diferentes condiciones. A continuación, se muestran los resultados del incremental de factor de recobro con respecto al de la inyección de agua; y del factor de corrección por efecto de tapón de polímero finito (CPB), para cada una de las sensibilidades de volumen poroso.

Ecuación 158. Factor de corrección CPB¹⁹⁴

$$CPB = \frac{FR_{BPF} - FR_{WF}}{FR_{PFC} - FR_{WF}}$$

¹⁹⁴ DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Op. cit., p. 28.

Dónde:

FR_{BPF} = Factor de recobro de un bache de polímero específico después de 1.02VP de inyección, [fracción].

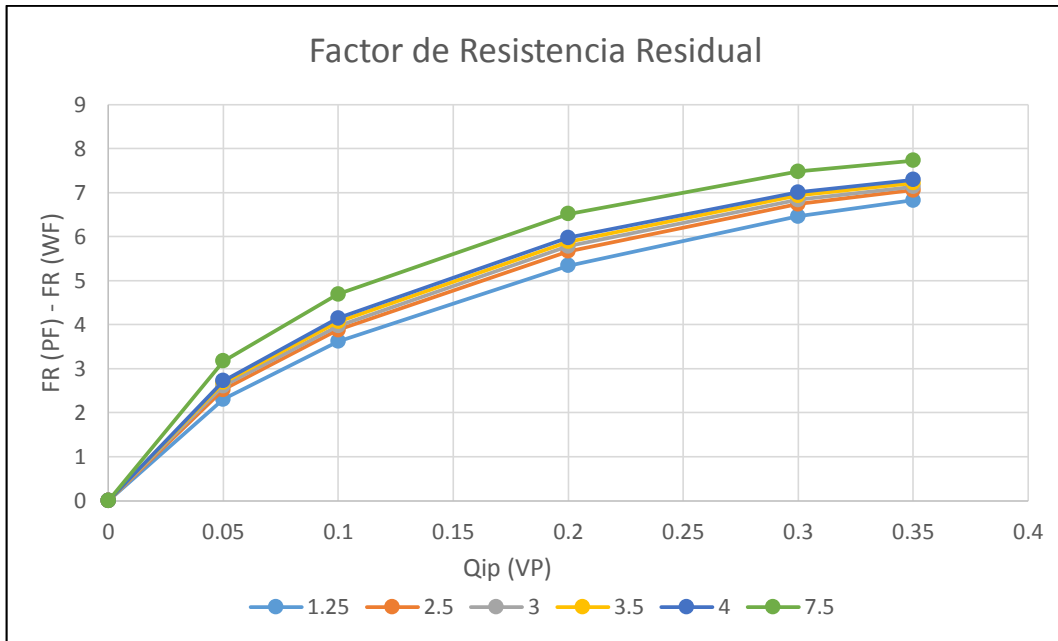
FR_{WF} = Factor de recobro de la inyección de agua después de 1.02 VP de inyección, [fracción].

FR_{PFC} = Factor de recobro de la inyección de polímero después de 1.02 VP de inyección, [fracción].

El cálculo del factor de corrección CPB (a 1.02VP), se muestra en la ecuación 158, el cual está en función del volumen efectivo del tapón de polímero (VE_{PB}).

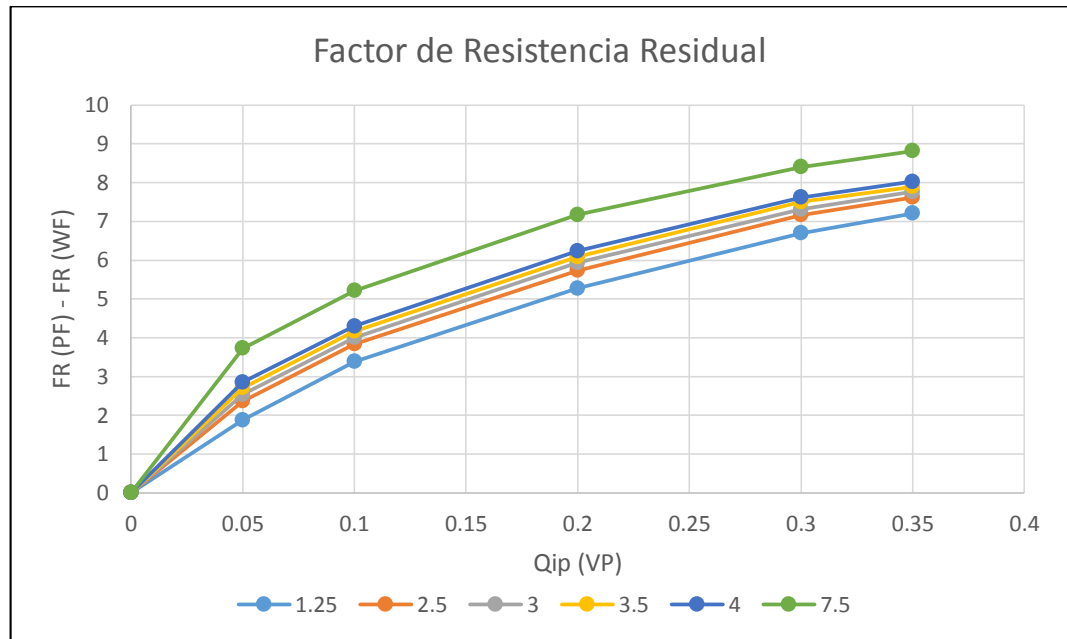
4.3.1.1 Factor de resistencia residual. Como se observa en la gráfica 19 y la gráfica 20, a mayor factor de resistencia residual, mayor es el incremental de factor de recobro obtenido, es por esta razón, que se alcanza mayor recuperación de petróleo a un factor de resistencia residual de 7.5.

Gráfica 19. Sensibilidad de FRr. Arreglo Inverso. AN125VHM

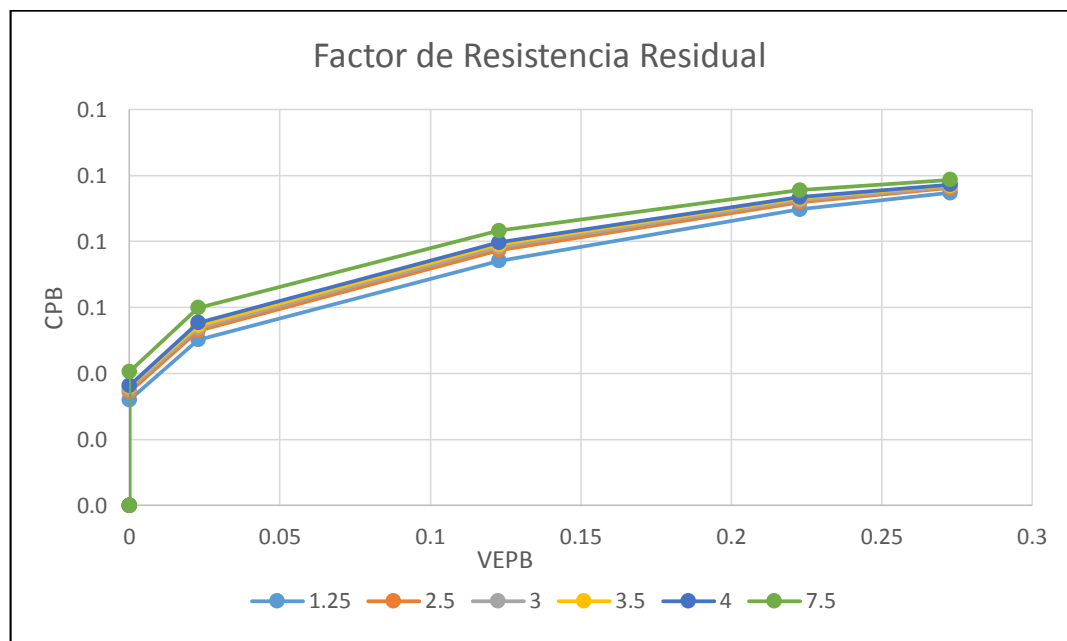


En la gráfica 21 y la gráfica 22, se observa el comportamiento del factor de corrección CPB, el cual presenta la misma tendencia que el incremental de factor de recobro.

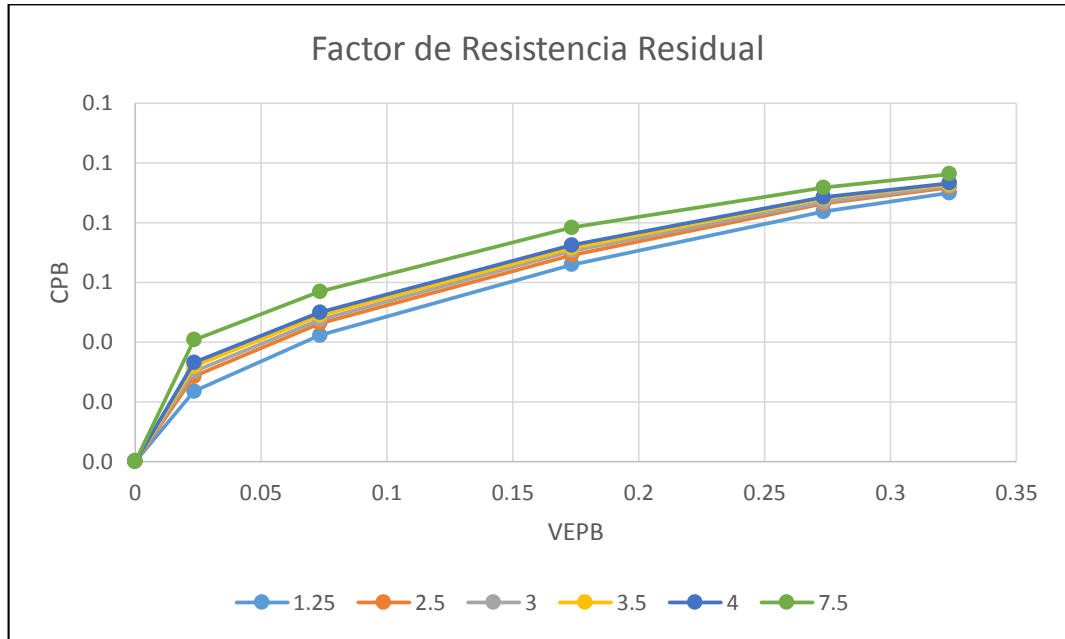
Gráfica 20. Sensibilidad de FRr. Arreglo Inverso. HPAM



Gráfica 21. CPB. Sensibilidad de FRr. Arreglo Inverso. AN125VHM

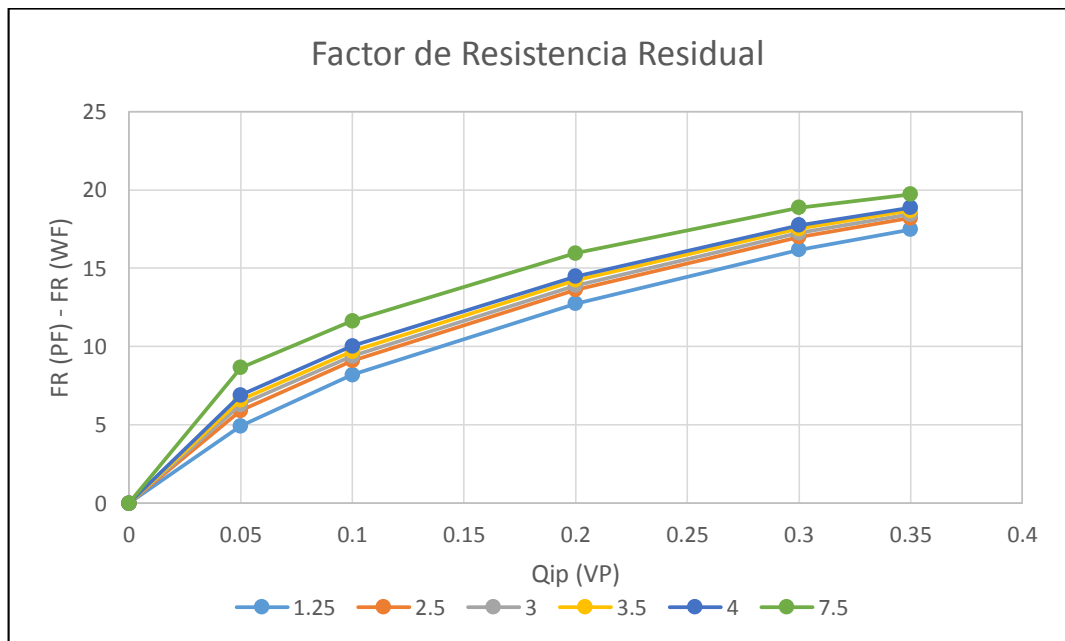


Gráfica 22. CPB. Sensibilidad de FRr. Arreglo Inverso. HPAM

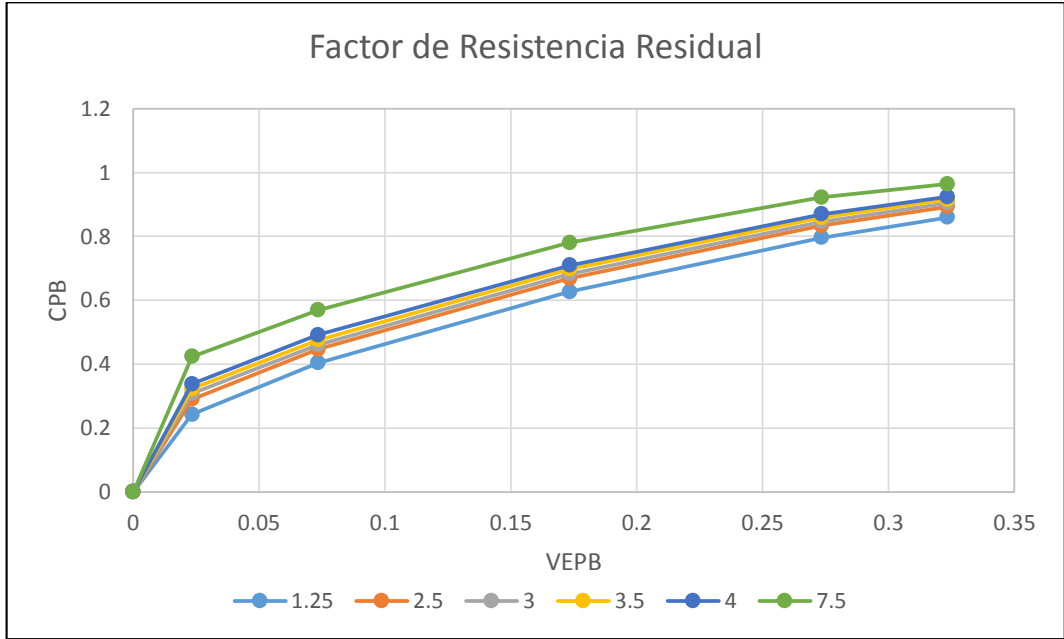


A continuación, se muestran las mismas gráficas para arreglo normal de inyección de cinco puntos, en el que solo se evalúa el polímero HPAM (ver gráfica 23 y gráfica 24).

Gráfica 23. Sensibilidad de FRr. Arreglo Normal



Gráfica 24. CPB. Sensibilidad FRr. Arreglo Normal



4.3.1.2 Concentración de polímero. La concentración de polímero, afecta de manera directamente proporcional la producción de petróleo (hasta cierto punto), es decir a mayor concentración de polímero, mayor es la recuperación de petróleo o factor de recobro. En este caso, se evalúa hasta una concentración de 1,300 ppm, concentraciones mayores, aumentan significativamente la presión provocando problemas asociados a la roca (en algunos casos fracturas), que logran disminuir la recuperación de petróleo si se compara con concentraciones más bajas.

Para el desarrollo del modelo predictivo, este parámetro se evalúa en términos de factor de resistencia máxima (ver ecuación 159), para así, excluir el efecto asociado a la clase de polímero, logrando que el modelo sea capaz de realizar los cálculos para cualquier polímero.

Ecuación 159. Factor de resistencia máxima ¹⁹⁵

$$FR_{m\acute{a}x} = FR_r * \frac{\mu_p}{\mu_w}$$

¹⁹⁵ DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Op. cit., p. 31.

Dónde:

FR_r = Factor de resistencia residual a cada concentración de polímero.

Los valores de factor de resistencia máxima se pueden observar en la tabla 25 y la tabla 26, el cálculo se realizó con una viscosidad de agua de 0.5449 cP.

Tabla 25. Factor de resistencia máxima. AN125VHM

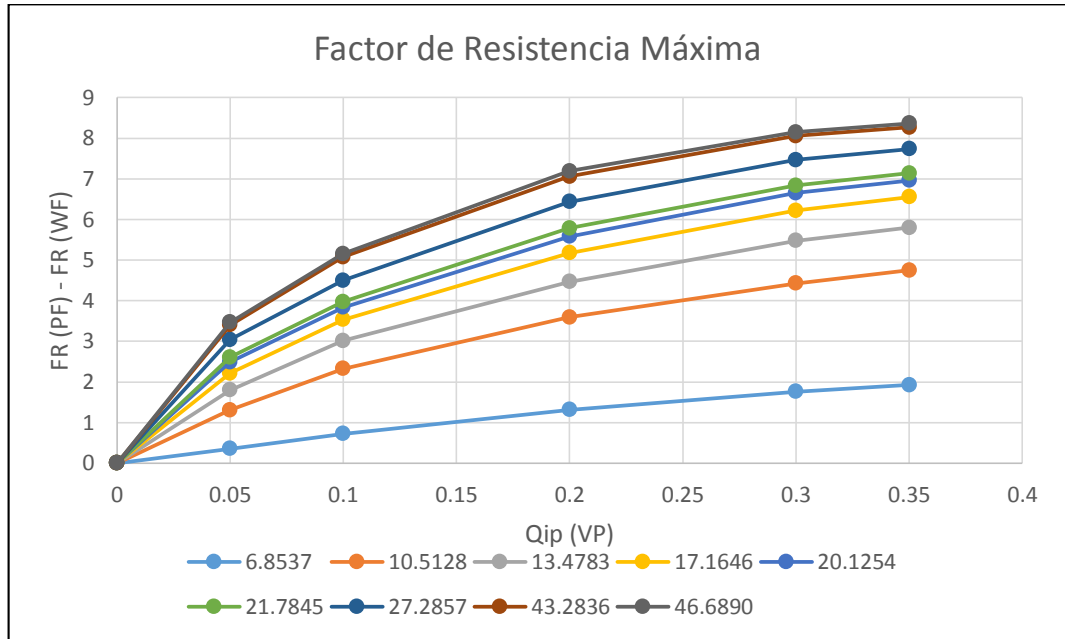
Concentración de polímero (ppm)	Viscosidad (cP)	FRr	FRmáx
0	3.117	1	-
100	3.55	1.052	6.8537
350	4.913	1.166	10.5128
500	5.971	1.230	13.4783
650	7.256	1.289	17.1646
750	8.264	1.327	20.1254
800	8.819	1.346	21.7845
1000	10.62	1.4	27.2857
1250	15.829	1.289	43.2836
1300	16.893	1.327	46.6890

Tabla 26. Factor de resistencia máxima. HPAM

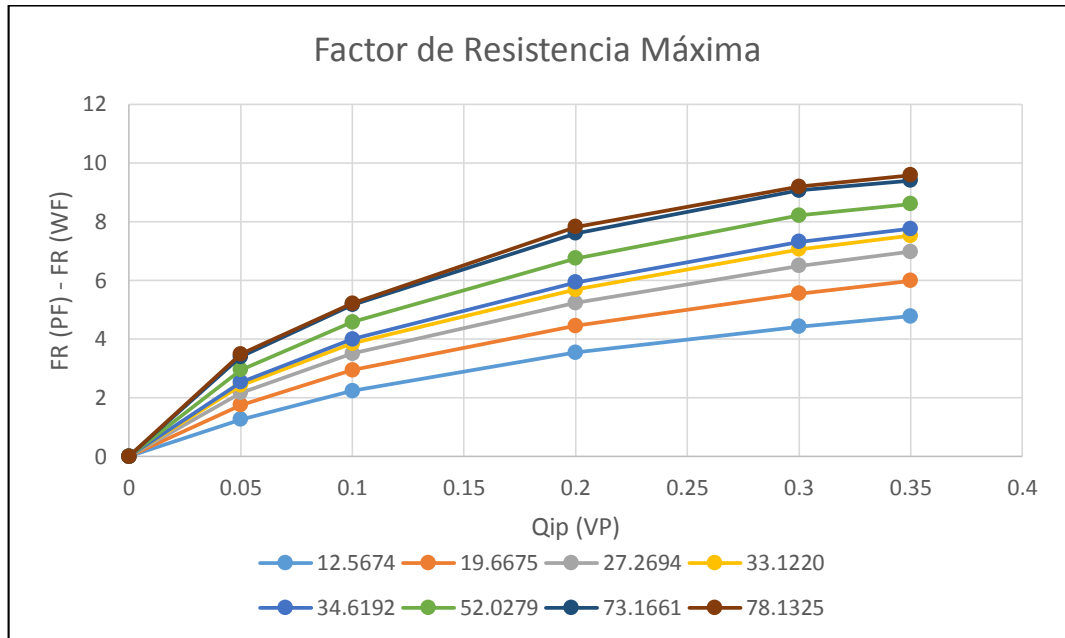
Concentración de polímero (ppm)	Viscosidad (cP)	FRr	FRmáx
0	0.48	1	-
350	5.35	1.28	12.5674
500	7.88	1.36	19.6675
650	10.69	1.39	27.2694
750	12.71	1.42	33.1220
800	13.10	1.44	34.6192
1000	18.90	1.50	52.0279
1250	24.61	1.62	73.1661
1300	25.96	1.64	78.1325

La gráfica 25 y la gráfica 26, muestran el resultado de incremental de factor de recobro a distintos factores de resistencia máxima, para el arreglo inverso de cinco puntos, los resultados del factor de corrección CPB, se observan en la gráfica 27 y la gráfica 28.

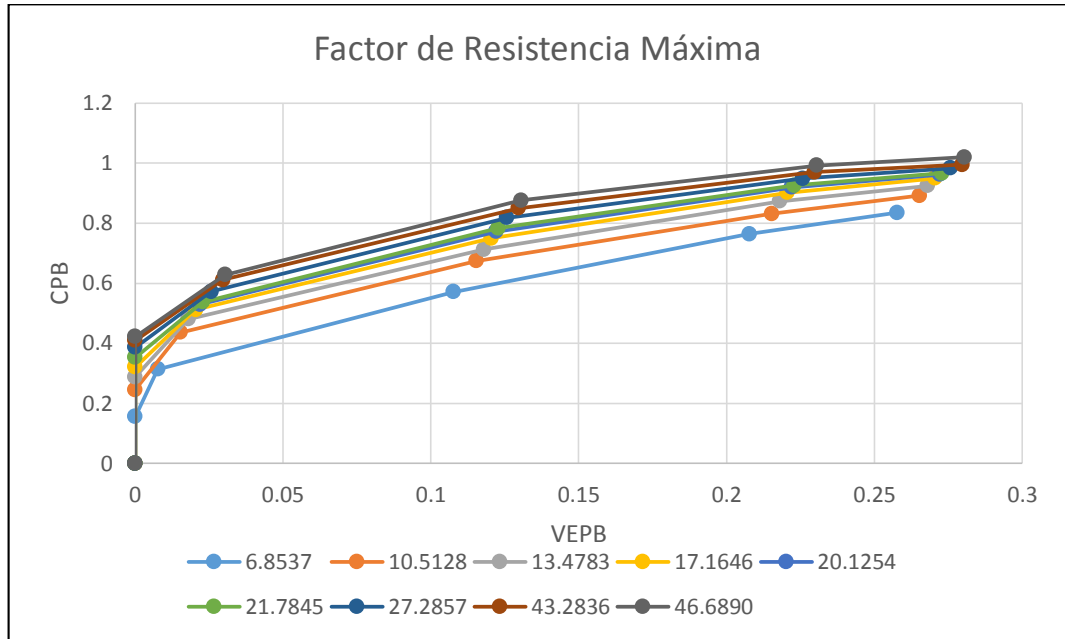
Gráfica 25. Sensibilidad de FR_{máx.} Arreglo Inverso. AN125VHM



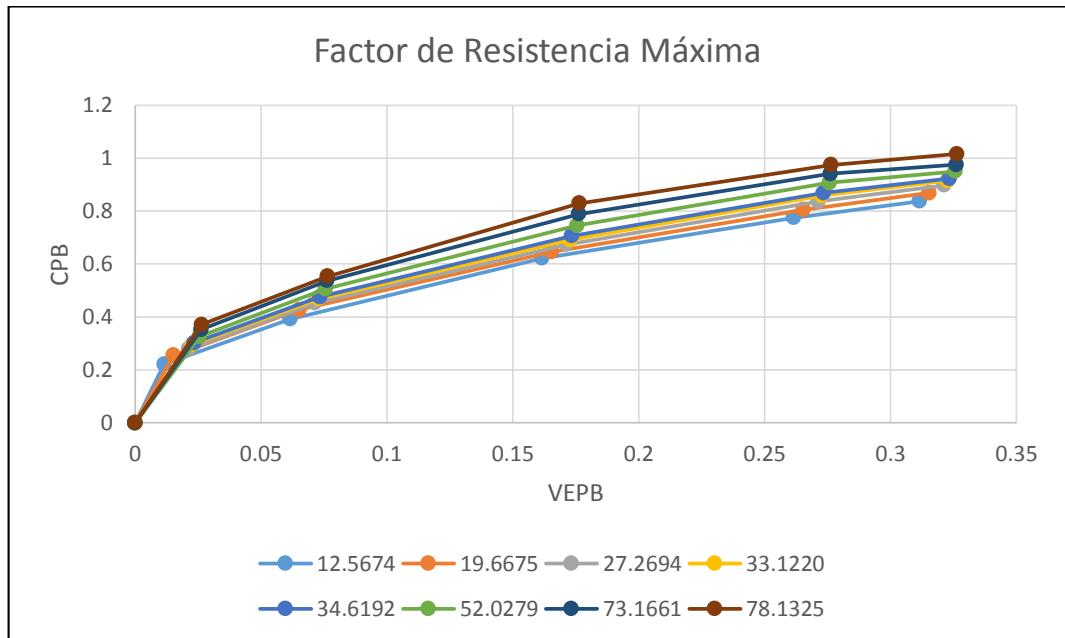
Gráfica 26. Sensibilidad de FR_{máx.} Arreglo Inverso. HPAM



Gráfica 27. CPB. Sensibilidad de FR_{máx}. Arreglo Inverso. AN125VHM

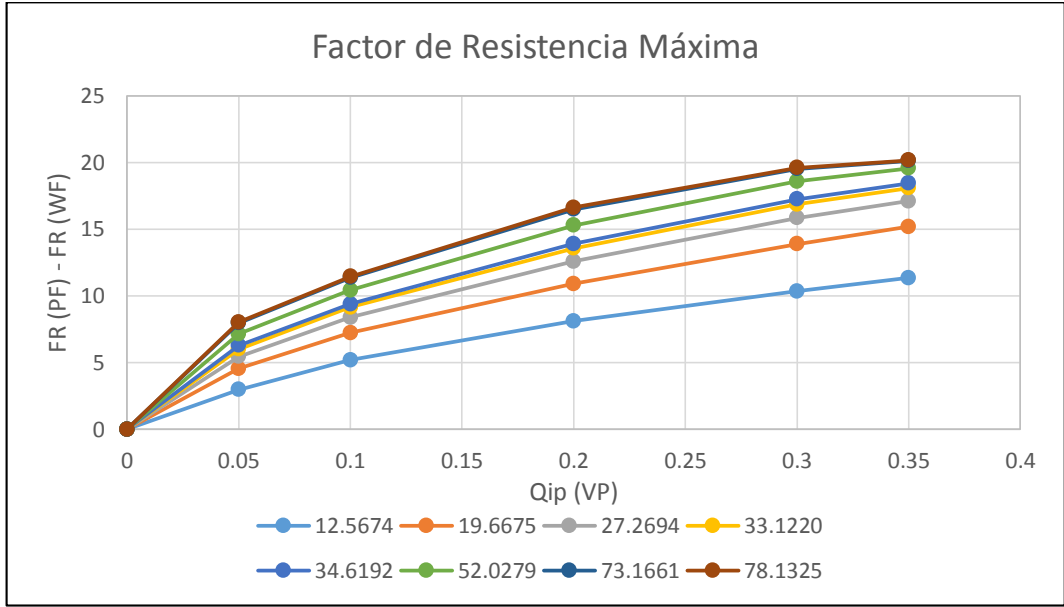


Gráfica 28. CPB. Sensibilidad de FR_{máx}. Arreglo Inverso. HPAM

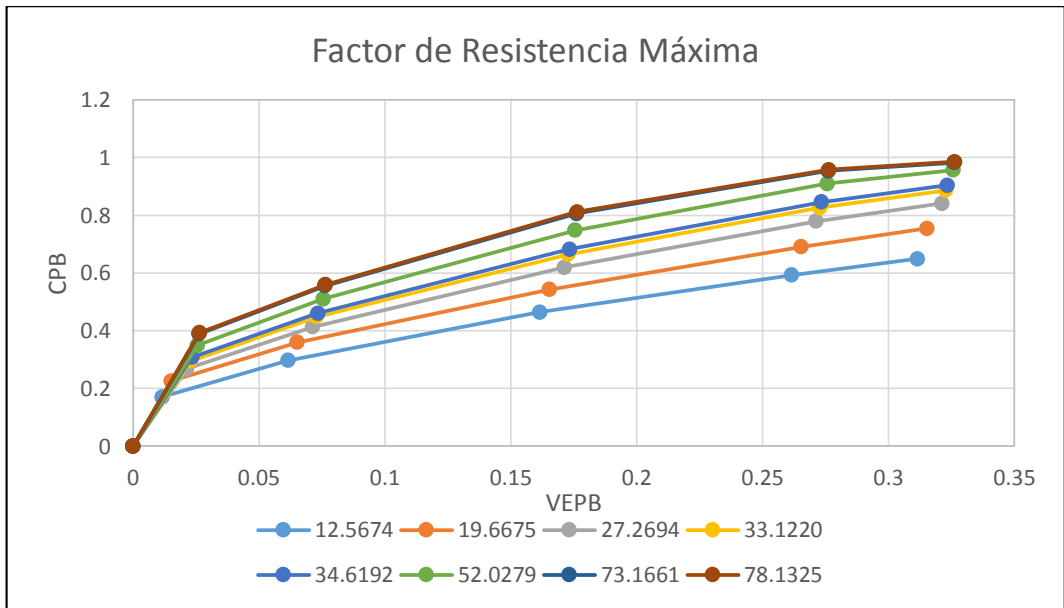


A continuación se muestra los resultados para el arreglo normal de cinco puntos, gráfica 29 y gráfica 30.

Gráfica 29. Sensibilidad de FR_{máx.} Arreglo Normal

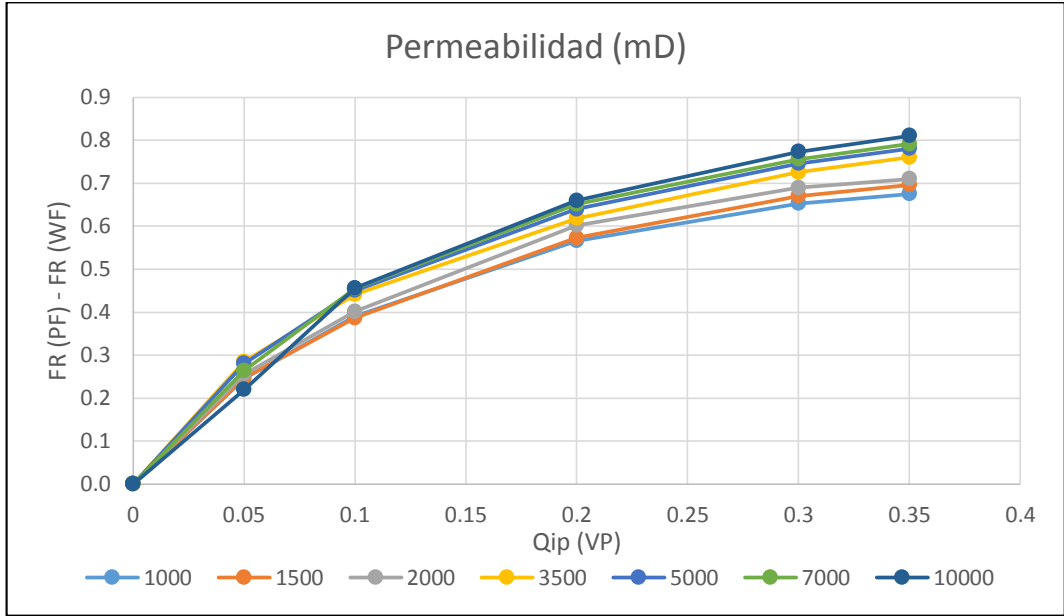


Gráfica 30. CPB. Sensibilidad de FR_{máx.} Arreglo normal



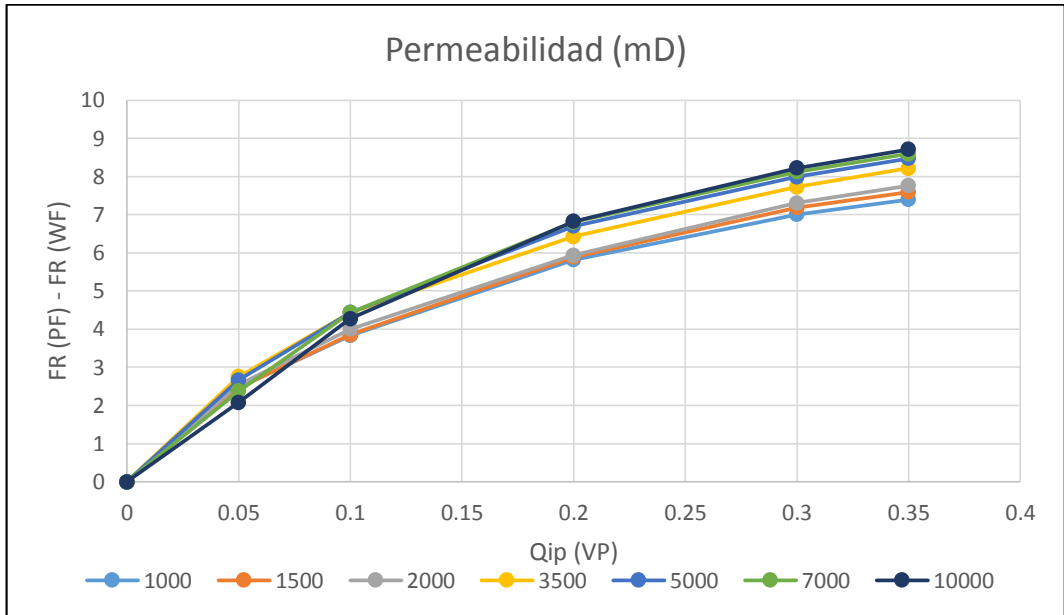
4.3.1.3 Permeabilidad promedio del yacimiento. Para el caso de estudio, se varía tanto la porosidad como la permeabilidad, a mayor porosidad mayor permeabilidad, por lo que, una mayor permeabilidad implica mayor capacidad de almacenar los fluidos, es decir mayor es la cantidad de fluidos presentes.

Gráfica 31. Sensibilidad de permeabilidad. Arreglo Inverso. AN125VHM

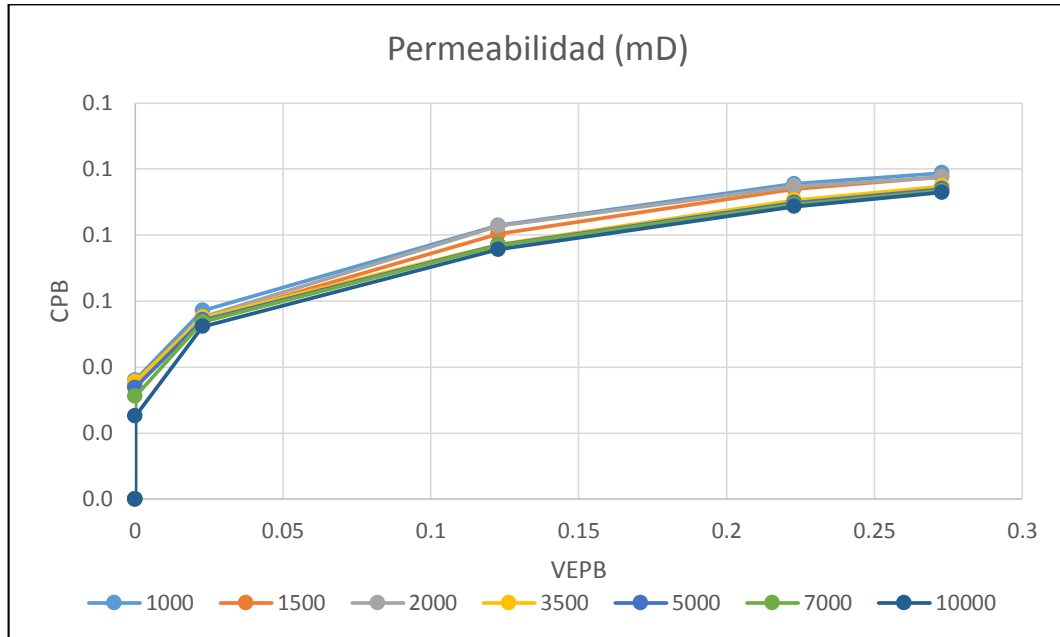


Se puede concluir, que a mayor permeabilidad, mayor será el incremental de factor de recobro, lo cual puede ser observado en la gráfica 31 y en la gráfica 32. Los datos de porosidad y permeabilidad por capa, usados para la sensibilidad de este parámetro se muestran en el Anexo H.

Gráfica 32. Sensibilidad de permeabilidad. Arreglo Inverso. HPAM

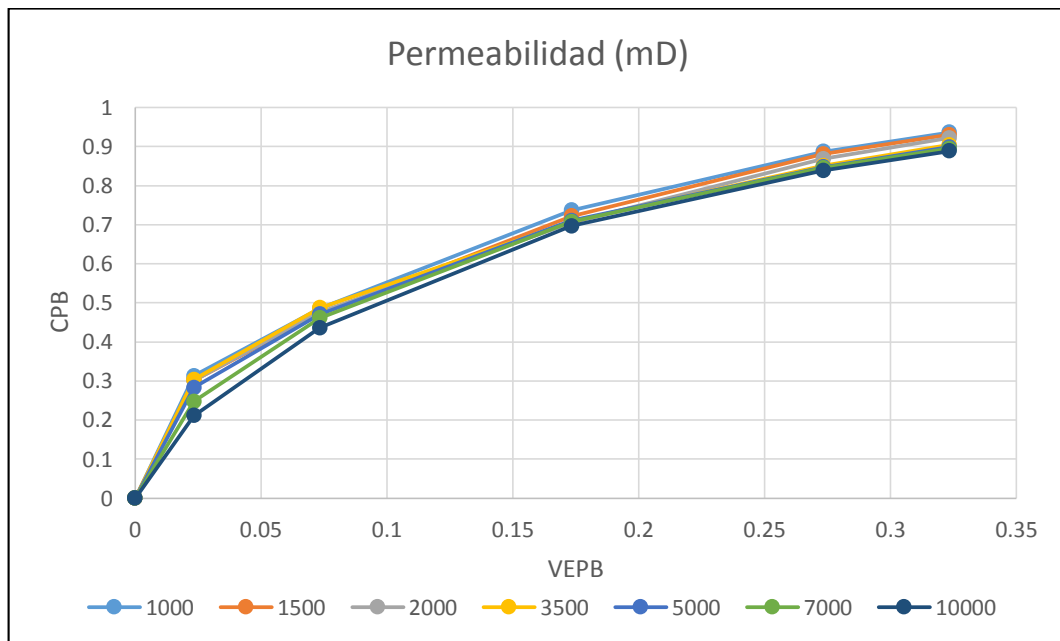


Gráfica 33. CPB. Sensibilidad de permeabilidad. Arreglo Inverso. AN125VHM

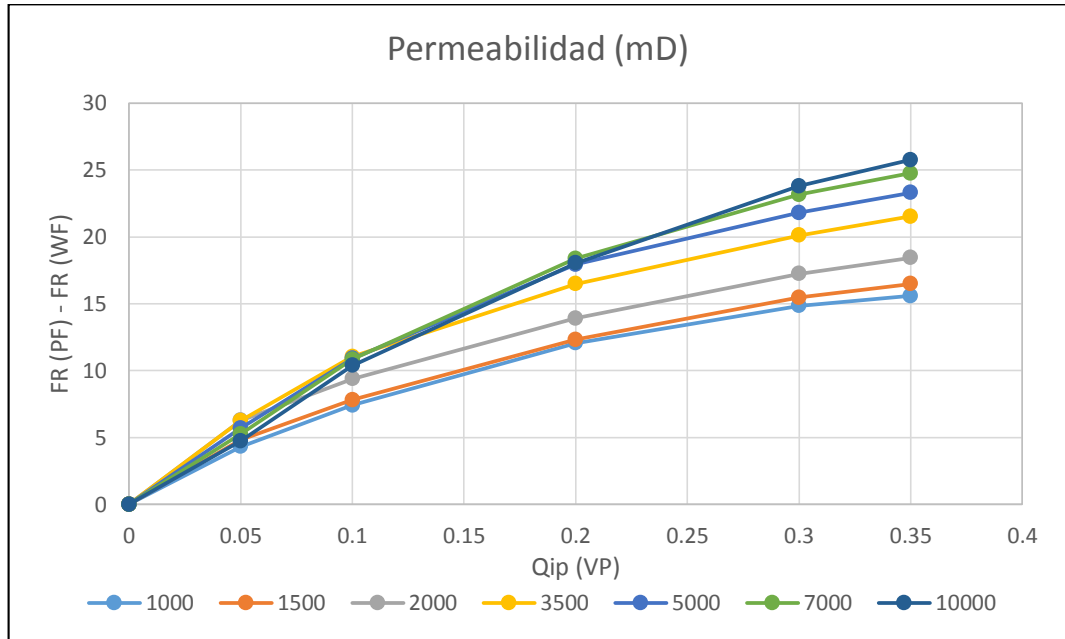


Los resultados de CPB para la sensibilidad de permeabilidad, se observan en la gráfica 33 y la gráfica 34, el comportamiento entre el CPB y la permeabilidad promedio del yacimiento es inversamente proporcional.

Gráfica 34. CPB. Sensibilidad de permeabilidad. Arreglo Inverso. HPAM

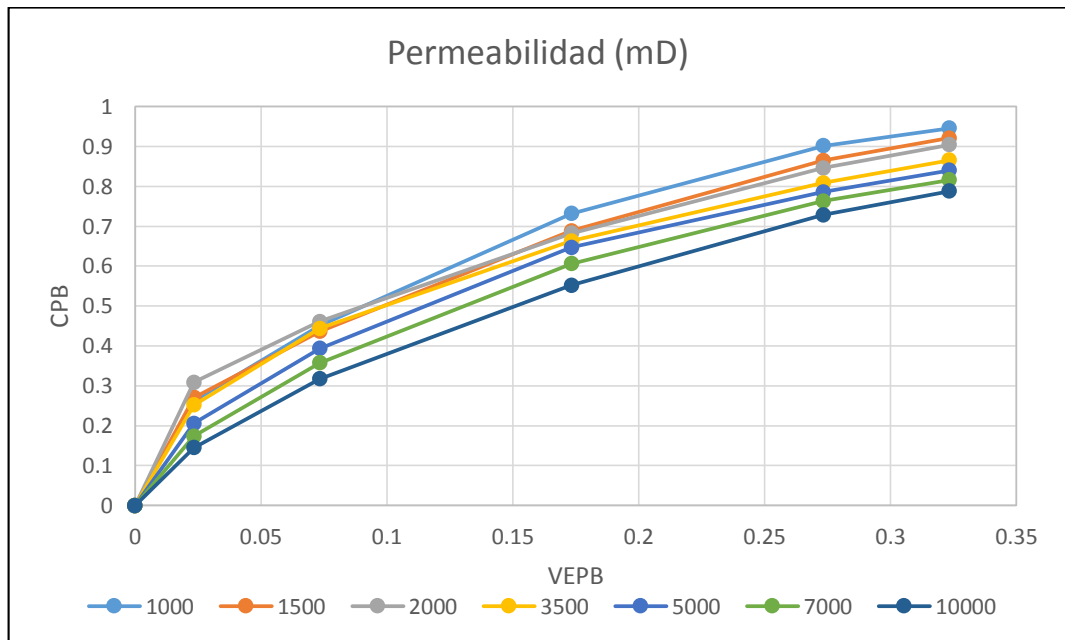


Gráfica 35. Sensibilidad de permeabilidad. Arreglo Normal



Los resultados de incremental de factor de recobro y CPB, para el arreglo normal de cinco puntos, son mostrados en la gráfica 35 y la gráfica 36.

Gráfica 36. CPB. Sensibilidad de permeabilidad. Arreglo Normal

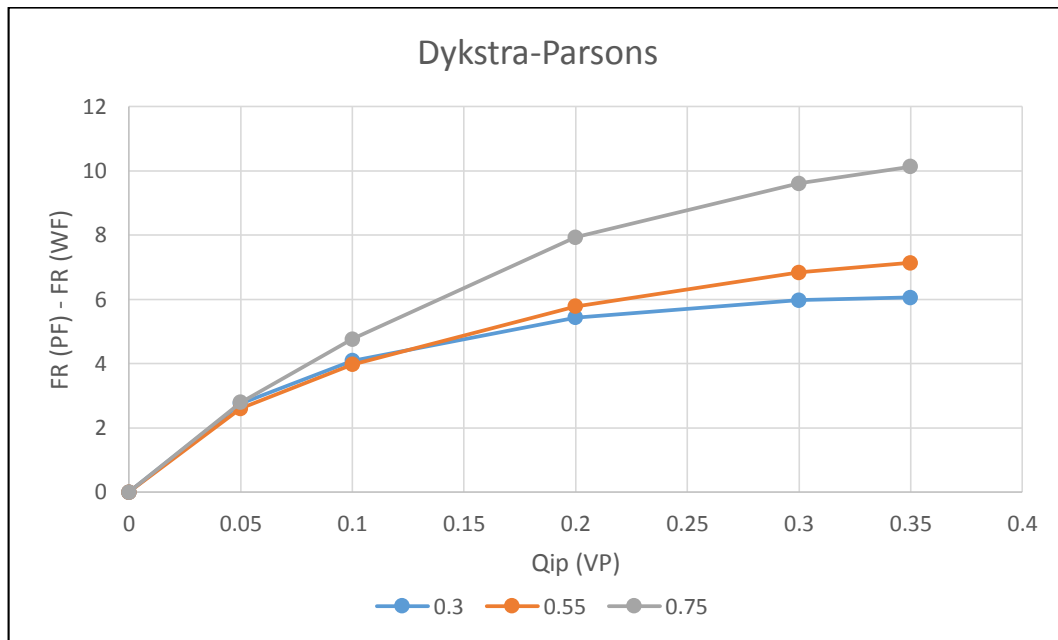


4.3.1.4 Coeficiente de Dykstra-Parsons. El coeficiente de Dykstra-Parsons, se refiere a qué tan heterogéneo es un yacimiento con respecto a la permeabilidad. A mayor V_{DP} , menor es la fracción de espesor que favorece la capacidad de flujo, y por tanto menor es la recuperación de petróleo, pero mayor es el incremental de factor de recobro con respecto al proceso de inyección de agua (comparación con mismas condiciones de VDP), como se muestra en la gráfica 37 y la gráfica 38.

En el Anexo I, se muestra los valores de porosidad y permeabilidad por capa, usados en esta sensibilidad.

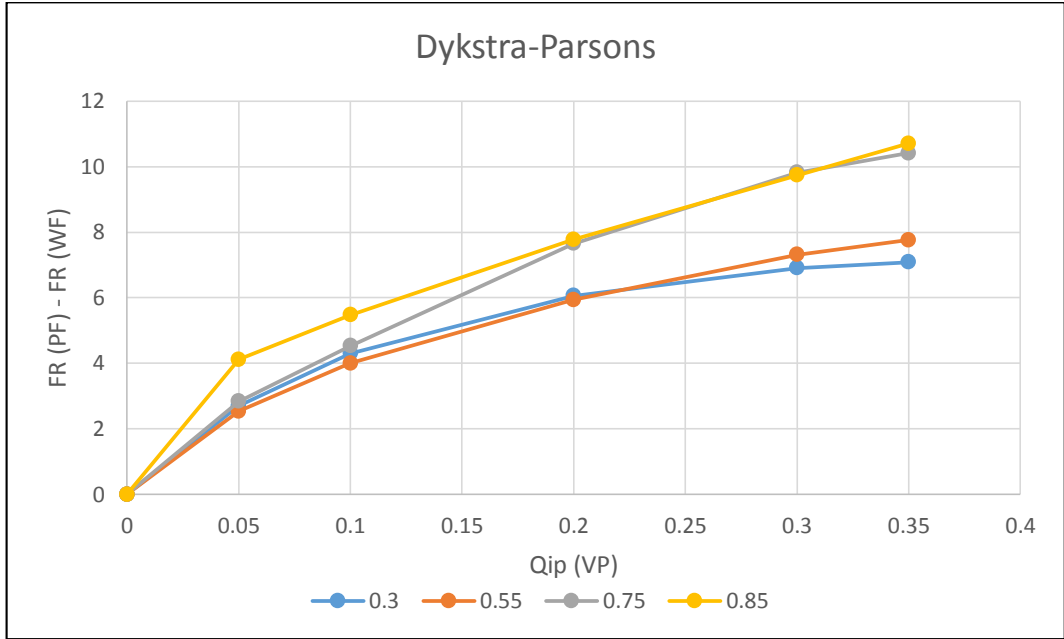
Cabe resaltar, que los resultados mostrados en esta sección son los usados para el ajuste de curvas del siguiente capítulo, por lo que, valores que no sigan una tendencia clara son descartados al momento de realizar el ajuste, y por tanto, no se muestran en esta sección.

Gráfica 37. Sensibilidad de VDP. Arreglo Inverso. AN125VHM

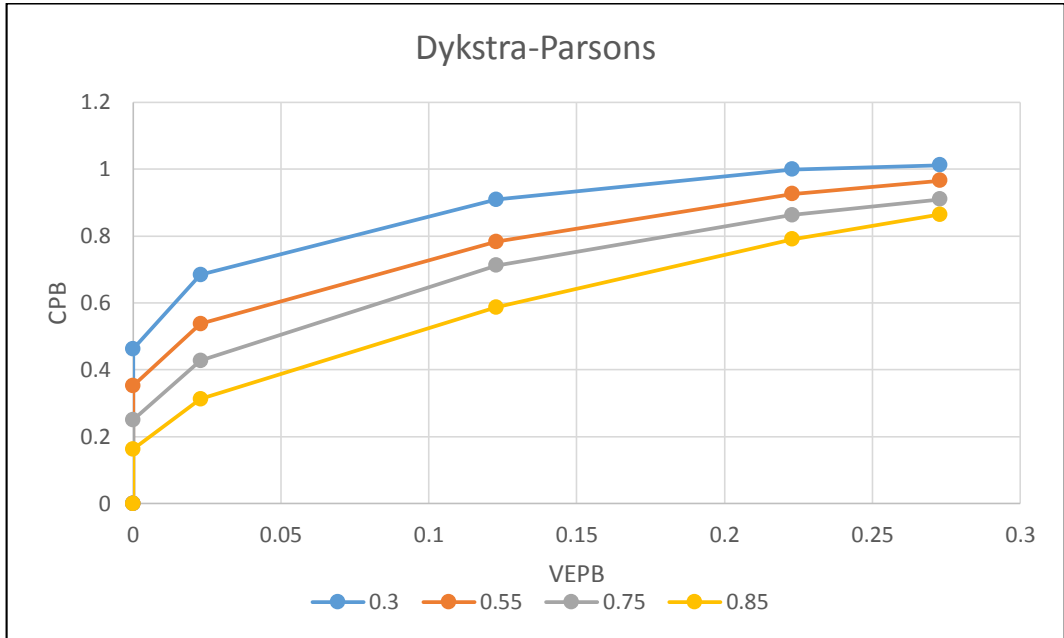


El factor de corrección CPB, se comporta de manera contraria al incremental de factor de recobro, a mayor VDP, menor es el factor de corrección, esto es debido a que la recuperación de petróleo, es menor a mayores valores de Dykstra-Parsons. Los resultados para el factor de corrección CPB, de cada coeficiente de Dykstra-Parsons sensibilizado, se pueden observar en la gráfica 39, gráfica 40 y gráfica 42.

Gráfica 38. Sensibilidad de VDP. Arreglo Inverso. HPAM



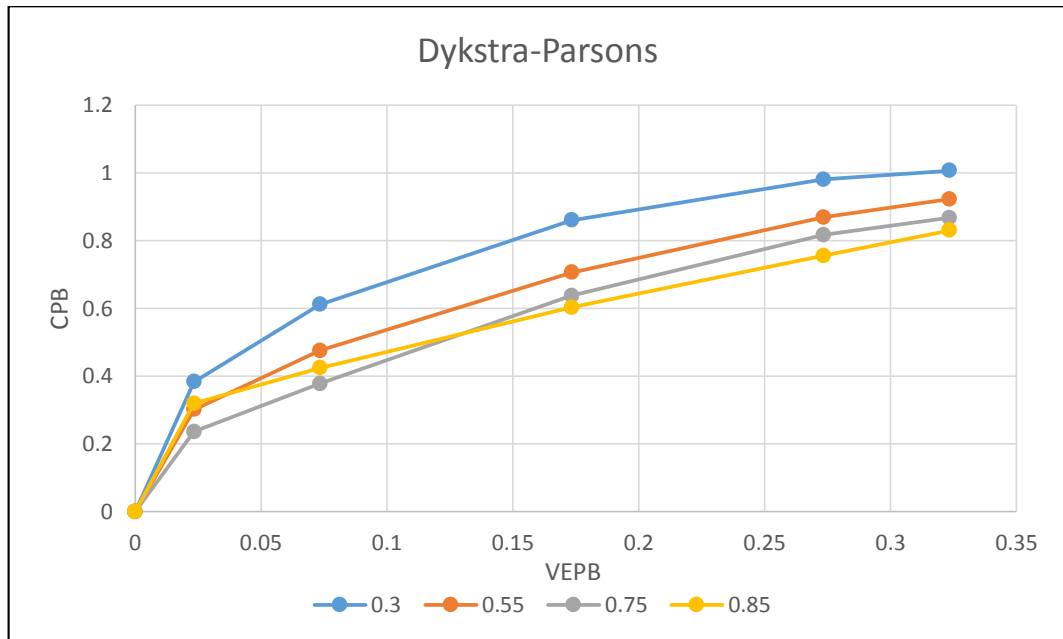
Gráfica 39. CPB. Sensibilidad de VDP. Arreglo Inverso. AN125VHM



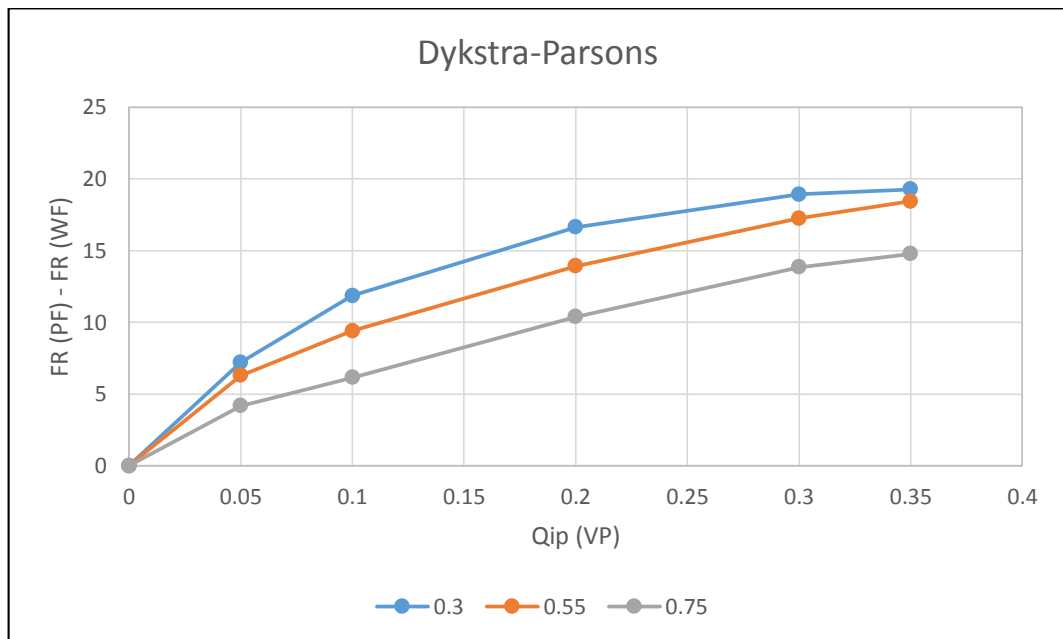
El incremental de factor de recobro para el arreglo normal de cinco puntos, no sigue la misma tendencia que para el arreglo inverso (ver gráfica 41), esto es debido al factor de recobro de la inyección de agua, pues disminuye a medida que

el Dykstra-Parsons aumenta, a diferencia de lo sucedido en el arreglo inverso, e igual a los resultados de inyección de polímero en ambos arreglos.

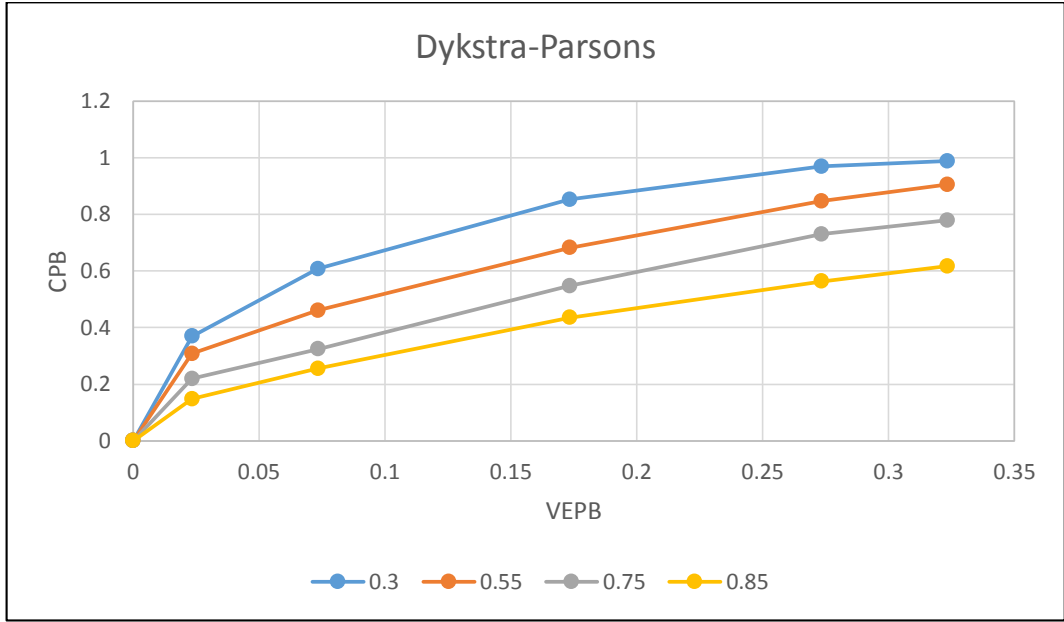
Gráfica 40. CPB. Sensibilidad de VDP. Arreglo Inverso. HPAM



Gráfica 41. Sensibilidad de VDP. Arreglo Normal

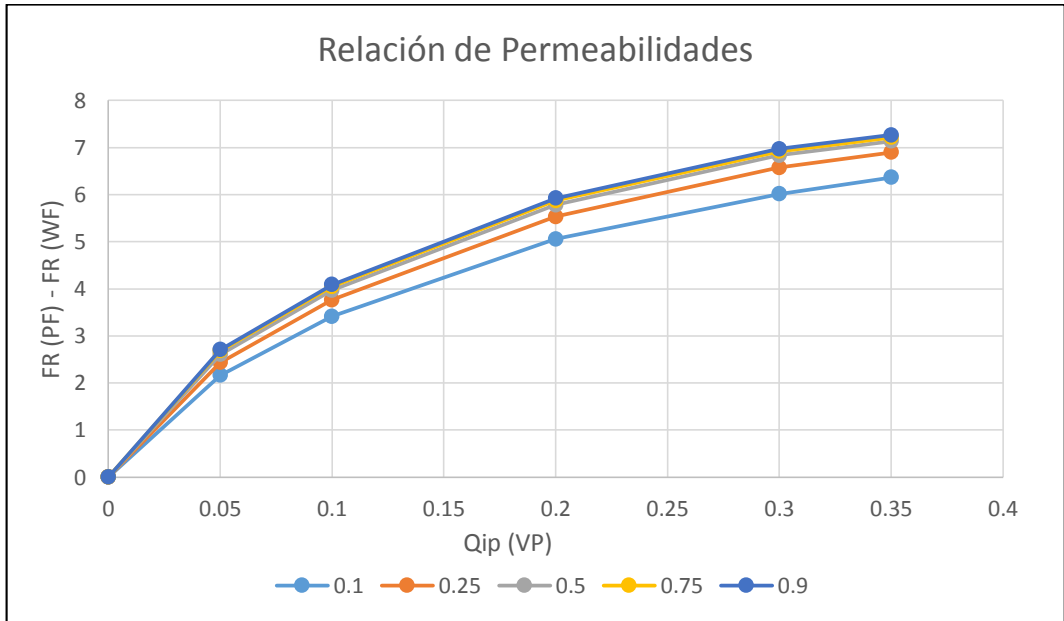


Gráfica 42. CPB. Sensibilidad de VDP. Arreglo Normal

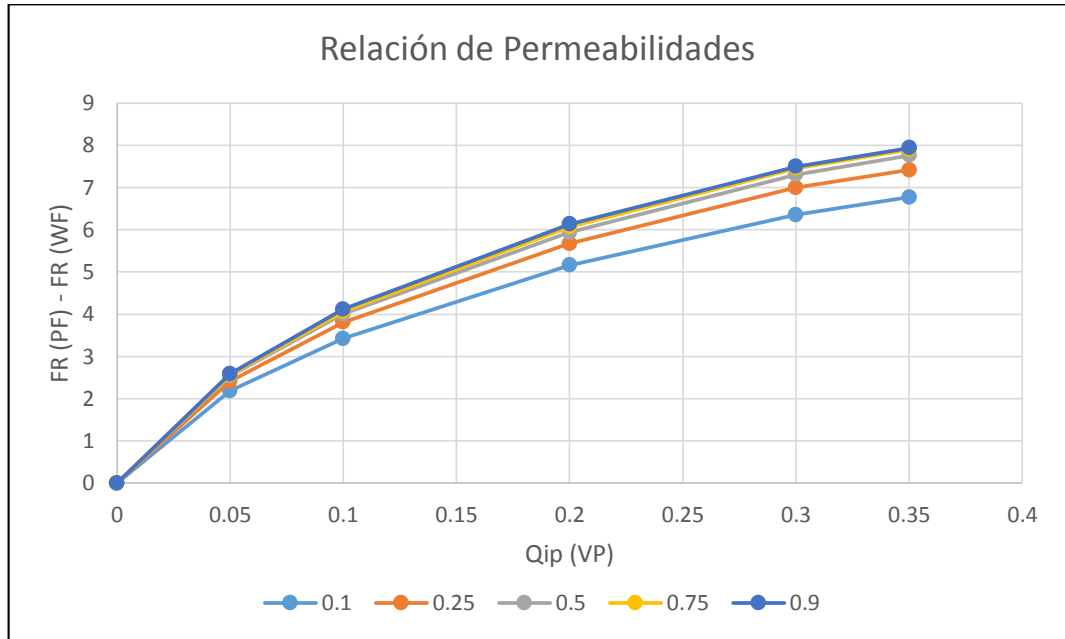


4.3.1.5 Relación entre la permeabilidad vertical y la horizontal. Como se observa en la gráfica 43, la gráfica 44 y la gráfica 47, la relación k_v/k_h afecta la recuperación de petróleo, a medida que aumenta la relación k_v/k_h , aumenta el incremental de factor de recobro.

Gráfica 43. Sensibilidad de kv/kh. Arreglo Inverso. AN125VHM

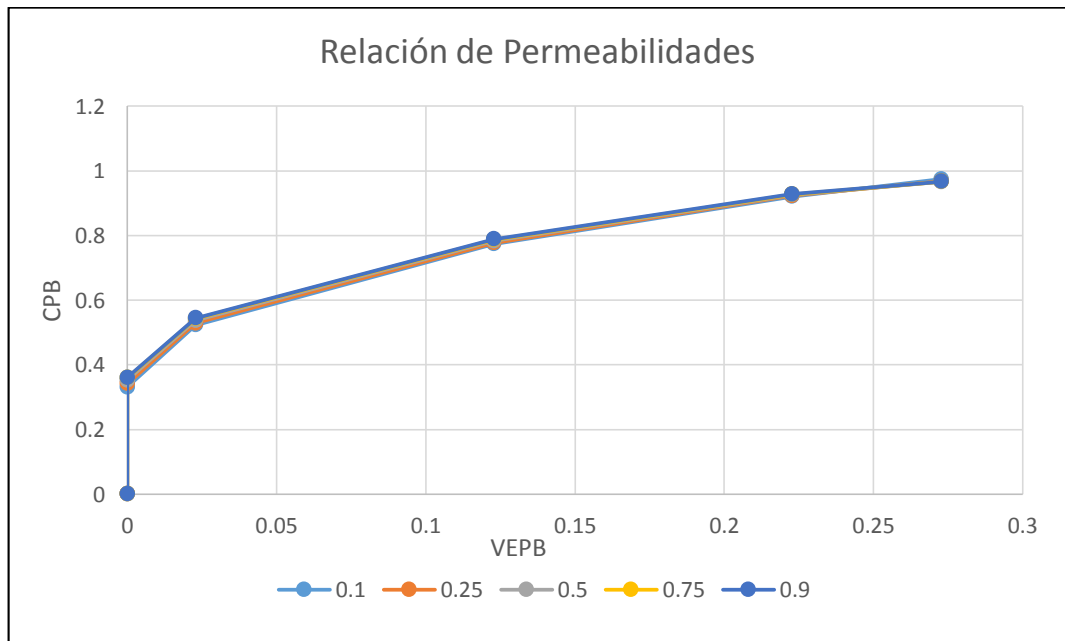


Gráfica 44. Sensibilidad de kv/kh. Arreglo Inverso. HPAM

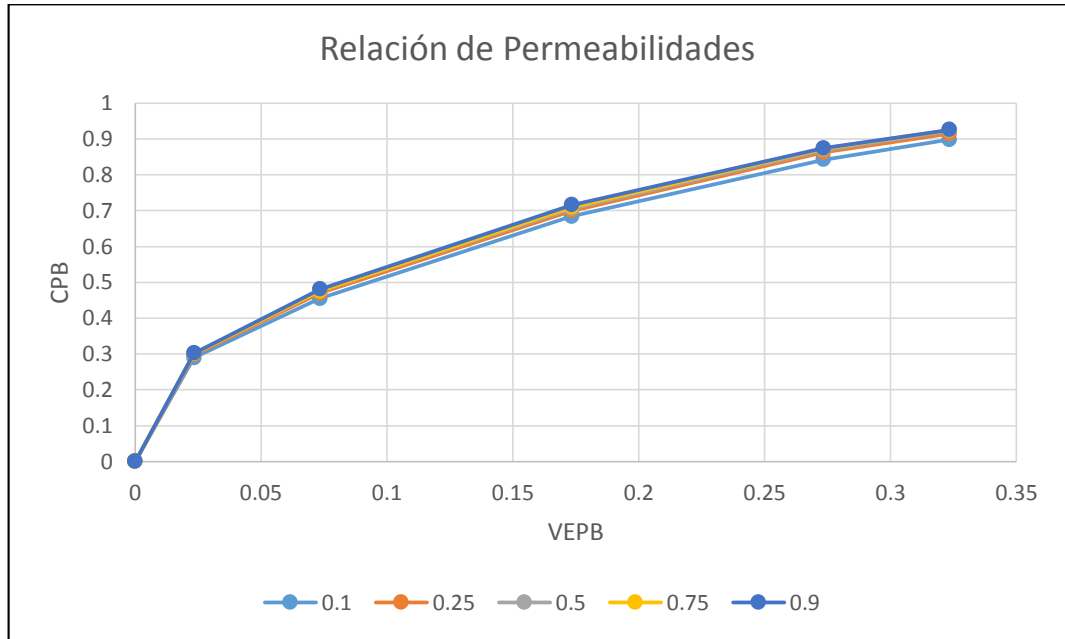


En la gráfica 45, gráfica 46 y gráfica 48, se muestra la relación directamente proporcional entre la relación k_v/k_h y el factor de corrección CPB, es decir sigue la misma tendencia de los resultados de incremental de factor de recobro.

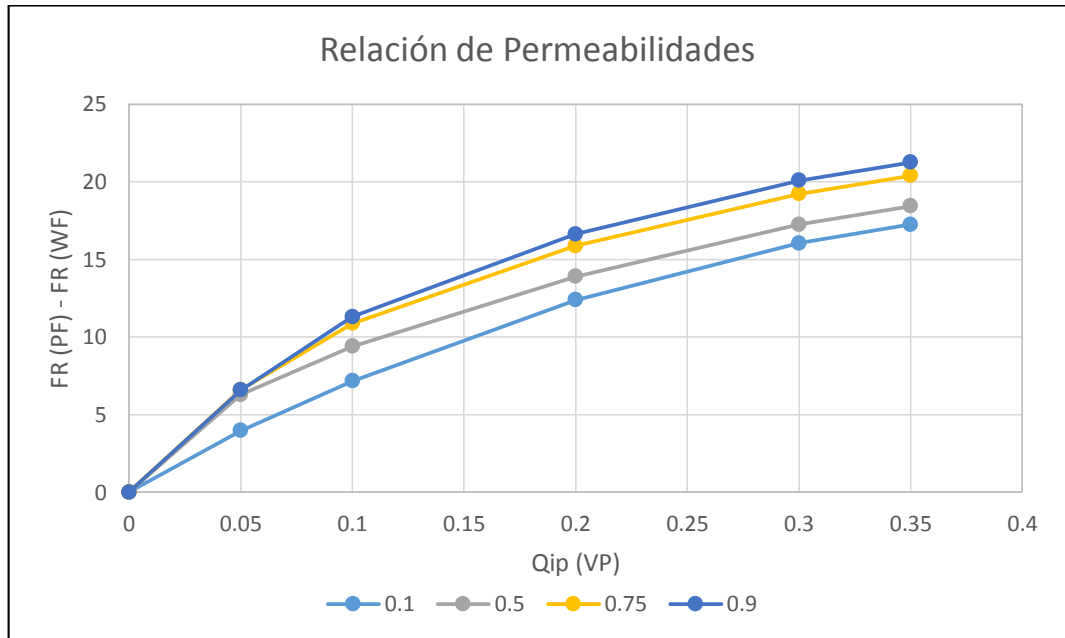
Gráfica 45. CPB. Sensibilidad de kv/kh. Arreglo Inverso. AN125VHM



Gráfica 46. CPB. Sensibilidad de kv/kh. Arreglo Inverso. HPAM

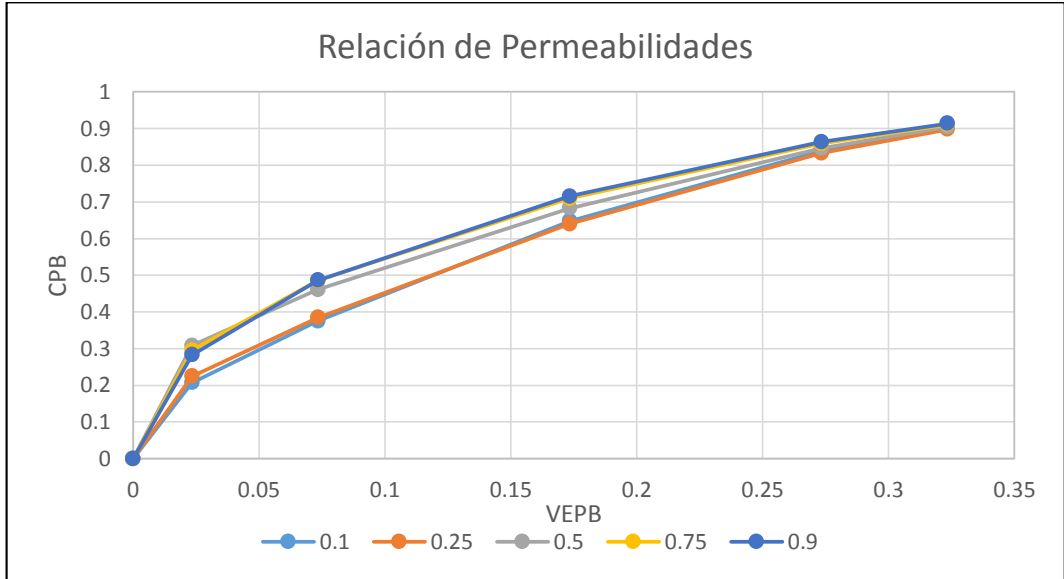


Gráfica 47. Sensibilidad de kv/kh. Arreglo Normal



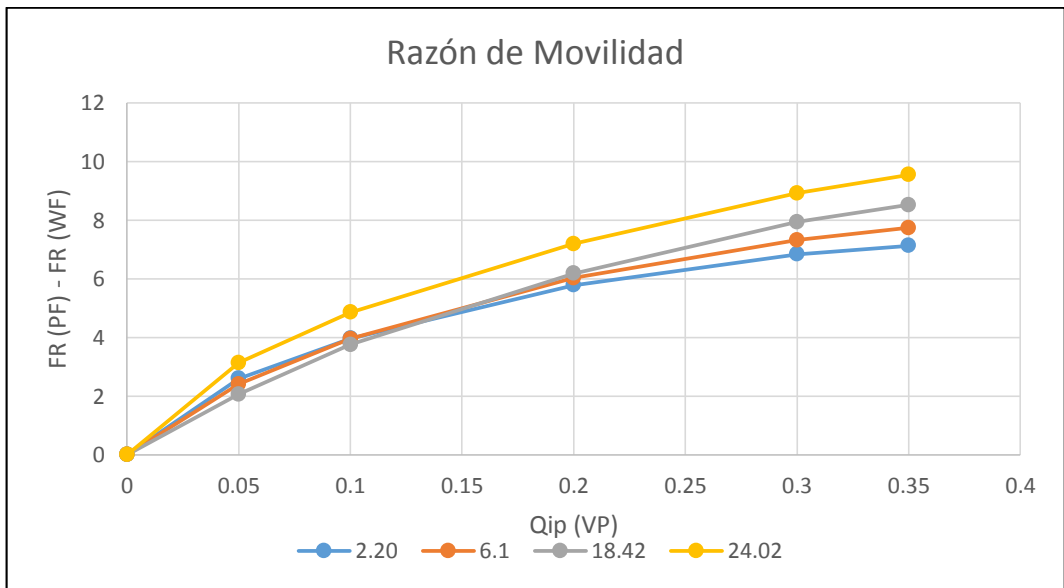
En la gráfica 48, se puede observar que el comportamiento de este parámetro con respecto al CPB, es directamente proporcional pero sus valores se tienden a igual para VEPB de 0.32.

Gráfica 48. CPB. Sensibilidad de kv/kh. Arreglo Normal

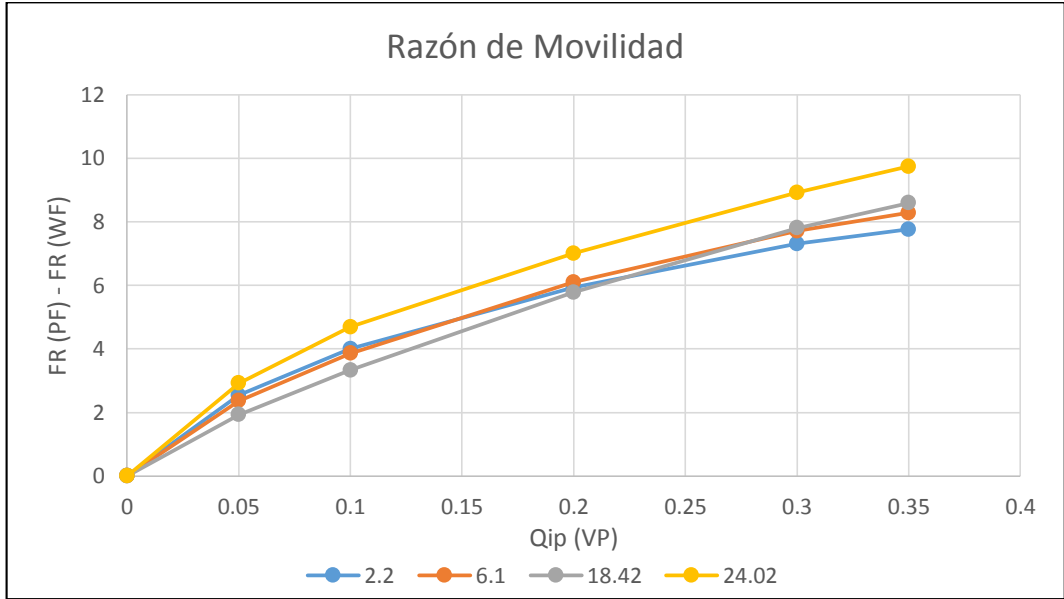


4.3.1.6 Razón de movilidad. El cambio en la razón de movilidad, en este caso, se refiere al cambio de la viscosidad de petróleo. Como se explicó anteriormente se prefieren razones de movilidad bajas para obtener una mayor recuperación de petróleo; a razones de movilidad altas la inyección de agua no se ve favorecida, al contrario de la inyección de polímero, lo que significa aumento entre el factor de recobro de la inyección de agua y la inyección de polímero.

Gráfica 49. Sensibilidad de razón de movilidad. Arreglo Inverso. AN125VHM

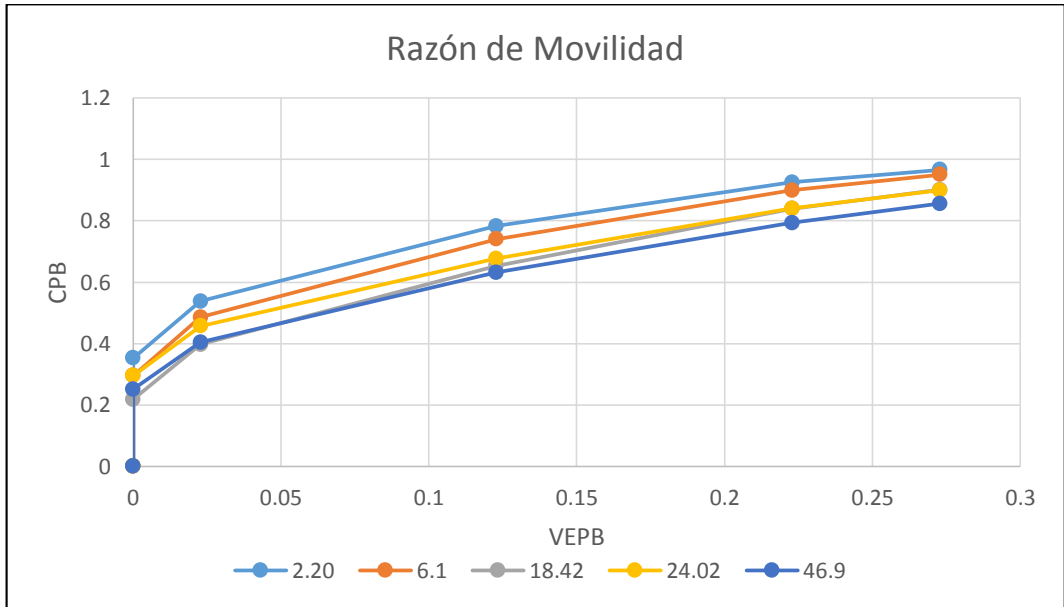


Gráfica 50. Sensibilidad de razón de movilidad. Arreglo Inverso. HPAM

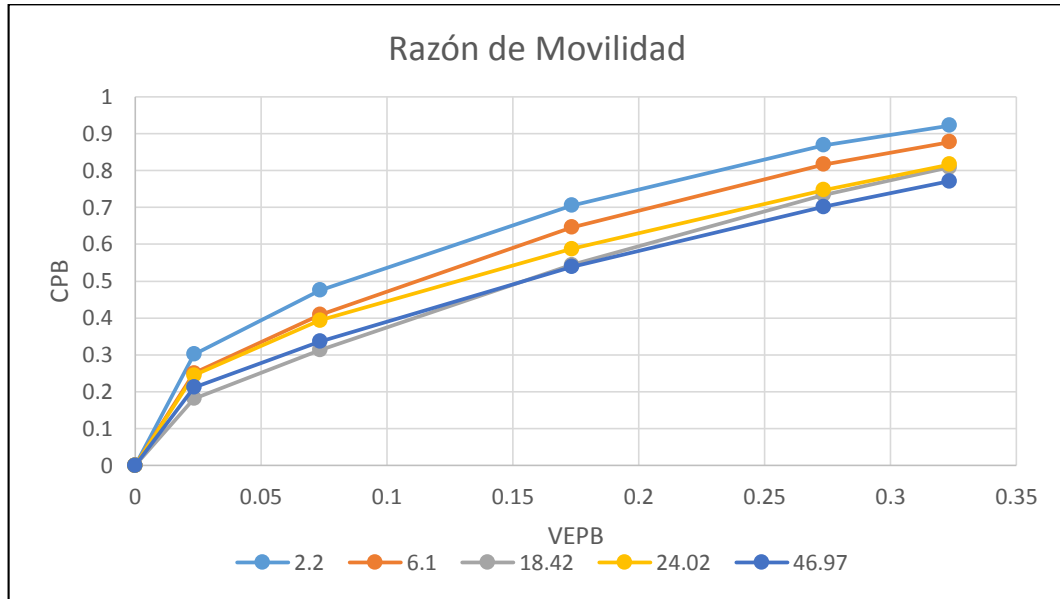


En la gráfica 49 y la gráfica 50, se puede observar el incremental del factor de recobro obtenido para la sensibilidad de este parámetro, en la inyección de polímero. Por el contrario, el factor CPB, se comporta de manera opuesta, a mayor razón de movilidad, menor es el CPB, como se muestra en la gráfica 51, gráfica 52 y la gráfica 54.

Gráfica 51. CPB. Sensibilidad de razón de movilidad. Arreglo Inverso. AN125VHM

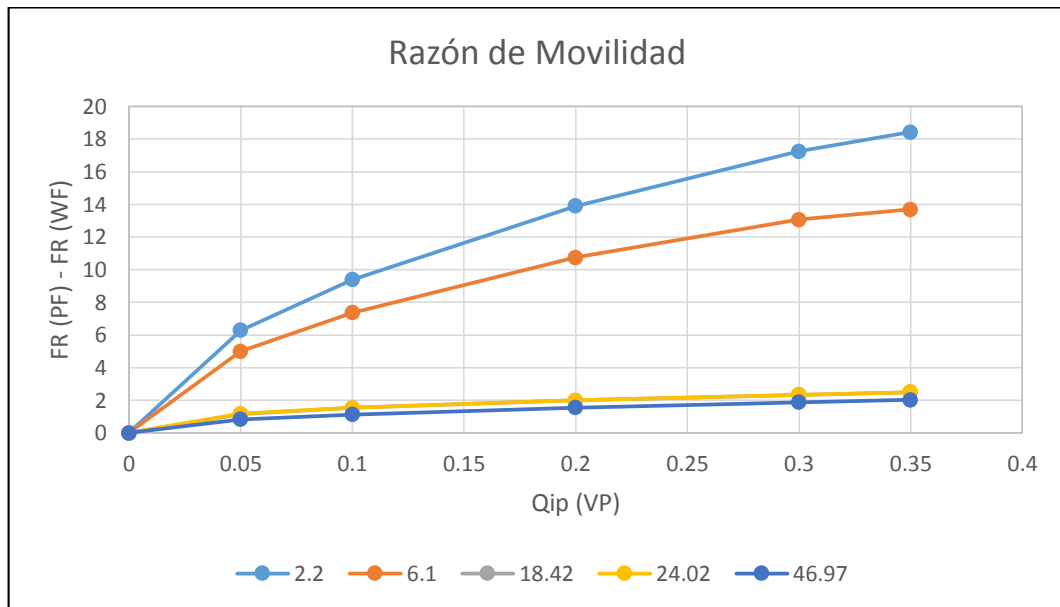


Gráfica 52. CPB. Sensibilidad de razón de movilidad. Arreglo Inverso. HPAM

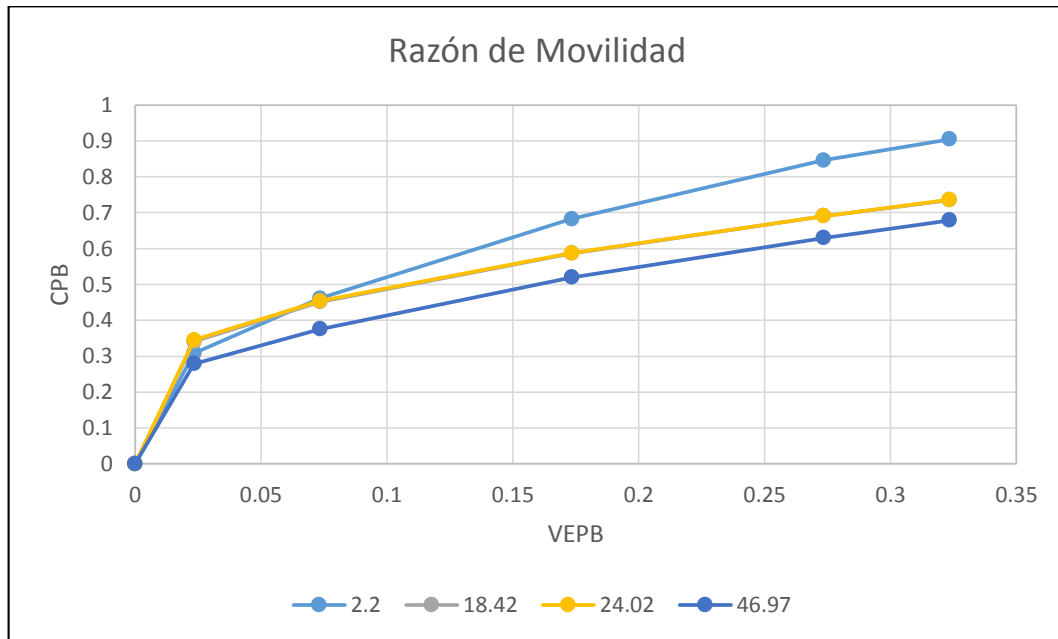


Para el caso del arreglo normal de cinco puntos, el comportamiento del incremental de factor de recobro, es completamente opuesto al arreglo inverso (ver gráfica 53), esto es debido al comportamiento de la inyección de agua, la cual se ve favorecida a razones de movilidad altas, haciendo que el incremental disminuya con el aumento de la razón de movilidad.

Gráfica 53. Sensibilidad de razón de movilidad. Arreglo Normal



Gráfica 54. CPB. Sensibilidad de razón de movilidad. Arreglo Normal



4.3.2 Resultados de sensibilidad para la inyección de surfactante. En la inyección de surfactante, se realizan las mismas sensibilidades de la inyección de polímero, para los parámetros propios del yacimiento; además de los parámetros del químico, como lo son: la concentración de surfactante y el volumen poroso inyectado.

A continuación, se presentan los resultados para el factor de corrección por tapón de surfactante finito (CSB), este factor se calcula de la misma forma que el factor CPB, facilitando el ingreso del ajuste al modelo predictivo.

Los resultados se observan para cada uno de los parámetros y para las distintas sensibilidades de volumen poroso de surfactante (Etoxilato Neodol), lo cual se realizó para un arreglo normal de cinco puntos.

4.3.2.1 Concentración de surfactante. Al igual que los resultados de concentración de polímero, la concentración de surfactante, se debe expresar, de tal forma que se pueda excluir los efectos por el tipo de surfactante, es por esto, que se expresa en términos de la relación de tensión interfacial (IFT) y la saturación de petróleo residual (S_{or}). Estas dos variables serán parte del ajuste de los datos, y su cálculo se explica en la ecuación 160 y la ecuación 161.

Ecuación 160. Relación IFT. Variable independiente

$$Relación_{IFT} = \frac{IFT@Concentración}{IFT@0\text{ ppm}}$$

Ecuación 161. Relación Sor. Variable independiente

$$Relación_{Sor} = \frac{Sor@Concentración}{Sor@0\text{ ppm}}$$

Como se muestra en la tabla 12, no se tienen datos de IFT para cada una de las concentraciones sensibilizadas, por lo que, se realiza un ajuste de datos en CurveExpert, obteniendo el ajuste Morgan-Mercer-Flodin (MMF), descrito en la ecuación 162. Los respectivos coeficientes de la ecuación, son mostrados en la tabla 27 y el ajuste de los datos se muestra en la gráfica 55.

Ecuación 162. Función MMF

$$y = \frac{a^b + c * x^d}{b + x^d}$$

Fuente: CurveExpert Professional. [Programa].
Versión 2.3. Licencia académica

Dónde:

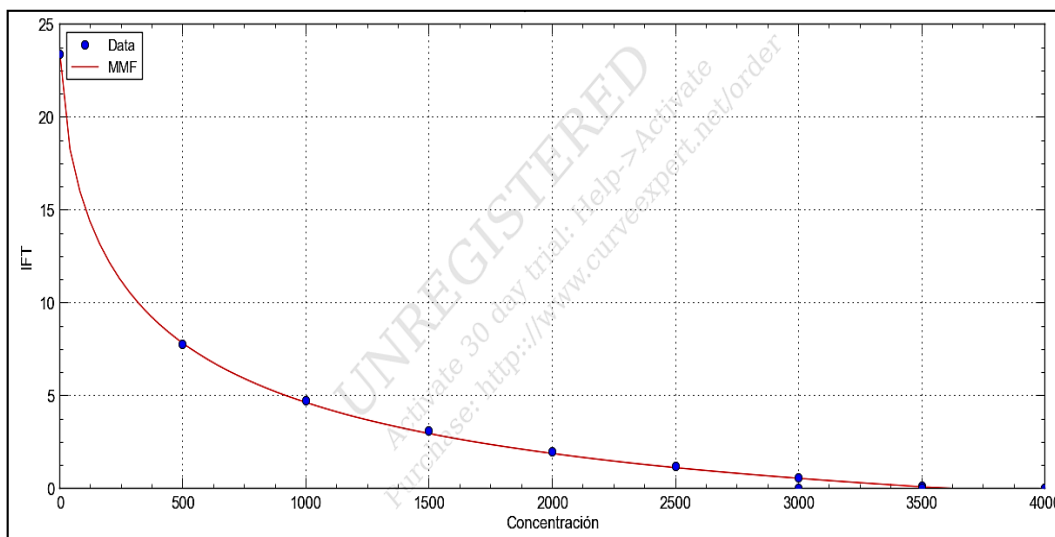
x = Concentración de surfactante, [ppm].

Tabla 27. Coeficientes del ajuste de tensión interfacial

Coeficientes	Ajuste IFT
a	2.33684161284113E+01
b	5.67938428336931E+01
c	-4.95542929898034
d	6.80897632821095E-01
r^2	0.9989

Además de la tensión interfacial, se realiza el ajuste de la saturación de petróleo residual, debido a que se posee información solo de algunas concentraciones, dadas por las tablas de permeabilidades relativas del set de interpolación de surfactante, mostradas en el Anexo F.

Gráfica 55. Ajuste de datos de tensión interfacial



Fuente: CurveExpert Professional. [Programa]. Versión 2.3. Licencia académica

Ecuación 163. Función DR-Hill

$$y = \frac{\alpha + \theta * x^\eta}{\kappa^\eta + x^\eta}$$

Fuente: CurveExpert Professional. [Programa]. Versión 2.3. Licencia académica

Dónde:

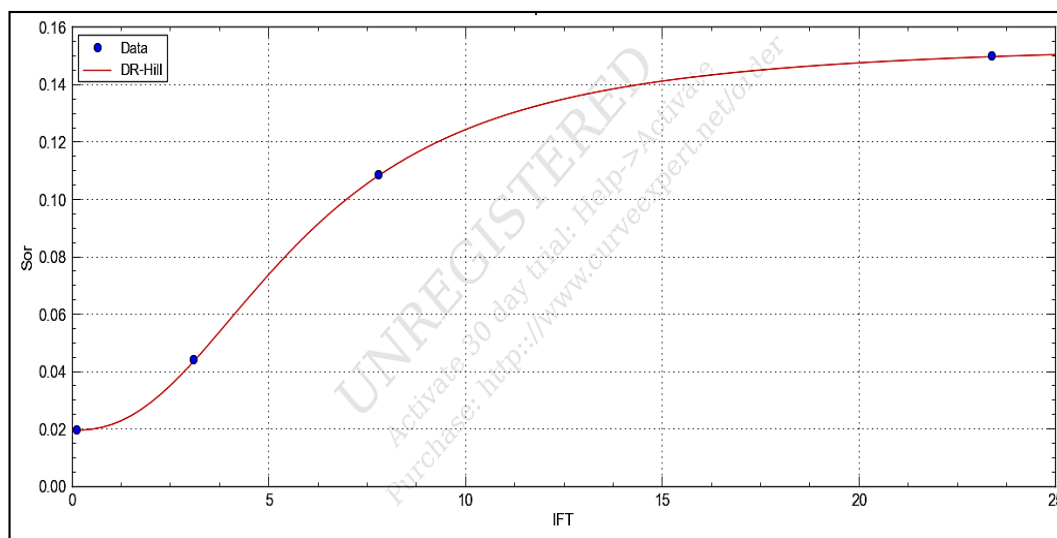
x = Tensión interfacial, [dinas/cm].

Tabla 28. Coeficientes del ajuste de Sor

Coeficientes	Ajuste Sor
α	1.96829140098903E ⁻⁰²
θ	1.35468810361226E ⁻⁰¹
η	2.35160199037811
κ	5.91593536009424
r^2	1

El ajuste se realiza en función de la tensión interfacial, y se obtiene un ajuste de tipo DR-Hill, cuya forma se muestra en la ecuación 163, y sus respectivos coeficientes en la tabla 28. El ajuste de los datos se encuentra en la gráfica 56.

Gráfica 56. Ajuste de datos de saturación de petróleo residual



Fuente: CurveExpert Professional. [Programa]. Versión 2.3. Licencia académica

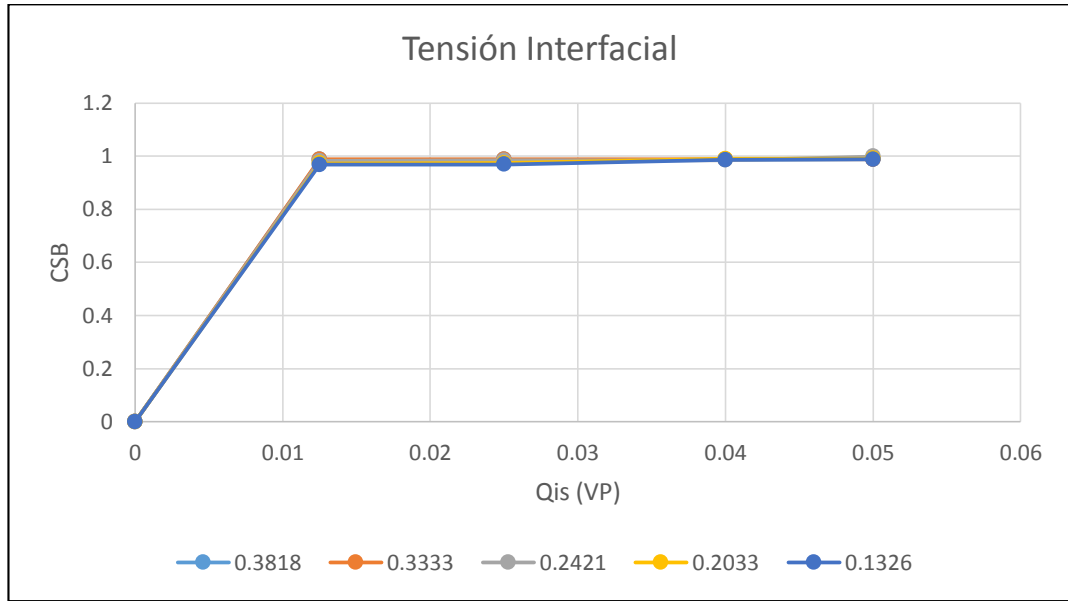
En la tabla 29, se presenta los valores de tensión interfacial y saturación de petróleo residual para cada una de las concentraciones de surfactante sensibilizadas, además de las relaciones usadas en el ajuste.

Tabla 29. Valores de tensión interfacial y saturación de petróleo residual

Concentración (ppm)	IFT (dinas/cm)	Relación IFT	Sor	Relación Sor
0	23.37	1	0.1500	1
400	8.9223	0.3818	0.1178	0.7854
500	7.79	0.3333	0.1086	0.7240
800	5.6575	0.2421	0.0839	0.5591
1000	4.75049	0.2033	0.0703	0.4688
1500	3.1	0.1326	0.0440	0.2933

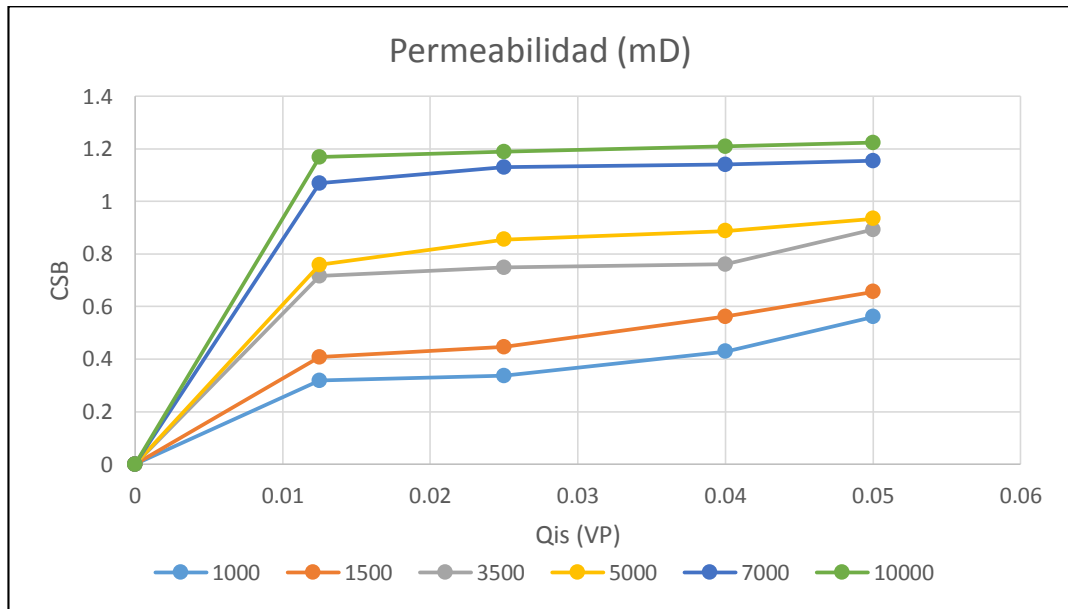
Después de realizar las sensibilidades de inyección de surfactante, se concluye que el volumen inyectado, no tiene un efecto importante en la recuperación de petróleo, pero muestra una relación directamente proporcional con este. En la gráfica 57, se muestra que tanto la concentración de surfactante como el volumen poroso inyectado, afectan poco el factor de corrección CSB, mostrando una relación directamente proporcional.

Gráfica 57. CSB. Sensibilidad de IFT



4.3.2.2 Permeabilidad promedio del yacimiento. El comportamiento de este parámetro con respecto al factor CSB, es contrario al comportamiento obtenido para el factor CPB, es decir, a mayor permeabilidad, mayor se hace el factor CSB, debido a la diferencia entre la inyección en bache y la continua de surfactante. Este comportamiento puede ser observado en la gráfica 58.

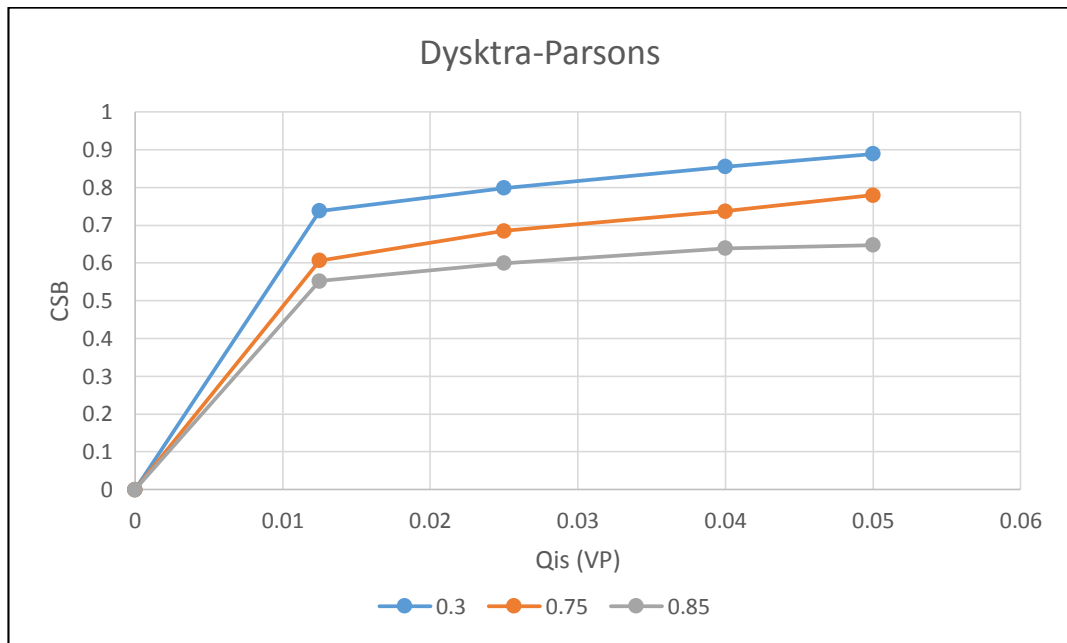
Gráfica 58. CSB. Sensibilidad de permeabilidad



4.3.2.3 Coeficiente de Dykstra-Parsons. Bajos coeficientes de Dykstra-Parsons, favorecen la recuperación de petróleo, logrando que la inyección de tanto baches de surfactante, como la inyección continua, se vea favorecida con respecto a yacimientos heterogéneos (altos V_{DP}); y por tanto, el factor de corrección CSB se hace mayor (ver gráfica 59).

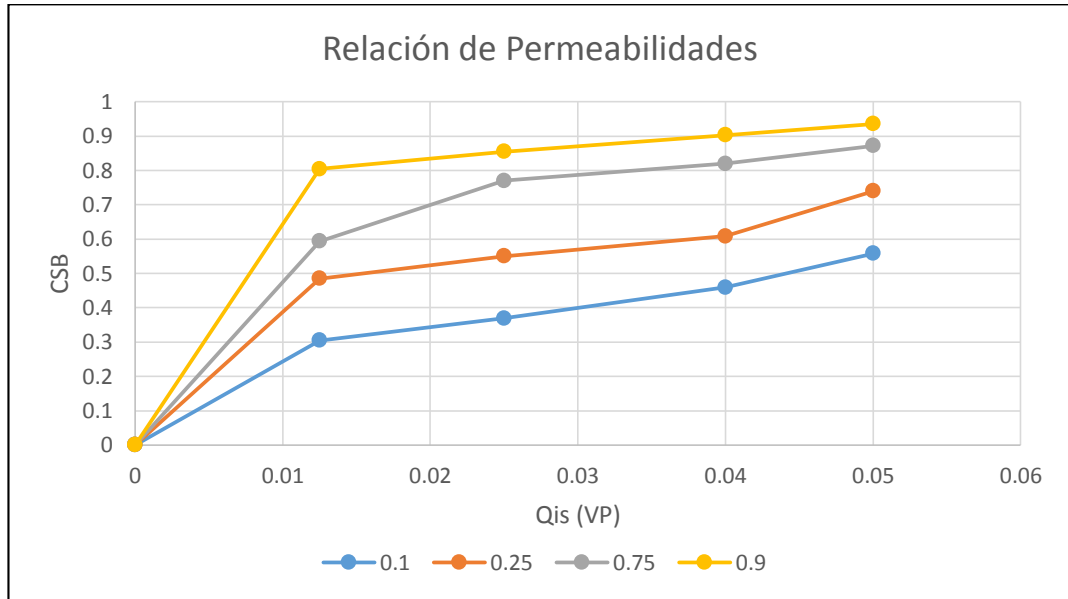
El comportamiento observado a continuación, es similar al de las sensibilidades de los demás parámetros para la inyección de surfactante, puesto que, el factor de corrección CSB, incremental rápidamente hasta alcanzar un volumen poroso de surfactante inyectado de 1.25%, después de esto, mantienen un incremento muy bajo, manteniéndose casi constantes.

Gráfica 59. CSB. Sensibilidad de VDP



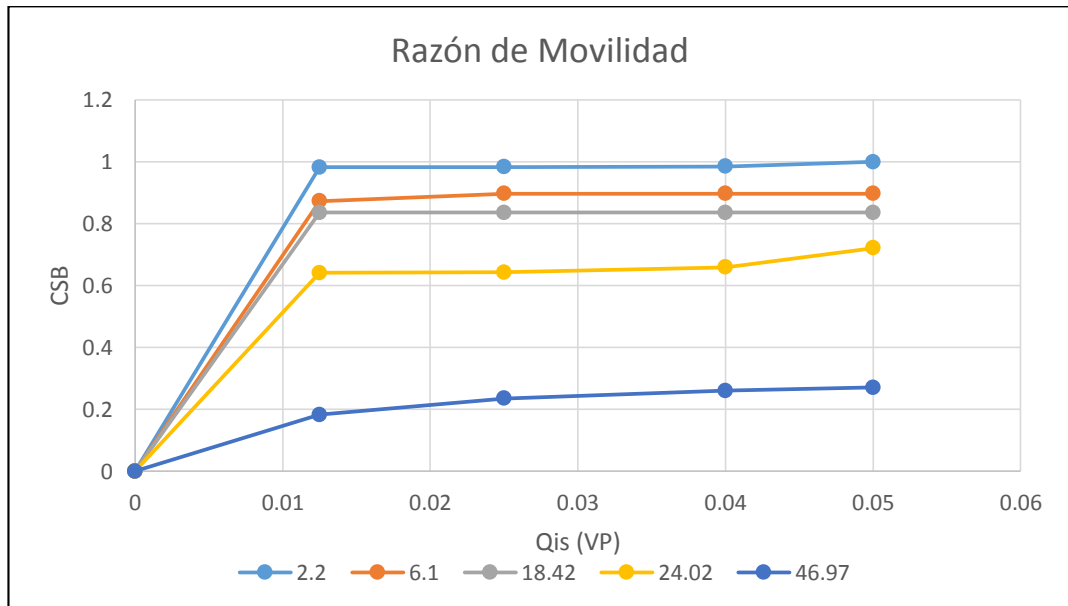
4.3.2.4 Relación entre la permeabilidad vertical y la horizontal. En la sección 4.3.1.5, se muestra el poco efecto de la relación k_v/k_h , en los resultados de factor de corrección CPB. En el caso de inyección de surfactante, el efecto debido a los cambios de este parámetro son más apreciables, manteniendo la misma relación mostrada para inyección de polímero (directamente proporcional); a mayor relación k_v/k_h , mayor es el factor de corrección CSB, como se observa en la gráfica 60.

Gráfica 60. CSB. Sensibilidad de kv/kh



4.3.2.5 Razón de movilidad. En la gráfica 61, se puede observar el comportamiento inversamente proporcional entre la razón de movilidad y el factor de corrección CSB. Además, este parámetro al igual que los demás sensibilizados para la inyección de surfactante, muestra poco efecto del volumen poroso inyectado en el factor CSB.

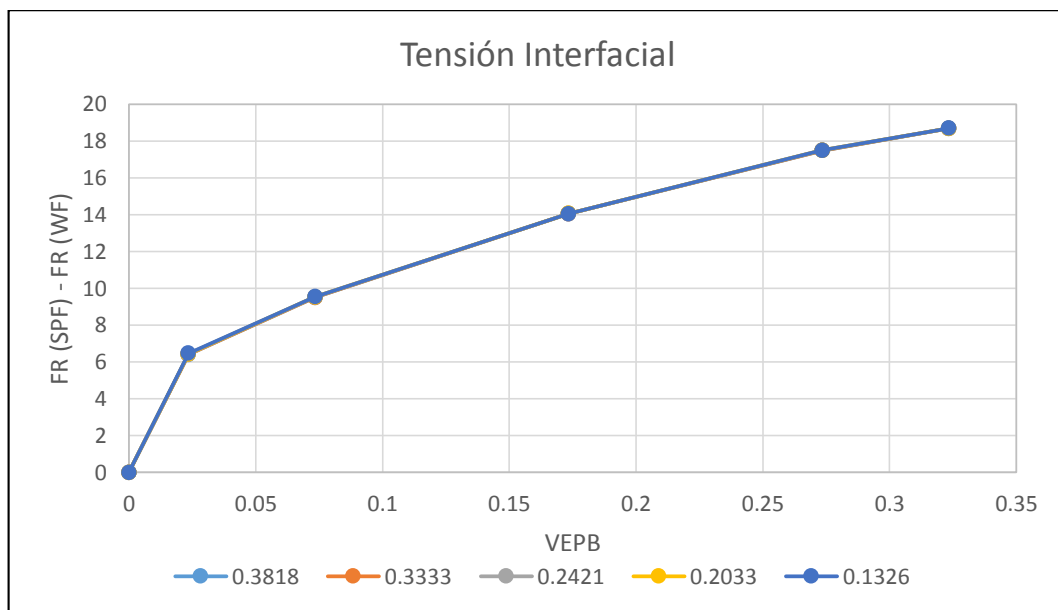
Gráfica 61. CSB. Sensibilidad de razón de movilidad



4.3.3 Resultados de sensibilidades para la inyección de surfactante-polímero. A continuación, se muestra los parámetros sensibilizados para el caso de inyección de surfactantes-polímeros, cada uno con su respectiva gráfica de incremental de factor de recobro. Los parámetros, están en función del volumen poroso inyectado de polímero efectivo, y no de surfactante, debido a que este último presenta un efecto poco significativo en los resultados de factor de recobro.

4.3.3.1 Concentración de surfactante. Como se muestra en la sección anterior, el efecto de la concentración de surfactante, no es significativo en el aumento del factor de recobro. En la gráfica 62, se puede observar el Incremental de factor de recobro vs. VEPB. Este parámetro, al igual que en las sensibilidades de inyección de surfactante, será expresado en términos de relación de IFT y relación de Sor.

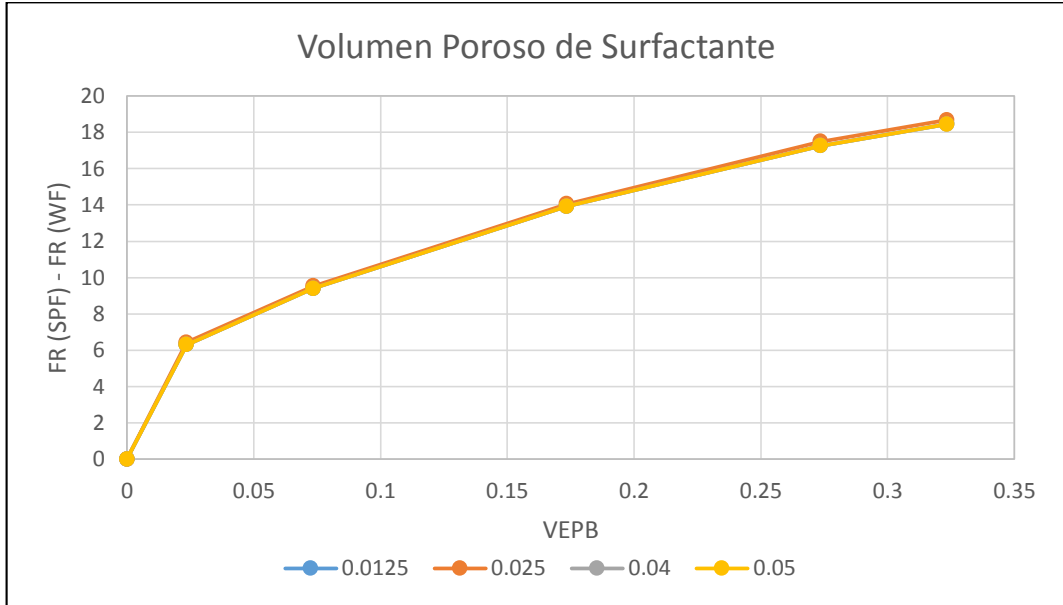
Gráfica 62. Incremental de FR. Sensibilidad de IFT y Sor



4.3.3.2 Tamaño de bache de surfactante. El tamaño de bache, al definir los días de inyección de surfactante, afecta el comportamiento de la tasa de petróleo; al incrementar o disminuir los días de inyección, se incrementa o disminuye el comportamiento de la tasa de petróleo.

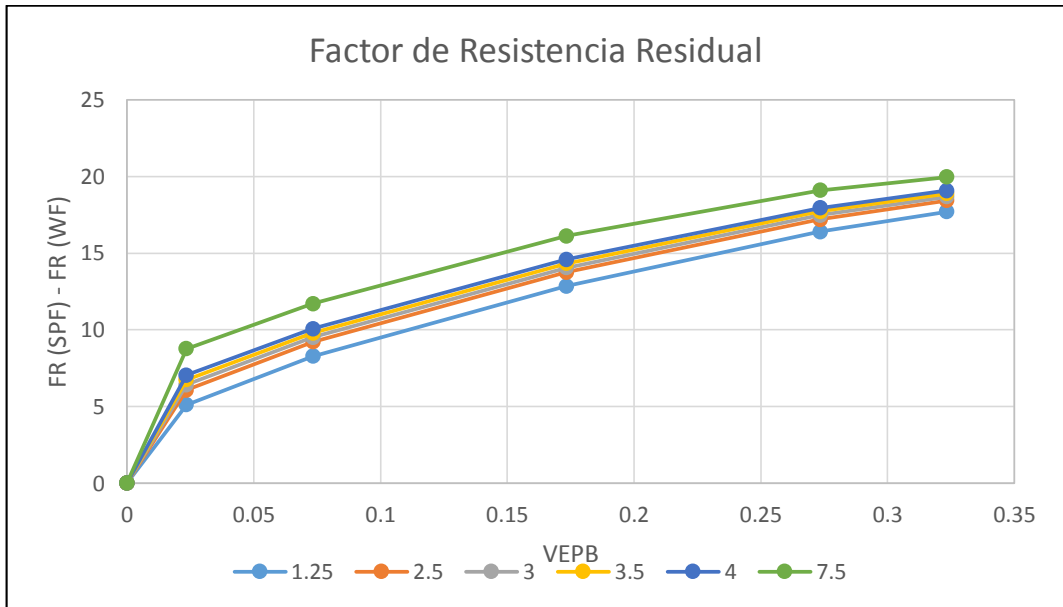
En la gráfica 63, se observa que no hay un cambio significativo con el aumento del volumen poroso de surfactante inyectado, pero según los resultados, se sabe que a mayor tamaño de bache de surfactante, mayor es el factor de recobro de petróleo.

Gráfica 63. Incremental de FR. Sensibilidad de VP de surfactante



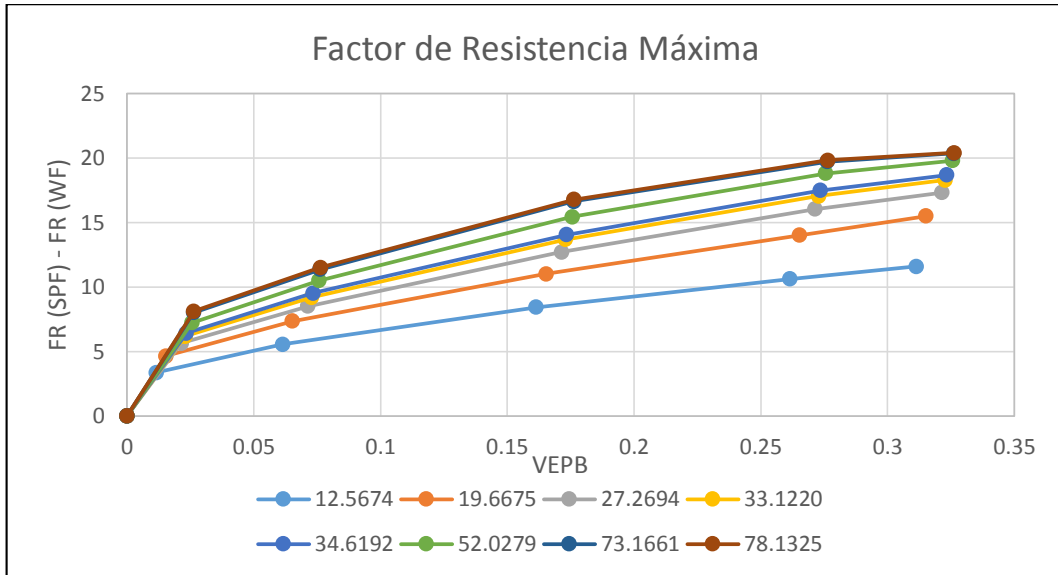
4.3.3.3 Factor de resistencia residual. En la gráfica 64, se muestra el efecto directamente proporcional del factor de resistencia residual, con respecto al incremental de factor de recobro de petróleo, este comportamiento es el mismo del observado en las sensibilidades de los dos procesos anteriores (PF y SF).

Gráfica 64. Incremental de FR. Sensibilidad de FRr



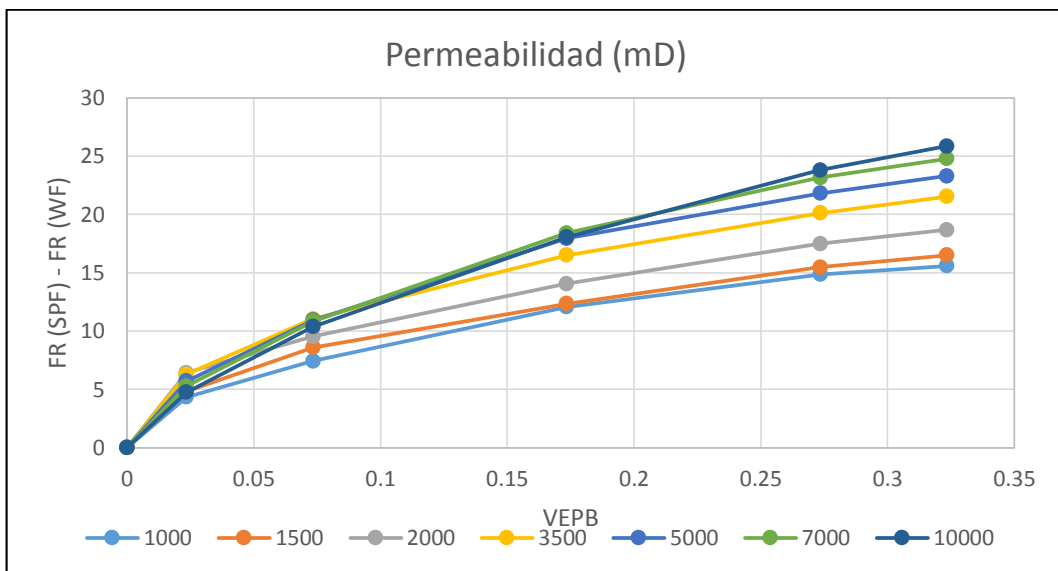
4.3.3.4 Concentración de polímero. El aumento de la concentración de polímero, incrementa el factor de recobro de petróleo hasta cierto punto, como puede ser observado en la gráfica 65.

Gráfica 65. Incremental de FR. Sensibilidad de FR_{máx}



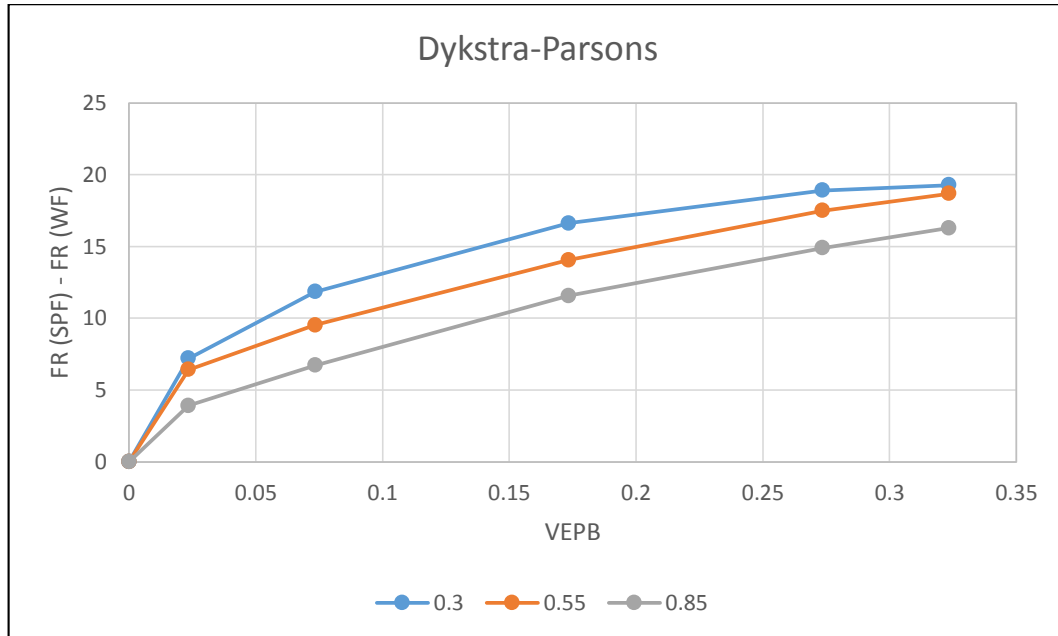
4.3.3.5 Permeabilidad promedio del yacimiento. El comportamiento de la permeabilidad promedio es directamente proporcional al incremental de factor de recobro, este comportamiento es mostrado en la gráfica 66.

Gráfica 66. Incremental de FR. Sensibilidad de permeabilidad



4.3.3.6 Coeficiente de Dykstra-Parsons. En la gráfica 67, se observa como a medida que aumenta el coeficiente de Dykstra-Parsons, aumenta el incremental de factor de recobro de petróleo, es decir, presenta el mismo comportamiento observado en el análisis de sensibilidades de la inyección de polímero, e inyección de surfactante para un arreglo normal de cinco puntos.

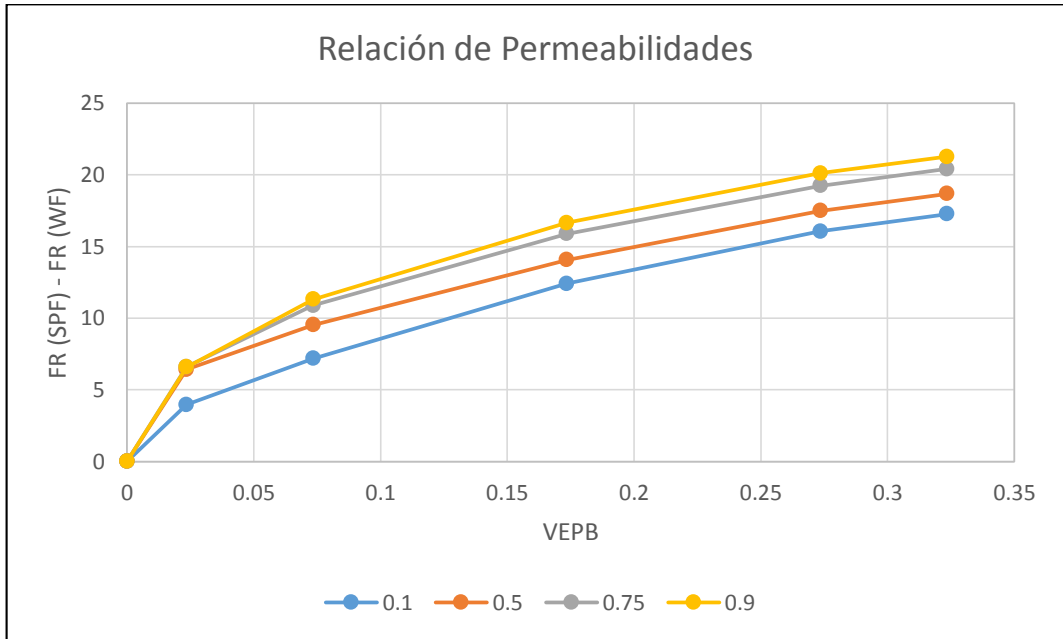
Gráfica 67. Incremental de FR. Sensibilidad de VDP



4.3.3.7 Relación entre la permeabilidad vertical y la horizontal. El comportamiento de la relación entre las permeabilidades del yacimiento en la inyección surfactante-polímero, sigue la misma tendencia observada en los resultados de las sensibilidades anteriores (inyección de polímero e inyección de surfactante), como se observa en la gráfica 68.

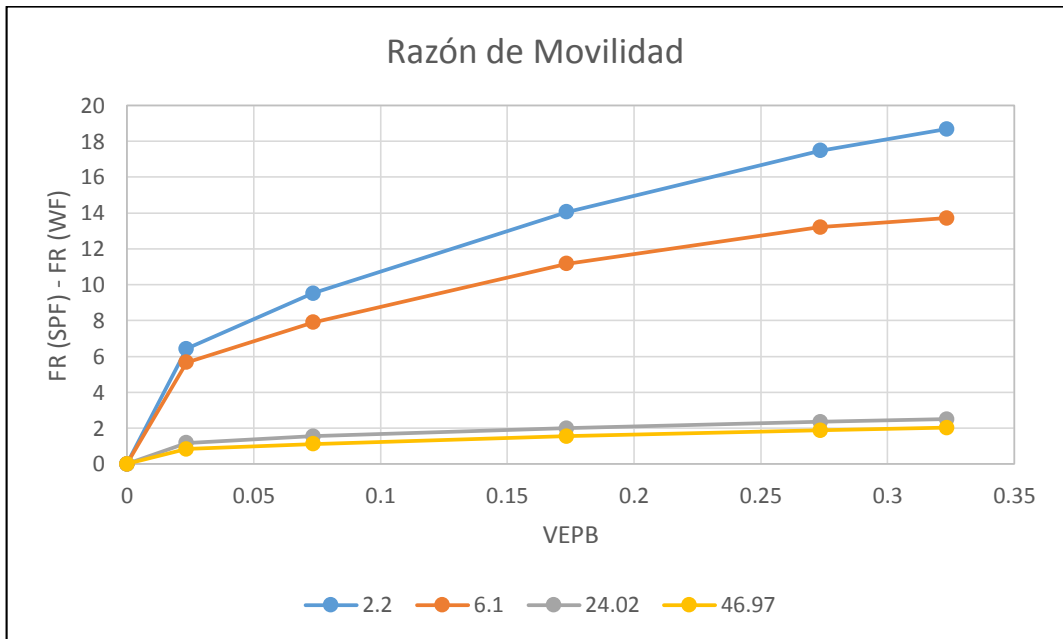
Los fluidos fluyen a través de los poros interconectados de la roca gracias a la permeabilidad que poseen; una buena permeabilidad vertical, permite que los fluidos contenidos en capas superiores a las capas cañoneadas, bajen por efecto de la fuerza de gravedad, y con ayuda de la permeabilidad horizontal fluyan desde los pozos inyectores hacia los pozos productores, es por esta razón, que se observa el comportamiento directamente proporcional en los resultados del incremental de factor de recobro, que se muestran en la siguiente gráfica.

Gráfica 68. Incremental de FR. Sensibilidad de kv/kh



4.3.3.8 Razón de movilidad. El comportamiento de la sensibilidad de razón de movilidad se muestra en la gráfica 69, a medida que aumenta la razón de movilidad, disminuye el incremental de factor de recobro de petróleo.

Gráfica 69. Incremental de FR. Sensibilidad de razón de movilidad



5. DESARROLLO DE UN NUEVO MODELO PREDICTIVO PARA LA INYECCIÓN DE QUÍMICOS SURFACTANTES-POLÍMEROS

En este capítulo se describe el método predictivo propuesto, con las respectivas correlaciones, generadas del ajuste de los resultados de sensibilidades, mostradas en el capítulo anterior. Además, se realiza una explicación de la aplicación generada, la cual incluye la predicción para procesos de inyección de agua, polímero, surfactante y surfactante-polímero, utilizando el modelo desarrollado y los modelos desarrollados para el Departamento de Energía de Estados Unidos.

Es importante aclarar que para el desarrollo del modelo predictivo se toma como base el modelo predictivo PFPM descrito anteriormente, y se realiza una modificación del factor de corrección por efecto de tapón de polímero finito generando correlaciones numéricas con los resultados obtenidos en el capítulo 4; adicionalmente, se obtienen modelos de fracción areal para 16 y 24 tubos de corriente.

5.1 TUBOS DE CORRIENTE

Teniendo en cuenta que los modelos predictivos, pretenden simplificar la metodología utilizada para pronosticar el desarrollo de un yacimiento, al no utilizar simuladores numéricos complejos y además costosos; la aproximación que se consigue cuando se consideran tubos de corriente o canales de flujo es muy útil.

Higgins y Leighton en 1962, dieron a conocer un método, que ayuda a calcular el desempeño del flujo de dos fases en yacimientos complejos en términos geométricos. Ellos consideran, que las partículas de fluido se mueven desde el pozo inyector hasta el pozo productor siguiendo caminos, que llaman líneas de corriente; y que no existe flujo a través de ellas, por lo tanto, se genera una región rodeada por dos líneas de corriente que denominan tubo o canal de corriente, y que permite el movimiento de un volumen específico de fluido.¹⁹⁶

El modelo asume que el proceso de desplazamiento inmiscible, sigue las mismas líneas de corriente, que fueron establecidas para estudiar el flujo estable de un fluido homogéneo en el medio poroso. Además, que cada tubo de corriente se divide en un número específico de bloques de igual volumen (en este caso se trabaja con 20); el desplazamiento se simula, al considerar que el frente de

¹⁹⁶ WILLHITE, G. P. Immiscible displacement in two dimensions. En: Waterflooding. 3rd ed. Society of Petroleum Engineers, 1986. p. 120-128.

invasión avanza una celda por cada paso de tiempo, hasta que ocurre la ruptura en la última celda, es decir, 0.05 volúmenes porosos (por cada celda).

En el modelo PFFM, cada cuadrante de cada capa del yacimiento se divide en uno, cuatro u ocho tubos de corriente, que conectan el pozo inyector con el pozo productor. Se simula el desplazamiento inmisible de fluidos dentro de un tubo de corriente, mediante la teoría de Buckley-Leverett, utilizando la ecuación de avance frontal (desplazamiento lineal). Con el fin de predecir el comportamiento de todo el patrón de flujo, se suman los resultados en un paso de tiempo de todos los tubos de corriente y todas las capas que conforman la porción del yacimiento en estudio.

A partir de ocho tubos de corriente, en el modelo PFFM, se realiza la predicción con uno y cuatro tubos de corriente. Eso se consigue, con una relación de proporción sencilla; por ejemplo, al considerar cuatro tubos de corriente, se suma la fracción areal de dos tubos de corriente, para que representen uno solo (se debe sumar la fracción areal de un bloque en el primer tubo de corriente, con el correspondiente en el segundo tubo de corriente).

Tabla 30. Fracción areal de cada bloque en cada tubo de corriente¹⁹⁷

		Número de tubos de corriente							
		1	2	3	4	5	6	7	8
Número de bloques por tubo de corriente	1	0.0000005	0.0000005	0.00000050	0.00000050	0.00000050	0.00000050	0.00000050	0.00000050
	2	0.0000022	0.0000023	0.00000226	0.00000226	0.00000226	0.00000226	0.00000226	0.00000226
	3	0.0000084	0.0000084	0.00000839	0.00000843	0.00000843	0.00000843	0.00000843	0.00000843
	4	0.0000301	0.0000301	0.00003007	0.00003011	0.00003011	0.00003011	0.00003011	0.00003011
	5	0.0001063	0.0001063	0.00010626	0.00010630	0.00010630	0.00010630	0.00010630	0.00010630
	6	0.0003740	0.0003740	0.00037396	0.00037399	0.00037399	0.00037399	0.00037399	0.00037399
	7	0.0013148	0.0013147	0.00131467	0.00131460	0.00131450	0.00131440	0.00131432	0.00131428
	8	0.0046310	0.0046292	0.00462586	0.00462158	0.00461693	0.00461267	0.00460942	0.00460768
	9	0.0167662	0.0166743	0.01651207	0.01631348	0.01611351	0.01594094	0.01581592	0.01575060
	10	0.1343375	0.0712345	0.05918538	0.05268674	0.04860821	0.04597235	0.04436887	0.04360632
	11	0.2519088	0.1257947	0.10185869	0.08905999	0.08110291	0.07600375	0.07292181	0.07146203
	12	0.2640441	0.1378398	0.11374490	0.10075190	0.09259949	0.08733202	0.08412832	0.08260496
	13	0.2673603	0.1411542	0.11705610	0.10405887	0.09590192	0.09063029	0.08742341	0.08589835
	14	0.2683011	0.1420950	0.11799680	0.10499949	0.09684243	0.09157070	0.08836375	0.08683864
	15	0.2685688	0.1423627	0.11826450	0.10526718	0.09711012	0.09183839	0.08863143	0.08710633
	16	0.2686450	0.1424389	0.11834069	0.10534337	0.09718631	0.09191458	0.08870762	0.08718252
	17	0.2686666	0.1424606	0.11836237	0.10536505	0.09720799	0.09193626	0.08872930	0.08720420
	18	0.2686728	0.1424668	0.11836850	0.10537122	0.09721416	0.09194243	0.08873547	0.08721037
	19	0.2686746	0.1424685	0.11837026	0.10537298	0.09721592	0.09194419	0.08873723	0.08721213
	20	0.2686751	0.1424690	0.11837076	0.10537348	0.09721642	0.09194469	0.08873773	0.08721263

¹⁹⁷ DEPARTMENT OF ENERGY OF THE UNITED STATES OF AMERICA y MINISTRY OF ENERGY AND MINES OF THE REPUBLIC OF VENEZUELA. Polymer Predictive Model, Op. cit., p. 233.

La tabla 30, presenta los valores de la fracción areal de cada bloque en cada tubo de corriente, y la tabla 31, la fracción areal de cada tubo de corriente; en ambos casos para 8 tubos de corriente.

Tabla 31. Fracción areal de cada tubo de corriente¹⁹⁸

<i>Número de tubos de corriente</i>							
1	2	3	4	5	6	7	8
0.2686751	0.1424691	0.1183708	0.1053735	0.0972164	0.0919446	0.0887377	0.08721263

De manera análoga, se generaron valores de fracción areal para cada bloque en 16 y 24 tubos de corriente, se divide la fracción areal de cada tubo de corriente en dos y en tres tubos respectivamente (teniendo en cuenta los valores de la tabla 30 y tabla 31). Los resultados se pueden observar a continuación.

En la tabla 32 y tabla 33, se presentan los valores de la fracción areal de cada bloque en cada tubo de corriente, y en la tabla 34 y tabla 35, la fracción areal de cada tubo de corriente; para 16 tubos de corriente.

Tabla 32. Fracción areal de cada bloque en cada tubo de corriente para 16 tubos de corriente, parte 1

		<i>Número de tubos de corriente</i>							
		1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Número de bloques por tubo de corriente</i>	1	0.0000003	0.0000003	0.0000003	0.0000003	0.0000003	0.0000003	0.0000003	0.0000003
	2	0.0000011	0.0000011	0.0000011	0.0000011	0.0000011	0.0000011	0.0000011	0.0000011
	3	0.0000042	0.0000042	0.0000042	0.0000042	0.0000042	0.0000042	0.0000042	0.0000042
	4	0.0000151	0.0000151	0.0000151	0.0000151	0.0000150	0.0000150	0.0000151	0.0000151
	5	0.0000531	0.0000532	0.0000531	0.0000532	0.0000531	0.0000533	0.0000532	0.0000531
	6	0.0001870	0.0001870	0.0001870	0.0001870	0.0001870	0.0001870	0.0001870	0.0001870
	7	0.0006574	0.0006574	0.0006574	0.0006574	0.0006573	0.0006573	0.0006573	0.0006573
	8	0.0023155	0.0023155	0.0023146	0.0023146	0.0023129	0.0023129	0.0023108	0.0023108
	9	0.0083831	0.0083831	0.0083372	0.0083372	0.0082560	0.0082560	0.0081567	0.0081567
	10	0.0671688	0.0671688	0.0356173	0.0356173	0.0295927	0.0295927	0.0263434	0.0263434
	11	0.1259544	0.1259544	0.0628974	0.0628974	0.0509293	0.0509293	0.0445300	0.0445300
	12	0.1320221	0.1320220	0.0689199	0.0689199	0.0568724	0.0568725	0.0503760	0.0503759
	13	0.1336801	0.1336801	0.0705771	0.0705771	0.0585280	0.0585280	0.0520294	0.0520294
	14	0.1341506	0.1341506	0.0710475	0.0710475	0.0589984	0.0589984	0.0524997	0.0524997
	15	0.1342844	0.1342844	0.0711814	0.0711814	0.0591323	0.0591323	0.0526336	0.0526336
	16	0.1343225	0.1343225	0.0712195	0.0712195	0.0591703	0.0591703	0.0526717	0.0526717
	17	0.1343333	0.1343333	0.0712303	0.0712303	0.0591812	0.0591812	0.0526825	0.0526825
	18	0.1343364	0.1343364	0.0712334	0.0712334	0.0591842	0.0591843	0.0526856	0.0526856
	19	0.1343373	0.1343373	0.0712343	0.0712343	0.0591851	0.0591851	0.0526865	0.0526865
	20	0.1343376	0.1343376	0.0712345	0.0712345	0.0591854	0.0591854	0.0526867	0.0526867

¹⁹⁸ *Ibid.*, p. 233.

Tabla 33. Fracción areal de cada bloque en cada tubo de corriente para 16 tubos de corriente, parte 2

		Número de tubos de corriente							
		9	10	11	12	13	14	15	16
Número de bloques por tubo de corriente	1	0.0000003	0.0000003	0.0000003	0.0000003	0.0000003	0.0000003	0.0000003	0.0000003
	2	0.0000011	0.0000011	0.0000011	0.0000011	0.0000011	0.0000011	0.0000011	0.0000011
	3	0.0000042	0.0000042	0.0000042	0.0000042	0.0000042	0.0000042	0.0000042	0.0000042
	4	0.0000151	0.0000151	0.0000151	0.0000151	0.0000151	0.0000151	0.0000150	0.0000150
	5	0.0000532	0.0000532	0.0000532	0.0000532	0.0000532	0.0000532	0.0000532	0.0000532
	6	0.0001870	0.0001870	0.0001870	0.0001870	0.0001870	0.0001870	0.0001870	0.0001870
	7	0.0006573	0.0006573	0.0006572	0.0006572	0.0006572	0.0006572	0.0006571	0.0006571
	8	0.0023085	0.0023085	0.0023063	0.0023063	0.0023047	0.0023047	0.0023038	0.0023038
	9	0.0080568	0.0080568	0.0079705	0.0079705	0.0079080	0.0079080	0.0078753	0.0078753
	10	0.0243041	0.0243041	0.0229862	0.0229862	0.0221844	0.0221844	0.0218032	0.0218032
	11	0.0405515	0.0405515	0.0380019	0.0380019	0.0364609	0.0364609	0.0357310	0.0357310
	12	0.0462997	0.0462997	0.0436660	0.0436660	0.0420642	0.0420642	0.0413025	0.0413025
	13	0.0479509	0.0479510	0.0453151	0.0453151	0.0437117	0.0437117	0.0429492	0.0429492
	14	0.0484212	0.0484212	0.0457854	0.0457855	0.0441819	0.0441819	0.0434193	0.0434193
	15	0.0485551	0.0485551	0.0459192	0.0459192	0.0443157	0.0443157	0.0435532	0.0435532
	16	0.0485932	0.0485932	0.0459573	0.0459573	0.0443538	0.0443538	0.0435913	0.0435913
	17	0.0486040	0.0486040	0.0459681	0.0459681	0.0443647	0.0443647	0.0436021	0.0436021
	18	0.0486071	0.0486071	0.0459712	0.0459712	0.0443677	0.0443677	0.0436052	0.0436052
	19	0.0486080	0.0486080	0.0459721	0.0459721	0.0443686	0.0443686	0.0436061	0.0436061
	20	0.0486082	0.0486082	0.0459723	0.0459723	0.0443689	0.0443689	0.0436063	0.0436063

Tabla 34. Fracción areal de cada tubo de corriente para 16 tubos de corriente, parte 1

Número de tubos de corriente							
1	2	3	4	5	6	7	8
0.1343376	0.1343376	0.0712345	0.0712345	0.0591854	0.0591854	0.0526867	0.0526867

Tabla 35. Fracción areal de cada tubo de corriente para 16 tubos de corriente, parte 2

Número de tubos de corriente							
9	10	11	12	13	14	15	16
0.0486082	0.0486082	0.0459723	0.0459723	0.0443689	0.0443689	0.0436063	0.0436063

En la tabla 36, tabla 37 y tabla 38, se presentan los valores de la fracción areal de cada bloque, en cada tubo de corriente, y en la tabla 39, tabla 40 y tabla 41, la fracción areal de cada tubo de corriente; para 24 tubos de corriente, que como se menciona anteriormente, se obtiene a partir del modelo de ocho tubos de corrientes del Departamento de Energía de Estados Unidos PFPM (tabla 30 y tabla 31).

Tabla 36. Fracción areal de cada bloque en cada tubo de corriente para 24 tubos de corriente, parte 1

		Número de tubos de corriente							
		1	2	3	4	5	6	7	8
Número de bloques por tubo de corriente	1	1.6667E ⁻⁰⁷	1.6667E ⁻⁰⁷	1.6667E ⁻⁰⁷	1.6667E ⁻⁰⁷	1.6667E ⁻⁰⁷	1.6667E ⁻⁰⁷	1.6667E ⁻⁰⁷	1.6667E ⁻⁰⁷
	2	7.5333E ⁻⁰⁷	7.5333E ⁻⁰⁷	7.5333E ⁻⁰⁷	7.5333E ⁻⁰⁷	7.5333E ⁻⁰⁷	7.5333E ⁻⁰⁷	7.5333E ⁻⁰⁷	7.5333E ⁻⁰⁷
	3	0.0000028	0.0000028	0.0000028	0.0000028	0.0000028	0.0000028	2.7967E ⁻⁰⁶	2.7967E ⁻⁰⁶
	4	1.0037E ⁻⁰⁵	1.0037E ⁻⁰⁵	1.0037E ⁻⁰⁵	1.0037E ⁻⁰⁵	1.0037E ⁻⁰⁵	1.0037E ⁻⁰⁵	1.0023E ⁻⁰⁵	1.0023E ⁻⁰⁵
	5	3.5433E ⁻⁰⁵	3.5433E ⁻⁰⁵	3.5433E ⁻⁰⁵	3.5433E ⁻⁰⁵	3.5433E ⁻⁰⁵	3.5433E ⁻⁰⁵	0.0000354	0.0000354
	6	0.0001247	0.0001247	0.0001247	0.0001247	0.0001247	0.0001247	0.0001247	0.0001247
	7	0.0004383	0.0004383	0.0004383	0.0004383	0.0004383	0.0004383	0.0004382	0.0004382
	8	0.0015437	0.0015437	0.0015437	0.0015431	0.0015432	0.0015431	0.0015420	0.0015412
	9	0.0055888	0.0055888	0.0055888	0.0055581	0.0055581	0.0055581	0.0055040	0.0055040
	10	0.0447792	0.0447792	0.0447792	0.0237448	0.0237448	0.0237448	0.0197285	0.0197285
	11	0.0839697	0.0839696	0.0839697	0.0419316	0.0419315	0.0419316	0.0339529	0.0339529
	12	0.0880147	0.0880147	0.0880147	0.0459466	0.0459466	0.0459466	0.0379150	0.0379150
	13	0.0891201	0.0891201	0.0891201	0.0470514	0.0470514	0.0470514	0.0390187	0.0390187
	14	0.0894337	0.0894337	0.0894337	0.0473650	0.0473650	0.0473650	0.0393323	0.0393323
	15	0.0895229	0.0895229	0.0895229	0.0474543	0.0474543	0.0474543	0.0394215	0.0394215
	16	0.0895483	0.0895483	0.0895483	0.0474797	0.0474797	0.0474797	0.0394469	0.0394469
	17	0.0895556	0.0895556	0.0895556	0.0474869	0.0474869	0.0474869	0.0394541	0.0394541
	18	0.0895576	0.0895576	0.0895576	0.0474889	0.0474889	0.0474889	0.0394562	0.0394562
	19	0.0895582	0.8955821	0.0895582	0.0474895	0.0474895	0.0474895	0.0394568	0.0394568
	20	0.0895584	0.0895584	0.0895584	0.0474897	0.0474897	0.0474897	0.0394569	0.0394569

Tabla 37. Fracción areal de cada bloque en cada tubo de corriente para 24 tubos de corriente, parte 2

		Número de tubos de corriente							
		9	10	11	12	13	14	15	16
Número de bloques por tubo de corriente	1	1.6667E ⁻⁰⁷	1.6667E ⁻⁰⁷	1.6667E ⁻⁰⁷	1.6667E ⁻⁰⁷	1.6667E ⁻⁰⁷	1.6667E ⁻⁰⁷	1.6667E ⁻⁰⁷	1.6667E ⁻⁰⁷
	2	7.5333E ⁻⁰⁷	7.5333E ⁻⁰⁷	7.5333E ⁻⁰⁷	7.5333E ⁻⁰⁷	7.5333E ⁻⁰⁷	7.5333E ⁻⁰⁷	7.5333E ⁻⁰⁷	7.5333E ⁻⁰⁷
	3	2.7967E ⁻⁰⁶	0.0000028	0.0000028	0.0000028	0.0000028	0.0000028	0.0000028	0.0000028
	4	1.0023E ⁻⁰⁵	1.0037E ⁻⁰⁵	1.0037E ⁻⁰⁵	1.0037E ⁻⁰⁵	1.0037E ⁻⁰⁵	1.0037E ⁻⁰⁵	1.0037E ⁻⁰⁵	1.0037E ⁻⁰⁵
	5	0.0000354	3.5433E ⁻⁰⁵	3.5433E ⁻⁰⁵	3.5433E ⁻⁰⁵	3.5433E ⁻⁰⁵	3.5433E ⁻⁰⁵	3.5433E ⁻⁰⁵	3.5433E ⁻⁰⁵
	6	0.0001247	0.0001247	0.0001247	0.0001247	0.0001247	0.0001247	0.0001247	0.0001247
	7	0.0004382	0.0004382	0.0004382	0.0004382	0.0004382	0.0004382	0.0004382	0.0004381
	8	0.0015419	0.0015405	0.0015405	0.0015405	0.0015390	0.0015390	0.0015390	0.0015376
	9	0.0055040	0.0054378	0.0054378	0.0054378	0.0053712	0.0053712	0.0053712	0.0053136
	10	0.0197284	0.0175622	0.0175622	0.0175622	0.0162027	0.0162027	0.0162028	0.0153241
	11	0.0339529	0.0296867	0.0296867	0.0296867	0.0270343	0.0270343	0.0270343	0.0253346
	12	0.0379150	0.0335840	0.0335840	0.0335840	0.0308665	0.0308665	0.0308665	0.0291107
	13	0.0390187	0.0346863	0.0346863	0.0346863	0.0319673	0.0319673	0.0319673	0.0302101
	14	0.0393323	0.0349999	0.0349998	0.0349998	0.0322808	0.0322808	0.0322808	0.0305236
	15	0.0394215	0.0350891	0.0350891	0.0350891	0.0323700	0.0323700	0.0323700	0.0306128
	16	0.0394469	0.0351144	0.0351144	0.0351145	0.0323954	0.0323954	0.0323954	0.0306382
	17	0.0394541	0.0351217	0.0351217	0.0351217	0.0324027	0.0324027	0.0324027	0.0306454
	18	0.0394562	0.0351237	0.0351237	0.0351237	0.0324047	0.0324047	0.0324047	0.0306475
	19	0.0394568	0.0351243	0.0351243	0.0351243	0.0324053	0.0324053	0.0324053	0.0306481
	20	0.0394569	0.0351245	0.0351245	0.0351245	0.0324055	0.0324055	0.0324054	0.0306482

Tabla 38. Fracción areal de cada bloque en cada tubo de corriente para 24 tubos de corriente, parte 3

		Número de tubos de corriente							
		17	18	19	20	21	22	23	24
Número de bloques por tubo de corriente	1	1.6667E ⁻⁰⁷	1.6667E ⁻⁰⁷	1.6667E ⁻⁰⁷	1.6667E ⁻⁰⁷	1.6667E ⁻⁰⁷	1.6667E ⁻⁰⁷	1.6667E ⁻⁰⁷	1.6667E ⁻⁰⁷
	2	7.5333E ⁻⁰⁷	7.5333E ⁻⁰⁷	7.5333E ⁻⁰⁷	7.5333E ⁻⁰⁷	7.5333E ⁻⁰⁷	7.5333E ⁻⁰⁷	7.5333E ⁻⁰⁷	7.5333E ⁻⁰⁷
	3	0.0000028	0.0000028	0.0000028	0.0000028	0.0000028	0.0000028	0.0000028	0.0000028
	4	1.0037E ⁻⁰⁵	1.0037E ⁻⁰⁵	1.0037E ⁻⁰⁵	1.0037E ⁻⁰⁵	1.0037E ⁻⁰⁵	1.0037E ⁻⁰⁵	1.0037E ⁻⁰⁵	1.0037E ⁻⁰⁵
	5	3.5433E ⁻⁰⁵	3.5433E ⁻⁰⁵	3.5433E ⁻⁰⁵	3.5433E ⁻⁰⁵	3.5433E ⁻⁰⁵	3.5433E ⁻⁰⁵	3.5433E ⁻⁰⁵	3.5433E ⁻⁰⁵
	6	0.0001247	0.0001247	0.0001247	0.0001247	0.0001247	0.0001247	0.0001247	0.0001247
	7	0.0004381	0.0004381	0.0004381	0.0004381	0.0004381	0.0004381	0.0004381	0.0004381
	8	0.0015376	0.0015376	0.0015365	0.0015365	0.0015365	0.0015358	0.0015359	0.0015359
	9	0.0053136	0.0053136	0.0052712	0.0052720	0.0052720	0.0052502	0.0052502	0.0052502
	10	0.0153241	0.0153241	0.0147896	0.0147896	0.0147896	0.0145354	0.0145354	0.0145354
	11	0.0253346	0.0253346	0.0243073	0.0243073	0.0243073	0.0238207	0.0238207	0.0238207
	12	0.0291107	0.0291107	0.0280428	0.0280428	0.0280428	0.0275350	0.0275350	0.0275350
	13	0.0302101	0.0302101	0.0291411	0.0291411	0.0291411	0.0286328	0.0286328	0.0286328
	14	0.0305236	0.0305236	0.0294546	0.0294546	0.0294546	0.0289462	0.0289462	0.0289462
	15	0.0306128	0.0306128	0.0295438	0.0295438	0.0295438	0.0290354	0.0290354	0.2903544
	16	0.0306382	0.0306382	0.0295692	0.0295692	0.0295692	0.0290608	0.0290608	0.0290608
	17	0.0306454	0.0306454	0.0295764	0.0295764	0.0295764	0.0290681	0.0290681	0.0290681
	18	0.0306475	0.0306475	0.0295785	0.0295785	0.0295785	0.0290701	0.0290701	0.0290701
	19	0.0306481	0.0306481	0.0295791	0.0295791	0.0295791	0.0290707	0.0290707	0.0290707
	20	0.0306482	0.0306482	0.0295792	0.0295792	0.0295792	0.0290709	0.0290709	0.0290709

Tabla 39. Fracción areal de cada tubo de corriente para 24 tubos de corriente, parte 1

Número de tubos de corriente							
1	2	3	4	5	6	7	8
0.0895584	0.0895584	0.0895584	0.0474897	0.0474897	0.0474897	0.0394569	0.0394569

Tabla 40. Fracción areal de cada tubo de corriente para 24 tubos de corriente, parte 2

Número de tubos de corriente							
9	10	11	12	13	14	15	16
0.0394569	0.0351245	0.0351245	0.0351245	0.0324054	0.0324055	0.0324055	0.0306482

Tabla 41. Fracción areal de cada tubo de corriente para 24 tubos de corriente, parte 3

Número de tubos de corriente							
17	18	19	20	21	22	23	24
0.0306482	0.0306482	0.0295792	0.0295792	0.0295792	0.0290709	0.0290709	0.2907088

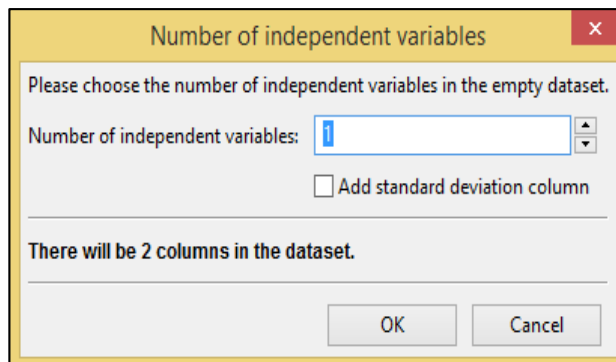
5.2 METODOLOGÍA DEL NUEVO MODELO PREDICTIVO

Para realizar la predicción del comportamiento de un yacimiento bajo los esquemas de inyección química evaluados, se sigue la metodología del modelo PFPM descrita en la sección 2.3.2; considerando en el paso d, la modificación del factor de corrección por el tamaño del tapón del químico como se explica en esta sección.

Esto se logra a partir de los análisis de sensibilidades que se desarrollaron, con el fin de incluir los parámetros correlacionables (variables independientes), para cada caso de inyección. Se realiza un ajuste de curvas de los datos generados por el simulador CMG y mostrados en la sección de resultados de análisis de sensibilidades, en el programa CurveExpert Professional 2.3, para el modelo predictivo de inyección de polímero (arreglo normal e inverso de cinco puntos), inyección de surfactante e inyección de químicos surfactantes-polímeros convencional; en el caso del incremental de factor de recobro con respecto al caso de inyección de agua y el factor de corrección por tapón finito.

5.2.1 Ajuste de curvas. Los resultados del análisis de sensibilidades, se ajustan para crear una ecuación, con los parámetros sensibilizados como variables independientes; y el incremental de factor de recobro, o factor de corrección (CPB O CSB), como variable dependiente o respuesta. Para realizar el ajuste de curvas, se utiliza el programa CurveExpert Professional 2.3, a continuación se presenta las ventanas que describen cómo se realiza el ajuste de curvas en el programa.

Figura 50. Ventana selección de número de variables independientes



Fuente: CurveExpert Professional.
[Programa]. Versión 2.3. Licencia académica

1. Crear un nuevo archivo, para esto el programa pide especificar el número de variables independientes del ajuste (ver figura 50).
2. CurveExpert, posee ecuaciones para ajustes de curvas con hasta dos variables independientes, por esto para realizar ajustes de curvas con más de dos variables independientes, se debe ingresar la ecuación que se quiere ajustar. En este caso, se evalúa la ecuación cúbica (ver ecuación 165) para el número de variables independientes según sea caso, y la ecuación potencial (ver ecuación 164). Para esto, *Tools, Created Custom Models*, y se ingresa la ecuación.

Ecuación 164. Ecuación potencial

$$y = ax_1^b x_2^c \dots$$

Ecuación 165. Ecuación cúbica

$$y = a + (b_1x_1 + b_2x_1^2 + b_3x_1^3) + (c_1x_2 + c_2x_2^2 + c_3x_2^3) \dots$$

3. Una vez se haya ingresado la ecuación, en la barra superior, se selecciona *Calculate a nonlinear regression*, y se escoge la ecuación que se quiera ajustar a los datos ingresados.
4. El programa genera los coeficientes, con los que la ecuación seleccionada replica el comportamiento de los datos ingresados, con su respectivo coeficiente de determinación.

5.2.2 Modelo de inyección de polímero. Para el ajuste de curvas se selecciona la ecuación potencial, debido a que la ecuación cúbica no presentaba un comportamiento incremental para todos los volúmenes porosos de inyección, es decir el comportamiento presentaba máximos y mínimos en la gráfica, y no era un ajuste representativo para valores de variables entre los rangos evaluados.

El modelo predictivo para la inyección de polímero, se desarrolla tanto para el arreglo normal como el inverso de cinco puntos, los ajustes realizados se muestran a continuación con sus respectivos resultados.

5.2.2.1 Arreglo inverso de cinco puntos. El ajuste de curvas, se realiza para el incremental de factor de recobro y el factor de corrección CPB. En la ecuación 166, se muestra la ecuación potencial usada para el ajuste y en la tabla 42, se presenta los coeficientes (a-h) para los ajustes de incremental de factor de recobro y CPB.

Ecuación 166. Ecuación potencial. Modelo predictivo PF

$$y = a * (VP_p)^b * (FR_{m\acute{a}x})^c * (V_{DP})^d * (FR_r)^e * (k)^f * \left(\frac{k_v}{k_h}\right)^g * (M)^h$$

Dónde:

y = Incremental de factor de recobro o CPB.

VP_p = Volumen poroso de polímero inyectado, para el ajuste de CPB es VPEB.

$FR_{m\acute{a}x}$ = Factor de resistencia máxima.

V_{DP} = Coeficiente de Dykstra-Parsons.

FR_r = Factor de resistencia residual.

k = Permeabilidad promedio del yacimiento, [mD].

k_v = Permeabilidad vertical, [mD].

k_h = Permeabilidad horizontal, [mD].

M = Promedio de razón de movilidad.

Tabla 42. Coeficientes de ajuste del modelo predictivo PF. Arreglo inverso

Coeficientes	Ajuste FR (PF) – FR (WF)	Ajuste CPB
a	3.47440989435441	1.92448018541566
b	5.44214864063064E ⁻⁰¹	3.38362484170119E ⁻⁰¹
c	2.85340345791003E ⁻⁰¹	-8.62559844673617E ⁻⁰²
d	5.07695556056611E ⁻⁰¹	-2.46496920051171E ⁻⁰¹
e	1.31376548270756E ⁻⁰¹	6.46027669087352E ⁻⁰²
f	7.73985581426608E ⁻⁰²	-2.46734481809494E ⁻⁰²
g	7.40961502654207E ⁻⁰²	9.00044015704038E ⁻⁰³
h	4.73387800492944E ⁻⁰²	-6.26358631832251E ⁻⁰²
r^2	0.9635	0.8644

Los rangos de aplicabilidad del ajuste para el arreglo inverso de acuerdo al análisis de sensibilidades del capítulo anterior, son mostrados a continuación:

$$0 < VP_p < 0.35$$

$$6.8537 < FR_{m\acute{a}x} < 78.1325$$

$$0.3 < V_{DP} < 0.85$$

$$1.25 < FR_r < 7.5$$

$$20 \text{ mD} < k < 10000 \text{ mD}$$

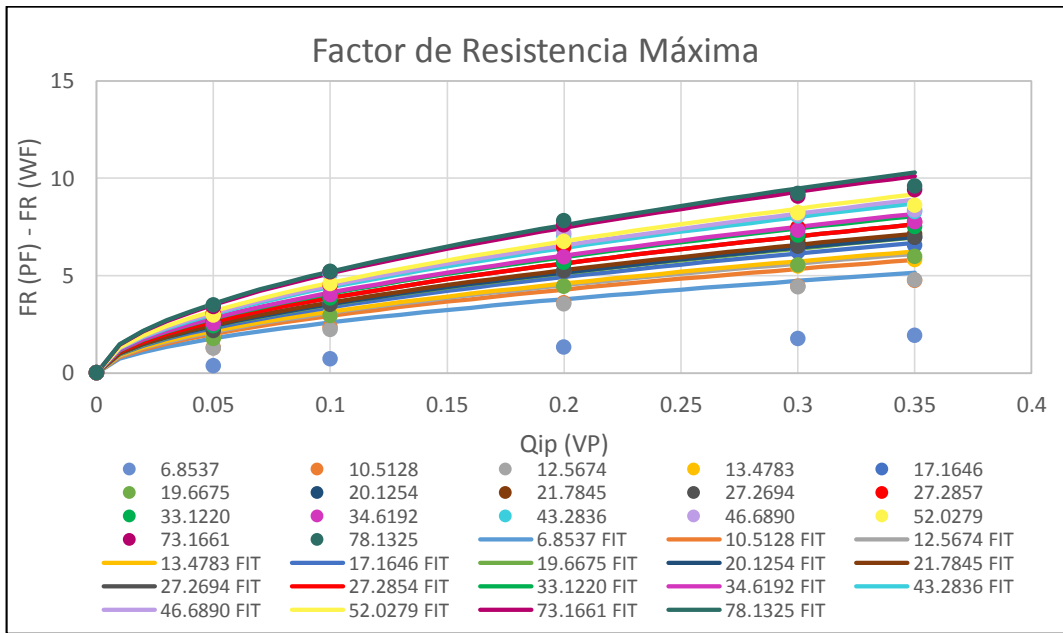
$$0.1 < k_v/k_h < 0.9$$

$$2.2 < M < 46.97$$

En esta sección, se presenta los resultados de los ajustes, para incremental de factor de recobro y CPB, en las gráficas se muestra la comparación de los datos obtenidos por simulación (●) y los obtenidos de los ajustes a las mismas condiciones (—).

En la gráfica 70 y la gráfica 71, se observa los datos del ajuste de incremental de FR y CPB respectivamente, para la sensibilidad de factor de resistencia máxima, este parámetro es excluyente del tipo de polímero usado. Las líneas en la nomenclatura representan los datos generados por el ajuste de curvas.

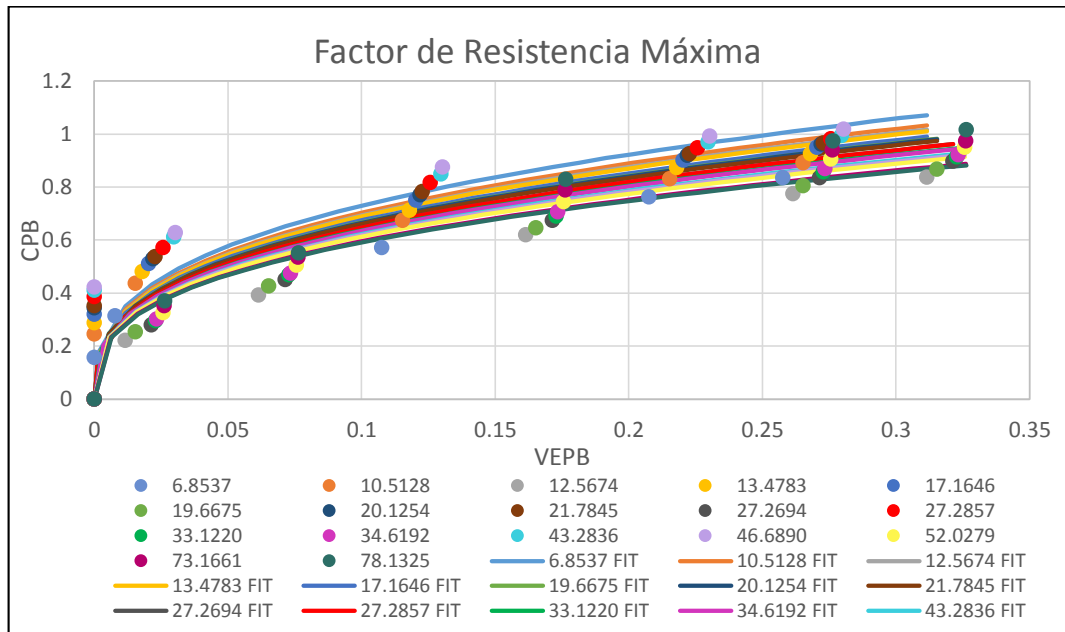
Gráfica 70. Ajuste de curvas. Sensibilidad FR_{máx}. Incremental FR



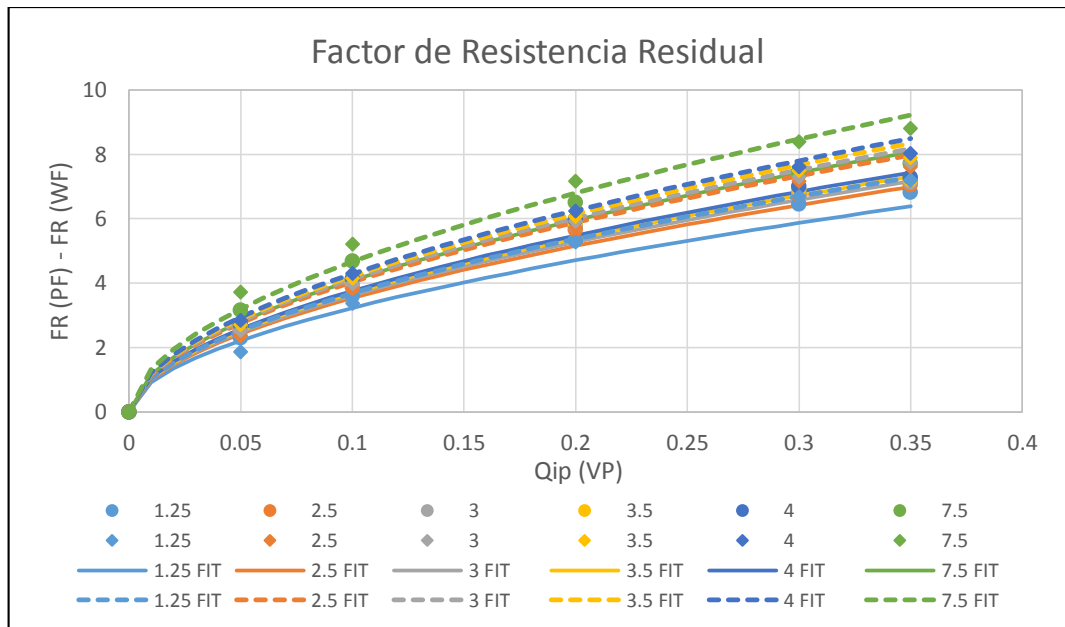
En la gráfica 72 y la gráfica 73, se presenta la comparación del ajuste de la sensibilidad de factor de resistencia residual, como se realizaron las sensibilidades para dos polímeros, el factor de resistencia máxima base para cada uno es diferente; los puntos (●) representan los datos del polímero AN125VHM, es decir

un factor de resistencia máxima de 21.7845, los rombos (◊) son los datos del polímero HPAM, con un factor de resistencia máxima de 34.6192; la línea continua (—), son los valores del ajuste del polímero AN125VHM, y la línea discontinua (- -), representa el ajuste para el polímero HPAM.

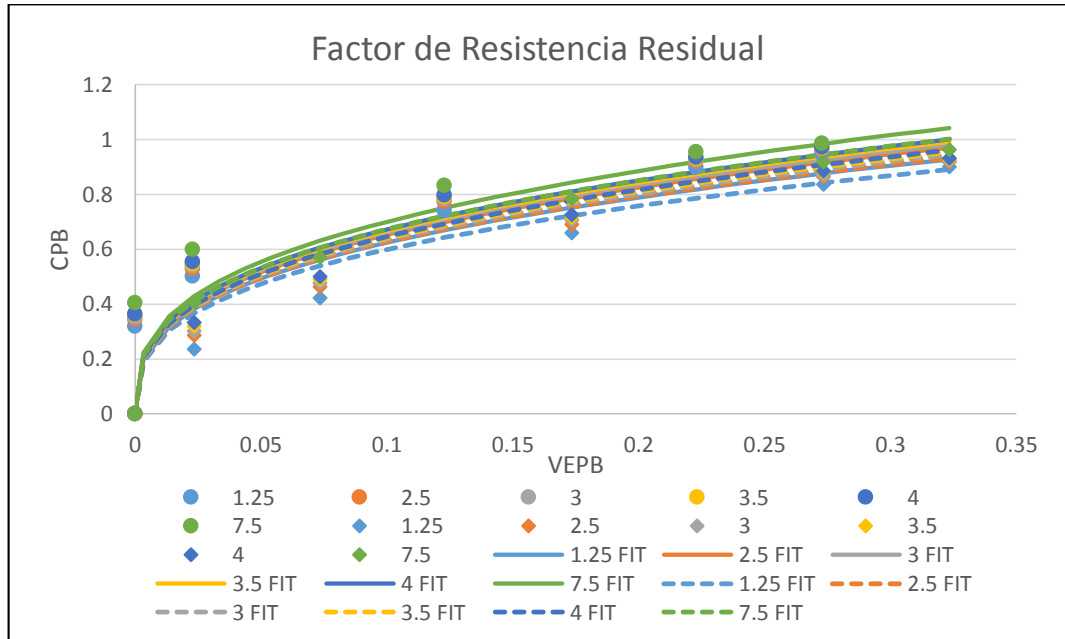
Gráfica 71. Ajuste de curvas. Sensibilidad FR_{máx.} CPB



Gráfica 72. Ajuste de curvas. Sensibilidad de FRr. Incremental FR

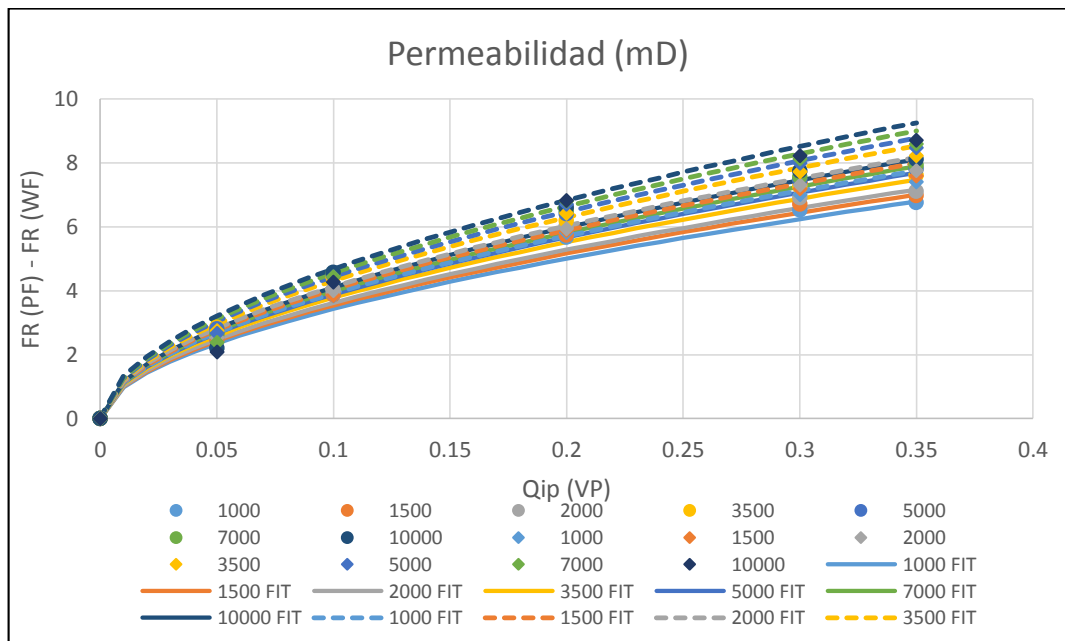


Gráfica 73. Ajuste de curvas. Sensibilidad de FRr. CPB

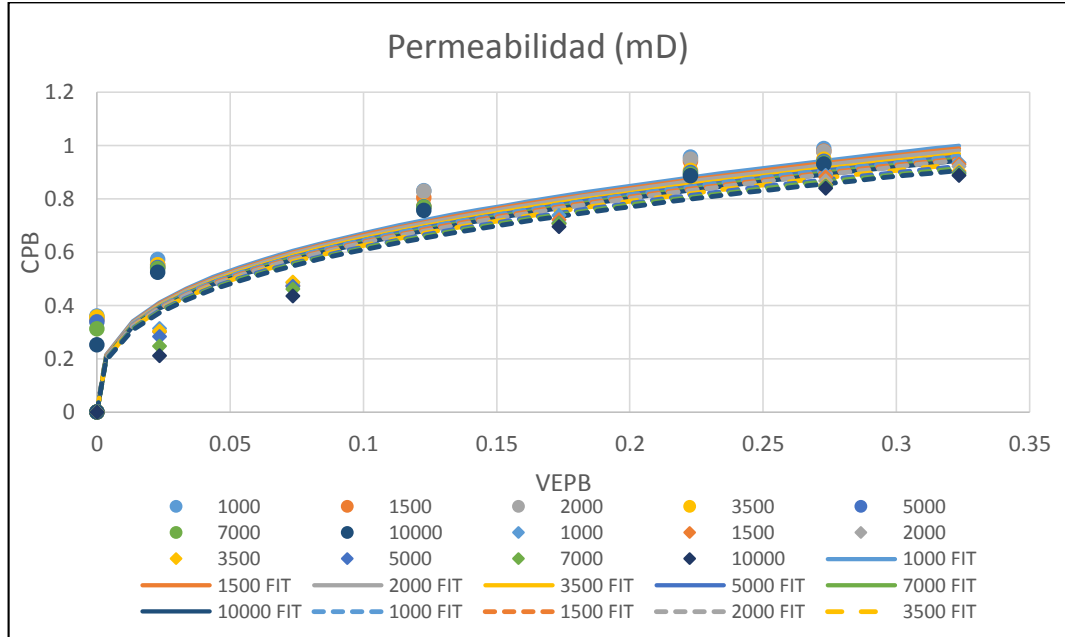


El ajuste de curvas de la sensibilidad del parámetro permeabilidad promedio del yacimiento, se presenta en la gráfica 74 y la gráfica 75, el cual muestra un buen ajuste de las curvas.

Gráfica 74. Ajuste de curvas. Sensibilidad de permeabilidad. Incremental FR

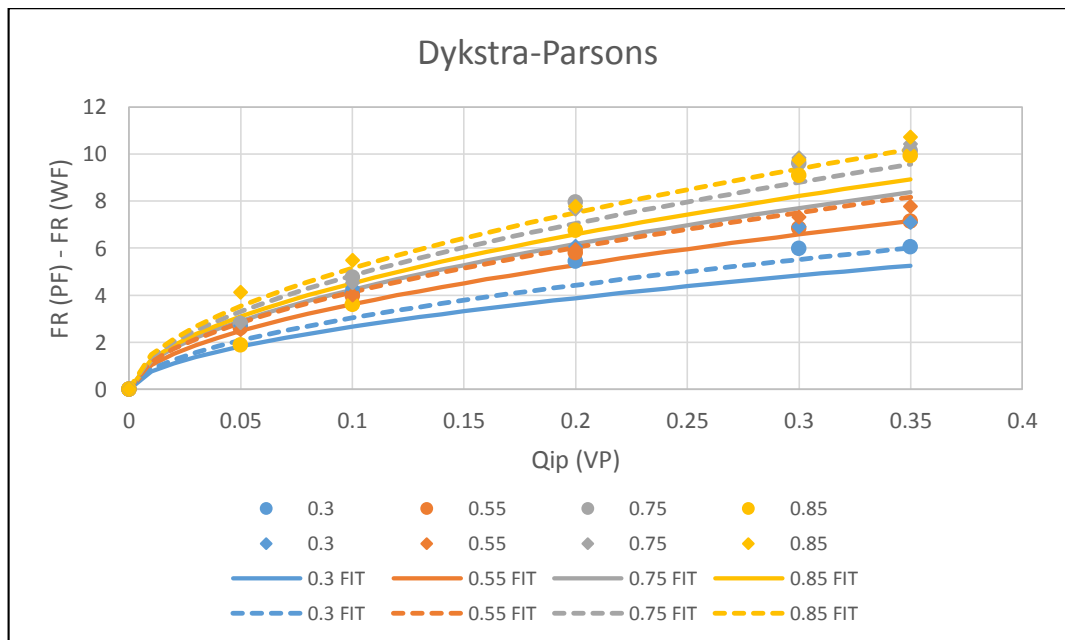


Gráfica 75. Ajuste de curvas. Sensibilidad de permeabilidad. CPB

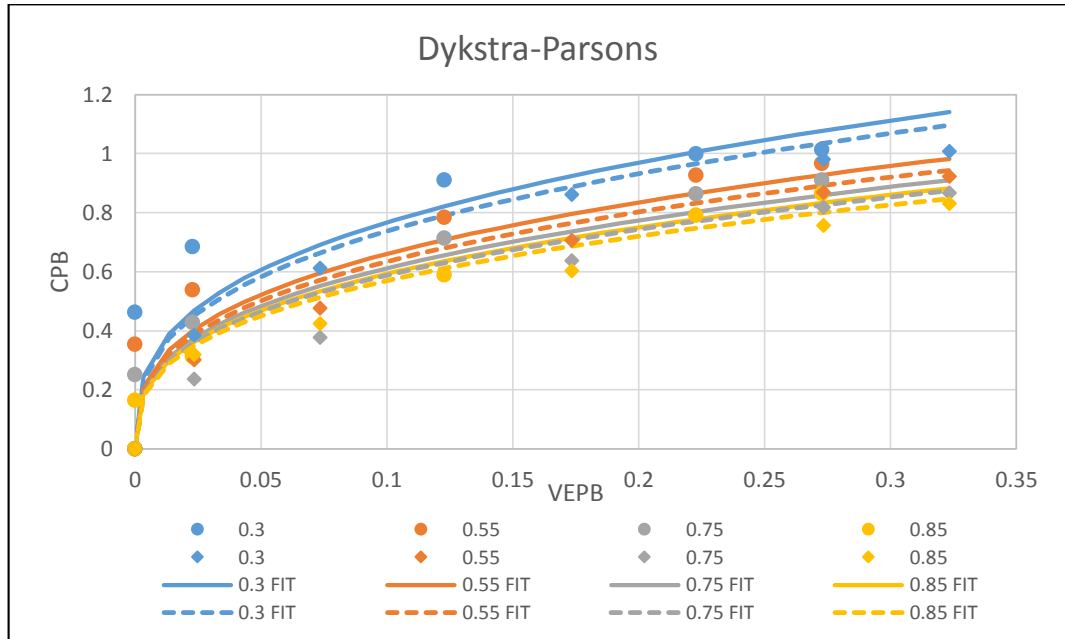


Para la sensibilidad del coeficiente de Dykstra-Parsons, los ajustes de incremental de factor de recobro y CPB se muestran en la gráfica 76 y la gráfica 77, respectivamente.

Gráfica 76. Ajuste de curvas. Sensibilidad de VDP. Incremental FR

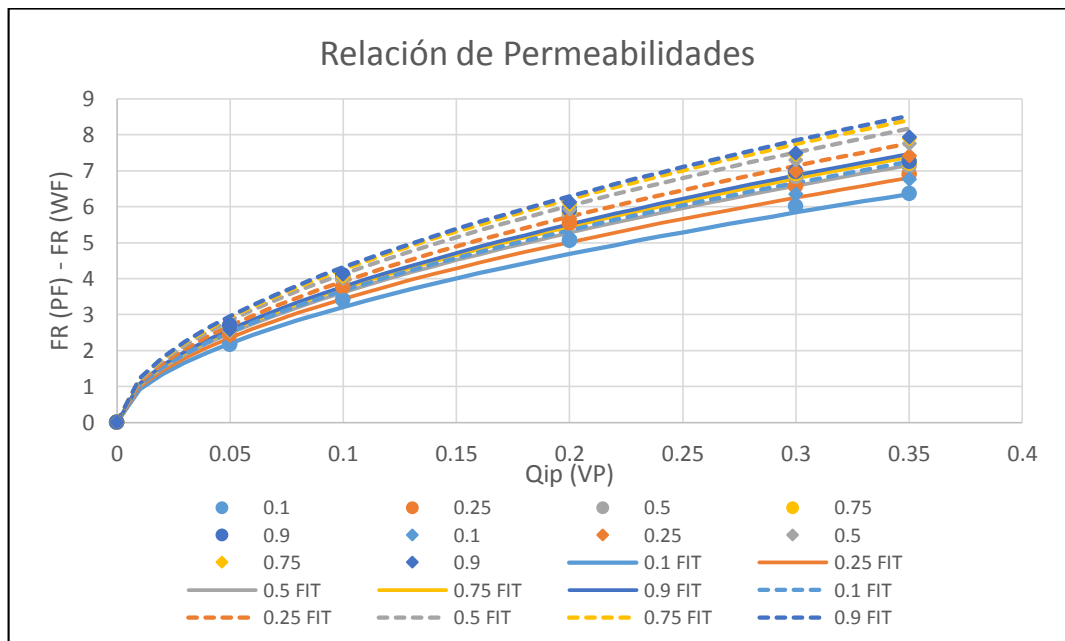


Gráfica 77. Ajuste de curvas. Sensibilidad de VDP. CPB

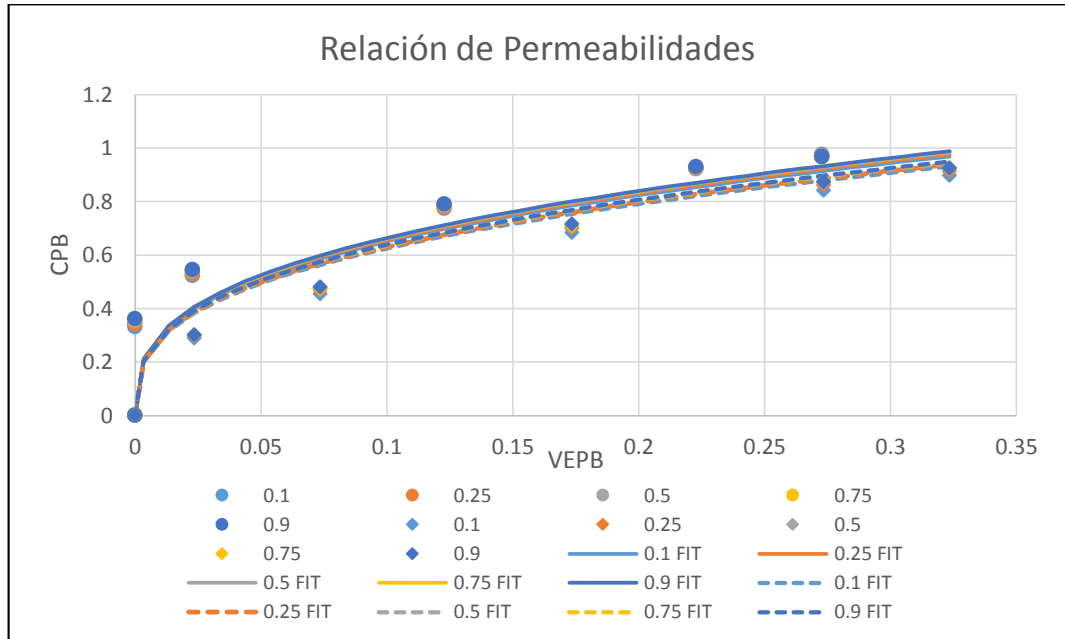


La comparación de la sensibilidad de la relación de permeabilidades entre los datos ingresados al programa CurveExpert, y las ecuaciones de ajuste generadas por el programa, se pueden observar en la gráfica 78 y la gráfica 79.

Gráfica 78. Ajuste de curvas. Sensibilidad de kv/kh. Incremental FR

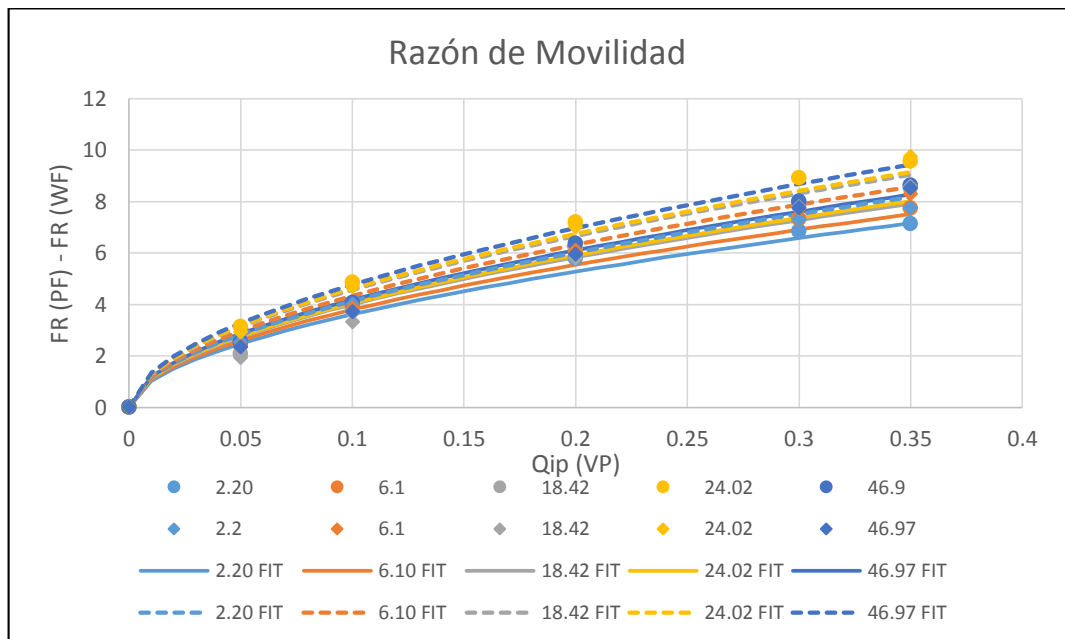


Gráfica 79. Ajuste de curvas. Sensibilidad de kv/kh. CPB

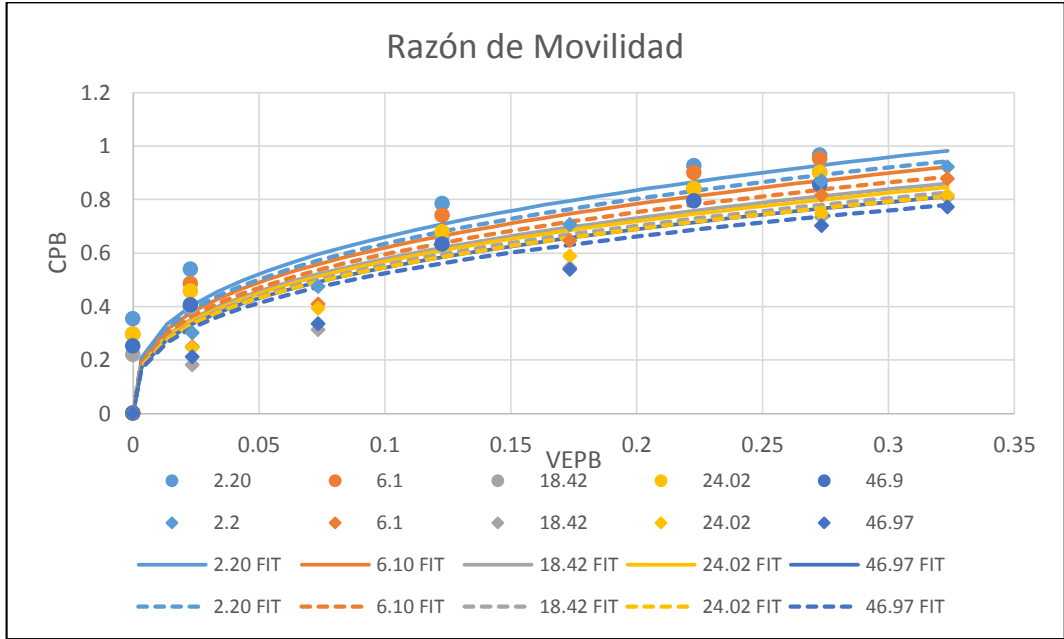


Por último, la gráfica 80 y la gráfica 81, muestran los resultados del ajuste de curvas de la sensibilidad de razón de movilidad.

Gráfica 80. Ajuste de curvas. Sensibilidad razón de movilidad. Incremental FR



Gráfica 81. Ajuste de curvas. Sensibilidad de razón de movilidad. CPB



De las gráficas presentadas anteriormente y los coeficientes de determinación de los ajustes, se puede concluir que se replican la mayoría de los datos ingresados al programa, claro está que se aprecia un mejor ajuste para los resultados de incremental de factor recobro que para los del factor de corrección CPB.

5.2.2.2 Arreglo normal de cinco puntos. En este arreglo, solo se evalúa el polímero HPAM, por lo que, los datos para el ajuste son menos en comparación al arreglo inverso. Al igual que el arreglo inverso, el ajuste de datos para el arreglo normal, se realiza con la ecuación potencial de siete variables, los coeficientes determinados para el ajuste se muestran en la tabla 43.

Para el arreglo normal de cinco puntos, se determinan los siguientes rangos de aplicabilidad, estos son los máximos y mínimos de los análisis de sensibilidades, es válido aclarar, que el modelo es capaz de conservar la relación obtenida para valores por fuera del rango:

$$\begin{aligned}
 &0 < VP_p < 0.35 \\
 &12.5674 < FR_{m\acute{a}x} < 78.1325 \\
 &0.3 < V_{DP} < 0.85 \\
 &1.25 < FR_r < 7.5 \\
 &20 \text{ mD} < k < 10000 \text{ mD}
 \end{aligned}$$

$$0.1 < k_v/k_h < 0.9$$

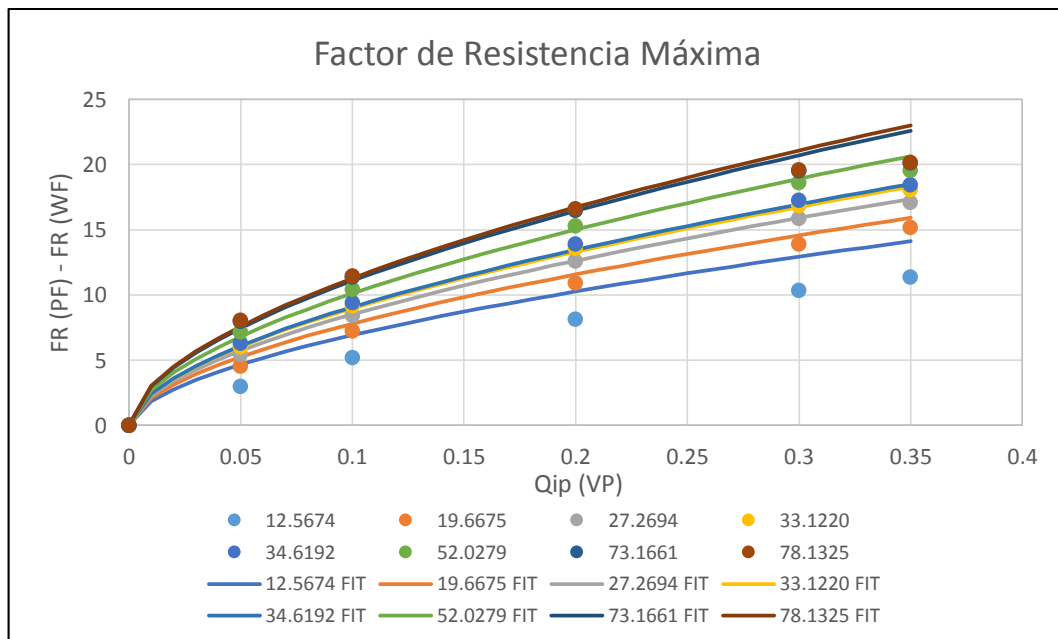
$$2.2 < M < 46.97$$

Tabla 43. Coeficientes de ajuste del modelo predictivo PF. Arreglo Normal

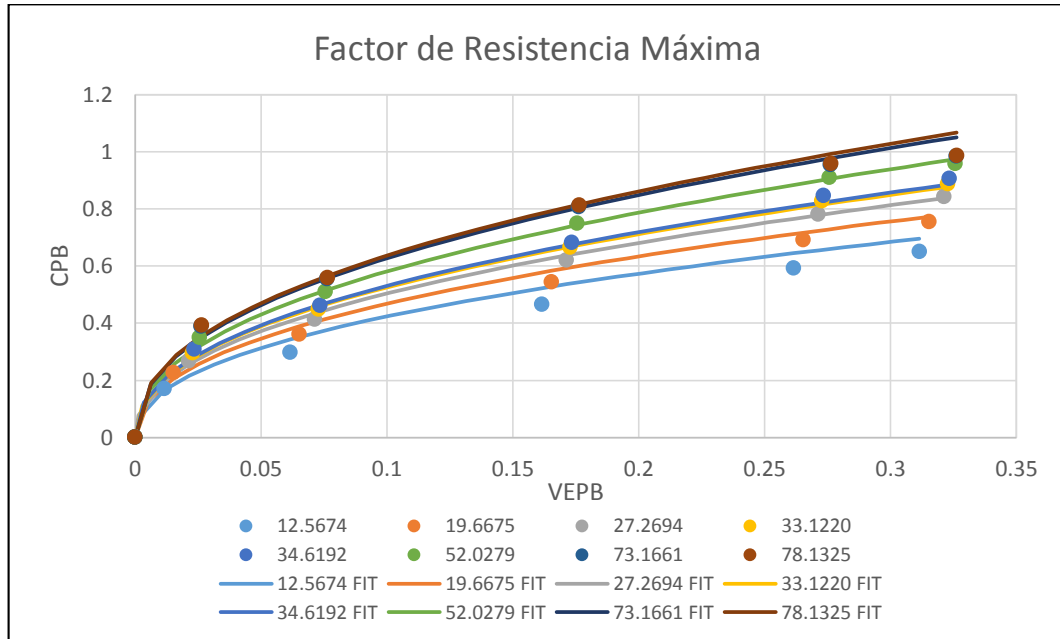
Coeficientes	Ajuste FR (PF) – FR (WF)	Ajuste CPB
<i>a</i>	3.49362410746786	9.80238425394335E ⁻⁰¹
<i>b</i>	5.69318805193931E ⁻⁰¹	4.36130453816226E ⁻⁰¹
<i>c</i>	2.67358835330150E ⁻⁰¹	2.22563979182025E ⁻⁰¹
<i>d</i>	-2.78126285485524E ⁻⁰¹	-4.07602587693359E ⁻⁰¹
<i>e</i>	1.17009806142974E ⁻⁰¹	1.15823963931410E ⁻⁰¹
<i>f</i>	2.09674741636644E ⁻⁰¹	-9.24063457193593E ⁻⁰²
<i>g</i>	1.15705402133756E ⁻⁰¹	2.84638702735365E ⁻⁰²
<i>h</i>	-6.22371278608677E ⁻⁰¹	-5.92496891006095E ⁻⁰²
<i>r</i> ²	0.9756	0.9824

La gráfica 82 y la gráfica 83, muestran el ajuste realizado para la sensibilidad de factor de resistencia máxima, el cual presenta una relación directamente proporcional, al igual que los resultados de los análisis de sensibilidades, mostrando pequeñas desviaciones de los datos obtenidos por simulación numérica.

Gráfica 82. Ajuste de curvas. Sensibilidad FR_{máx.} Incremental FR

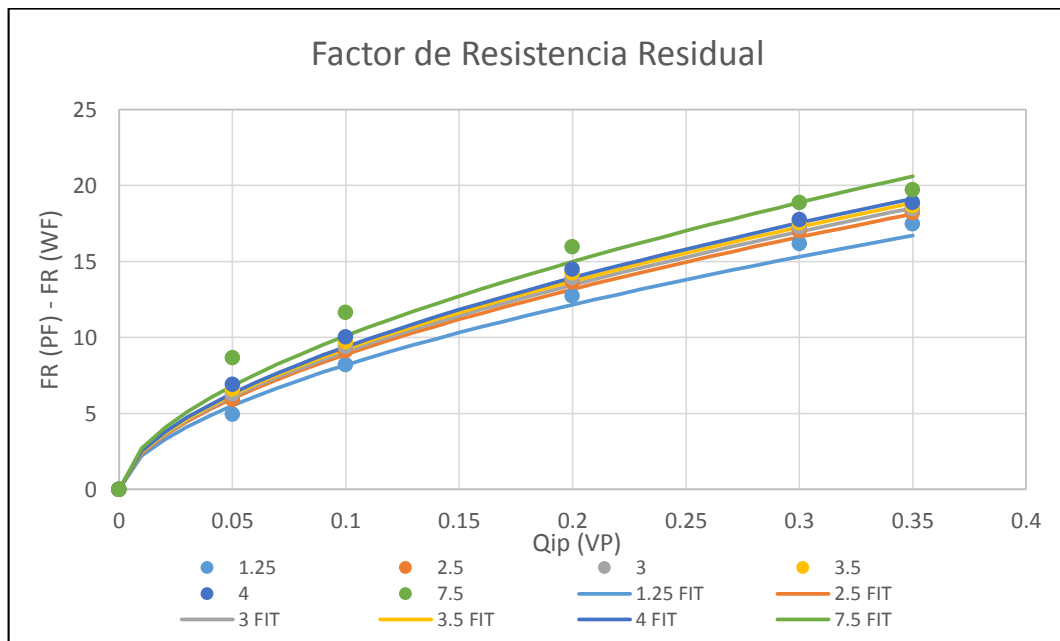


Gráfica 83. Ajuste de curvas. Sensibilidad FRmáx. CPB

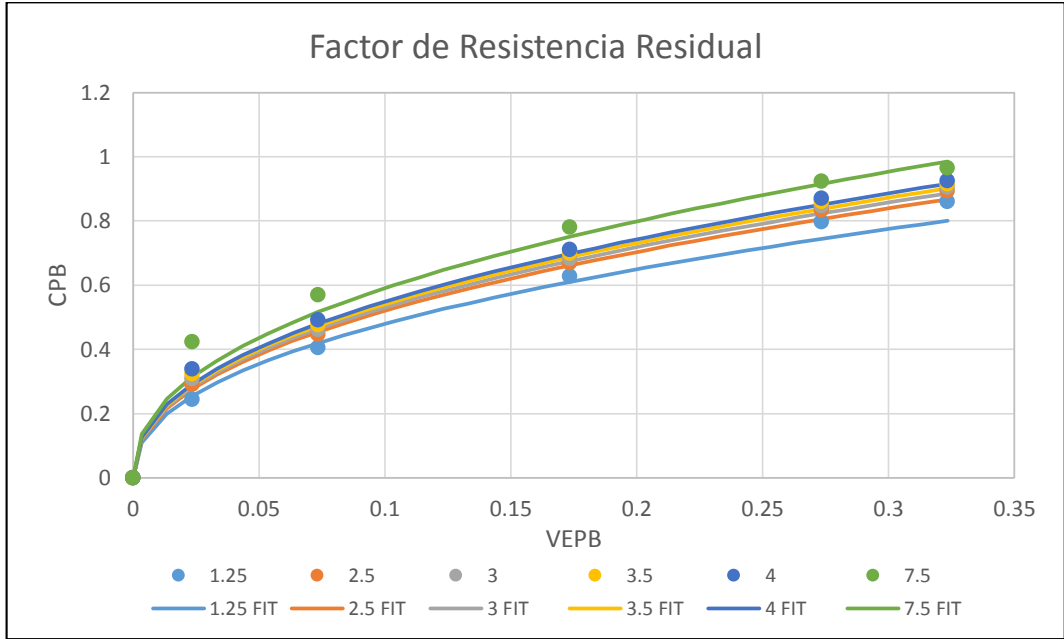


A continuación se muestra los ajustes de incremental de factor de recobro y el factor de corrección CPB, para la sensibilidad de factor de resistencia residual (ver gráfica 84 y gráfica 85).

Gráfica 84. Ajuste de curvas. Sensibilidad FRr. Incremental FR

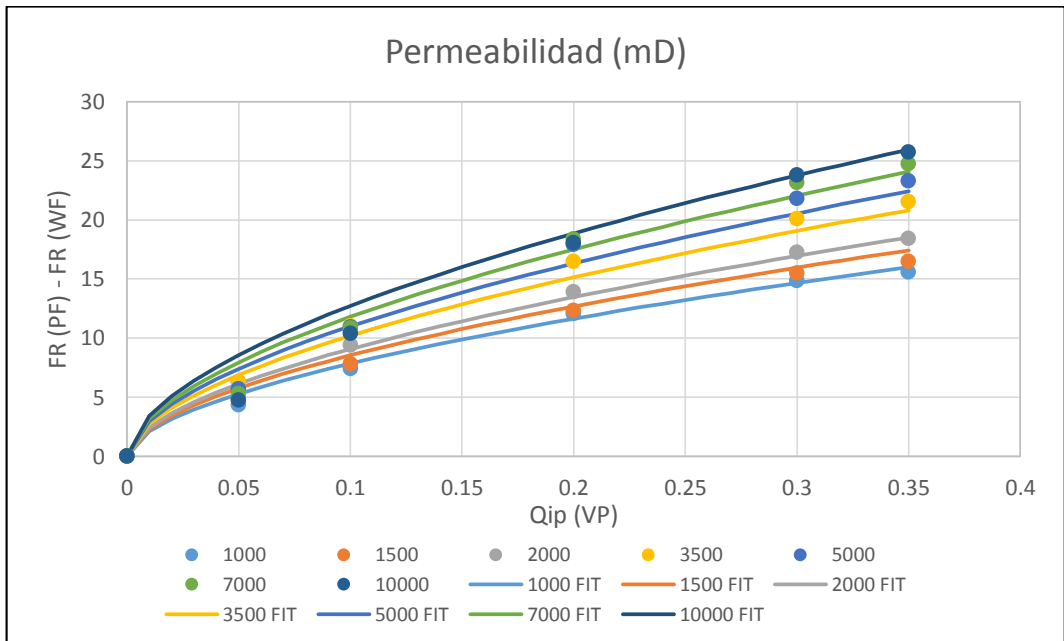


Gráfica 85. Ajuste de curvas. Sensibilidad FRr. CPB

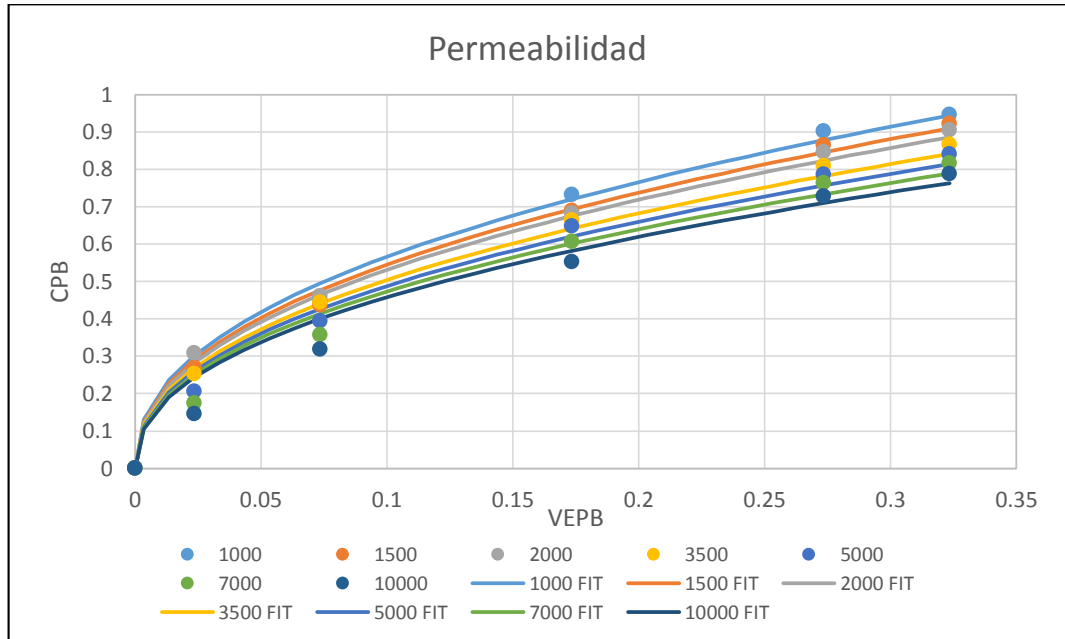


La gráfica 86 y la gráfica 87, presentan los resultados del ajuste de curvas para la sensibilidad de permeabilidad promedio de yacimiento, este parámetro presenta relaciones contrarias para los dos resultados presentados.

Gráfica 86. Ajuste de curvas. Sensibilidad de permeabilidad. Incremental FR

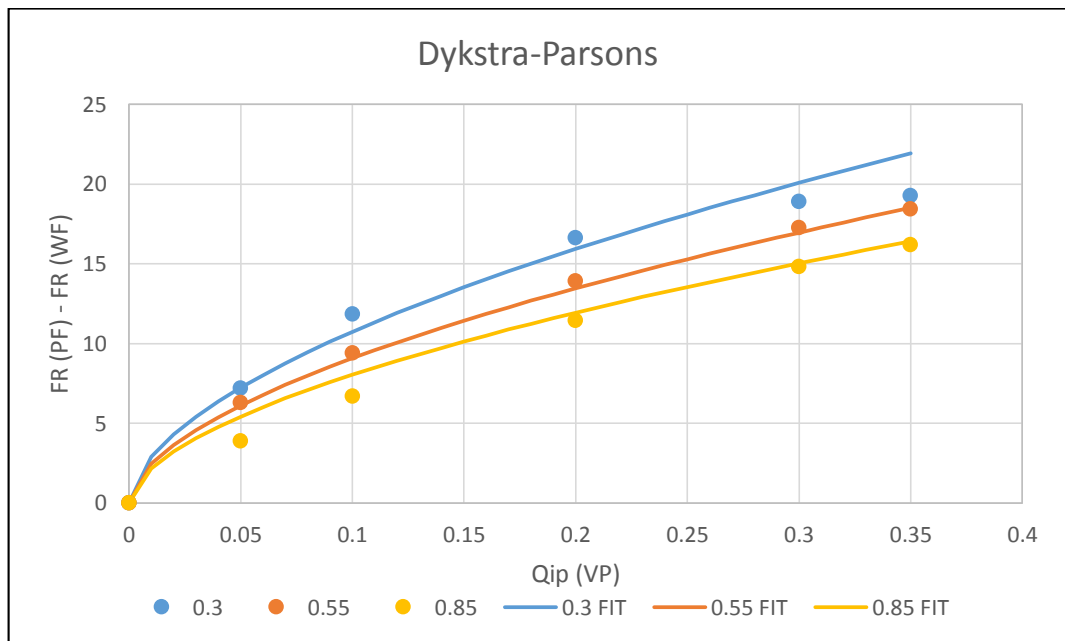


Gráfica 87. Ajuste de curvas. Sensibilidad de permeabilidad. CPB

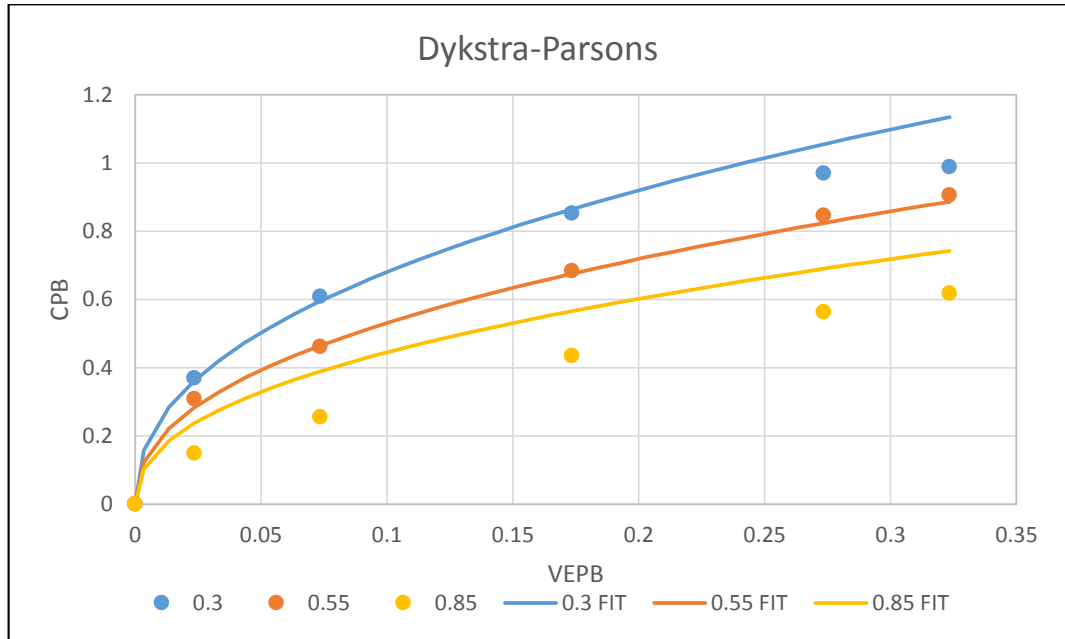


Los ajustes de los datos para la sensibilidad de coeficiente de Dykstra-Parsons, son mostrados en la gráfica 88 y la gráfica 89, este parámetro en todos los procesos evaluados es el que mayor desviación de los datos presenta.

Gráfica 88. Ajuste de curvas. Sensibilidad de VDP. Incremental FR

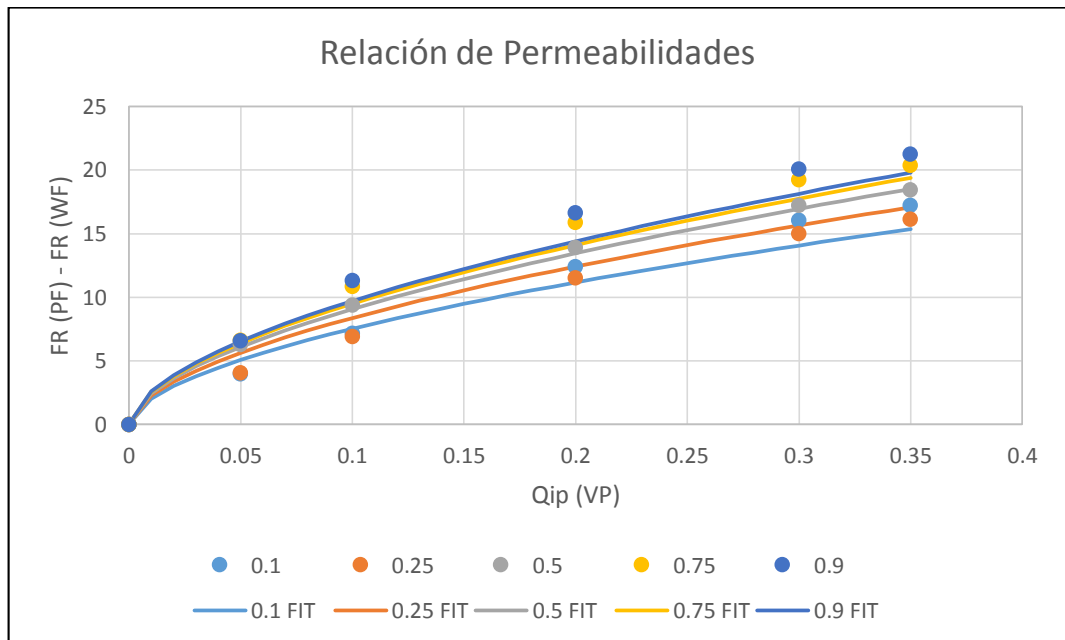


Gráfica 89. Ajuste de curvas. Sensibilidad de VDP. CPB



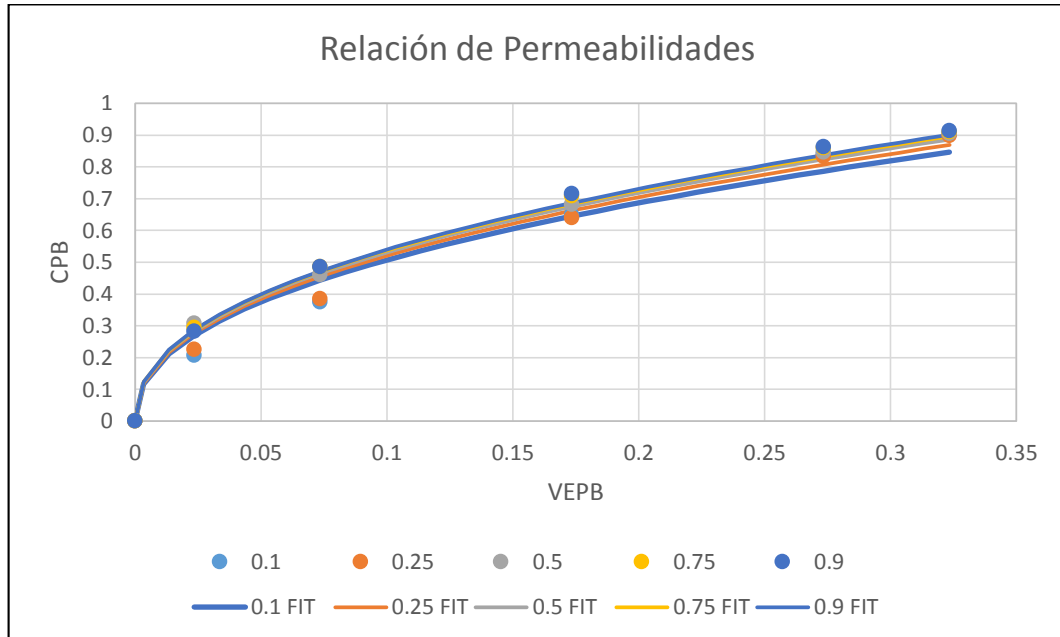
El ajuste para la sensibilidad de relación de permeabilidades se observa en la gráfica 90 y la gráfica 91.

Gráfica 90. Ajuste de curvas. Sensibilidad de kv/kh. Incremental FR

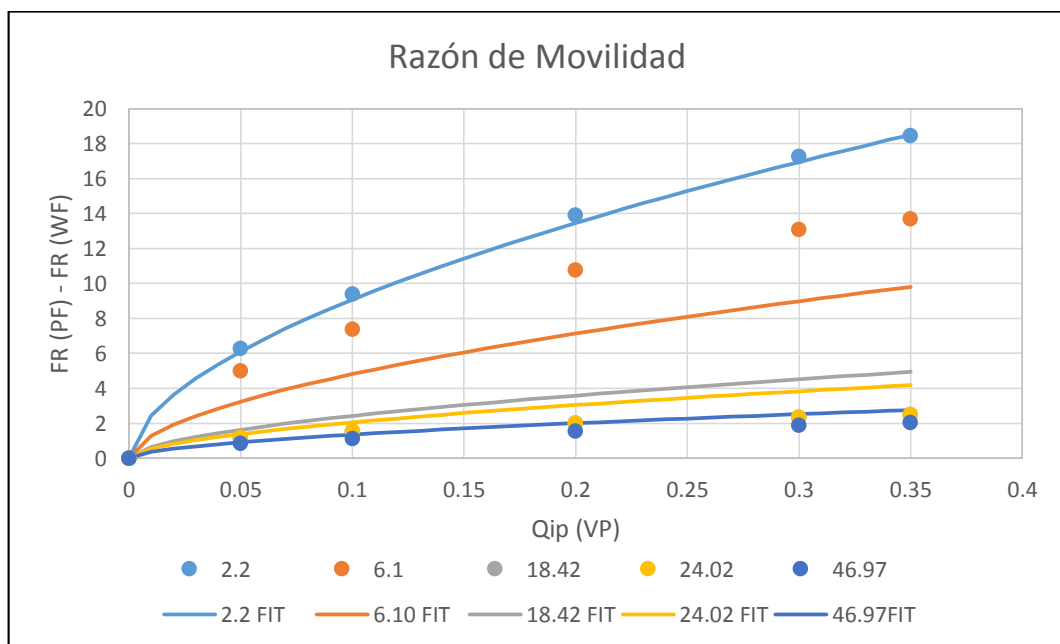


Para finalizar con el modelo de inyección de polímero, la gráfica 92 y la gráfica 93, muestran los resultados del ajuste de la razón de movilidad para el incremental de factor de recobro y CPB.

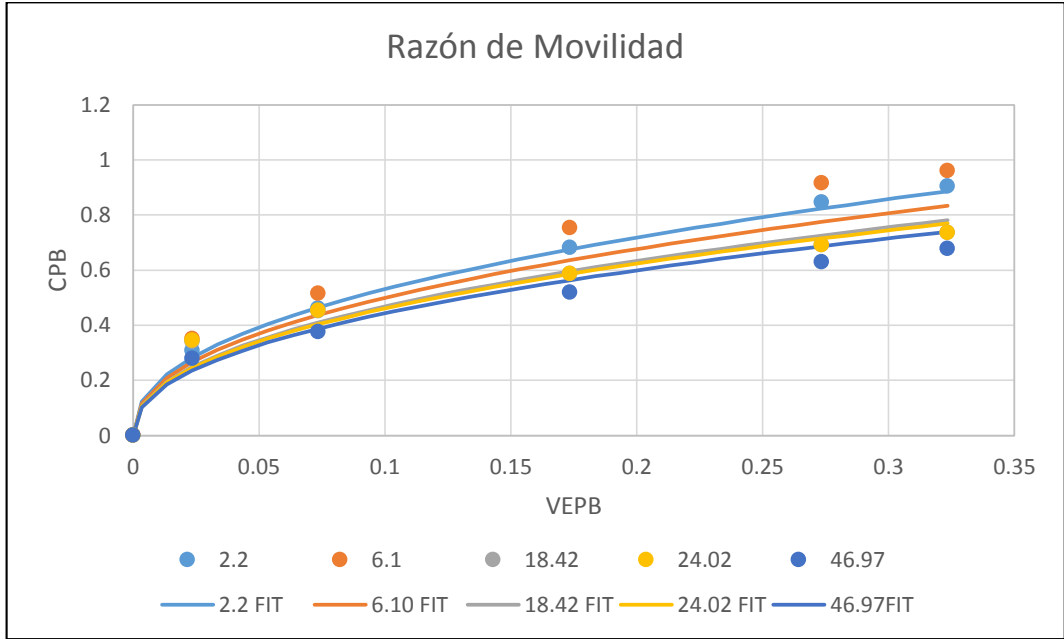
Gráfica 91. Ajuste de curvas. Sensibilidad de kv/kh. CPB



Gráfica 92. Ajuste de curvas. Sensibilidad razón de movilidad. Incremental FR



Gráfica 93. Ajuste de curvas. Sensibilidad de razón de movilidad. CPB



Del modelo predictivo de inyección de polímero, se puede concluir que se logró un mejor ajuste de los datos generados por CMG para el arreglo normal de cinco puntos, que para el inverso, esto es evidente en las gráficas presentadas en esta sección y en los valores de los coeficientes de determinación.

5.2.3 Modelo de inyección de surfactante. El ajuste de curvas para el modelo de inyección de surfactante, se realiza usando la ecuación potencial (ver ecuación 164). Cabe aclarar que este modelo predictivo se desarrolla para un arreglo normal de cinco puntos.

La ecuación 167, muestra la ecuación de ajuste para el modelo predictivo de inyección de surfactante, los coeficientes respectivos se muestran en la tabla 44.

Ecuación 167. Ecuación potencial. Modelo predictivo SF

$$CSB = a * (VP_S)^b * (IFT)^c * (Sor)^d * (V_{DP})^e * (k)^f * \left(\frac{k_v}{k_h}\right)^g * (M)^h$$

Dónde:

CSB = Factor de corrección por efecto de tapón de surfactante finito.

VP_s = Volumen poroso de surfactante inyectado.
 IFT = Relación de tensión interfacial, [adimensional].
 Sor = Relación de saturación de petróleo residual, [adimensional].
 V_{DP} = Coeficiente de Dykstra-Parsons.
 k = Permeabilidad promedio del yacimiento, [mD].
 k_v = Permeabilidad vertical, [mD].
 k_h = Permeabilidad horizontal, [mD].
 M = Promedio de razón de movilidad.

Los rangos de aplicabilidad del ajuste, son:

$$\begin{aligned}
 0 < VP_s < 0.05 \\
 0.1326 < IFT < 0.3818 \\
 0.2933 < Sor < 0.7853 \\
 0.3 < V_{DP} < 0.85 \\
 20 \text{ mD} < k < 10000 \text{ mD} \\
 0.1 < k_v/k_h < 0.9 \\
 2.2 < M < 46.97
 \end{aligned}$$

Tabla 44. Coeficientes de ajuste del modelo predictivo SF

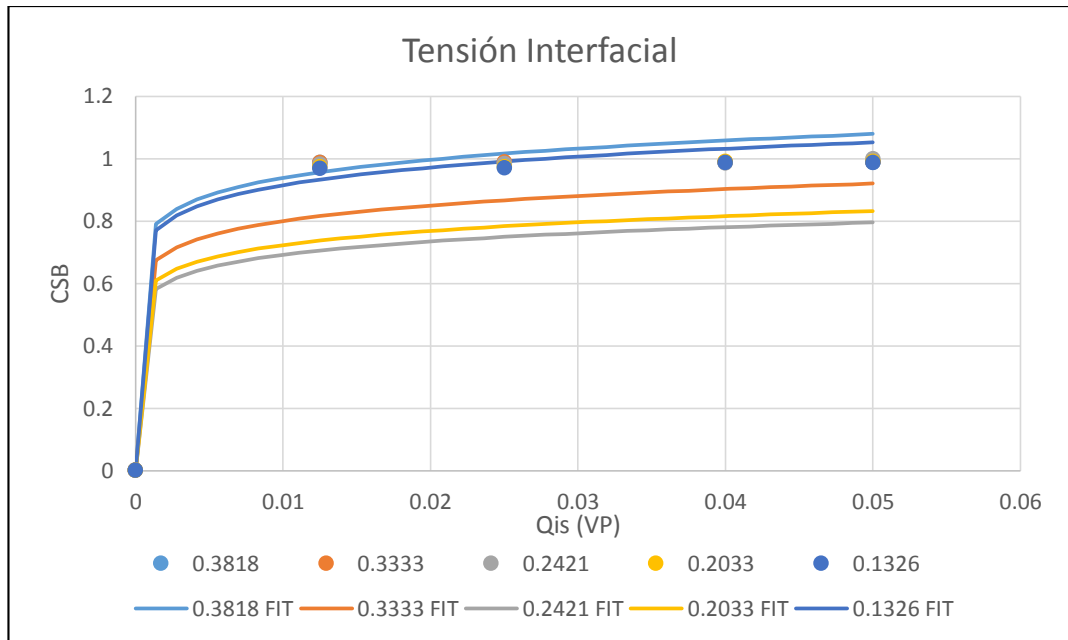
Coeficientes	Ajuste CSB
<i>a</i>	1.83485321843355
<i>b</i>	8.67914308131911E ⁻⁰²
<i>c</i>	3.24274395621609
<i>d</i>	-3.45548741904434
<i>e</i>	-2.11067684701363E ⁻⁰¹
<i>f</i>	2.85971326762803E ⁻⁰¹
<i>g</i>	2.93690573086164E ⁻⁰¹
<i>h</i>	-1.01036818920556E ⁻⁰¹
r^2	0.8764

Los resultados del ajuste se presentan a continuación (—), junto con los datos obtenidos mediante simulación numérica (●), mostrando el buen ajuste obtenido, el cual es demostrado con el coeficiente de determinación.

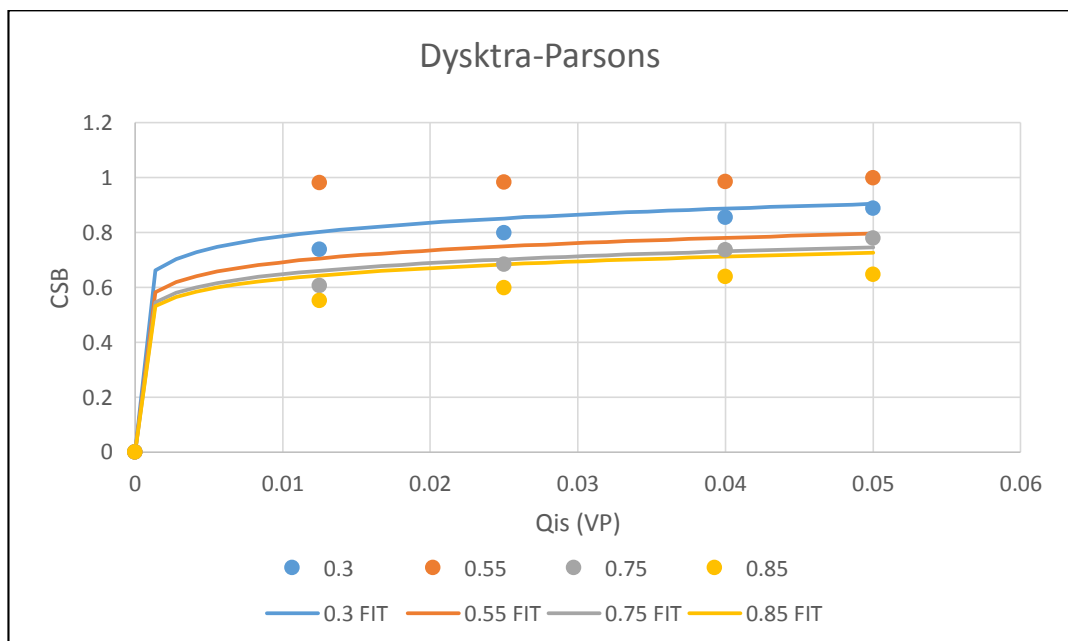
Los resultados del análisis de sensibilidades del parámetro concentración de surfactante, mostraron que no hay un cambio significativo del factor de corrección CSB; debido a los demás datos ingresados en el ajuste, por las sensibilidades de los otros parámetros; CurveExpert, realiza una aproximación como se observa en

la gráfica 94, donde valores iguales o mayores a la relación de tensión interfacial base (0.2421), se comportan de manera directamente proporcional al CSB, y por debajo, tienen el comportamiento contrario.

Gráfica 94. Ajuste de curvas. Sensibilidad de IFT y Sor. CSB



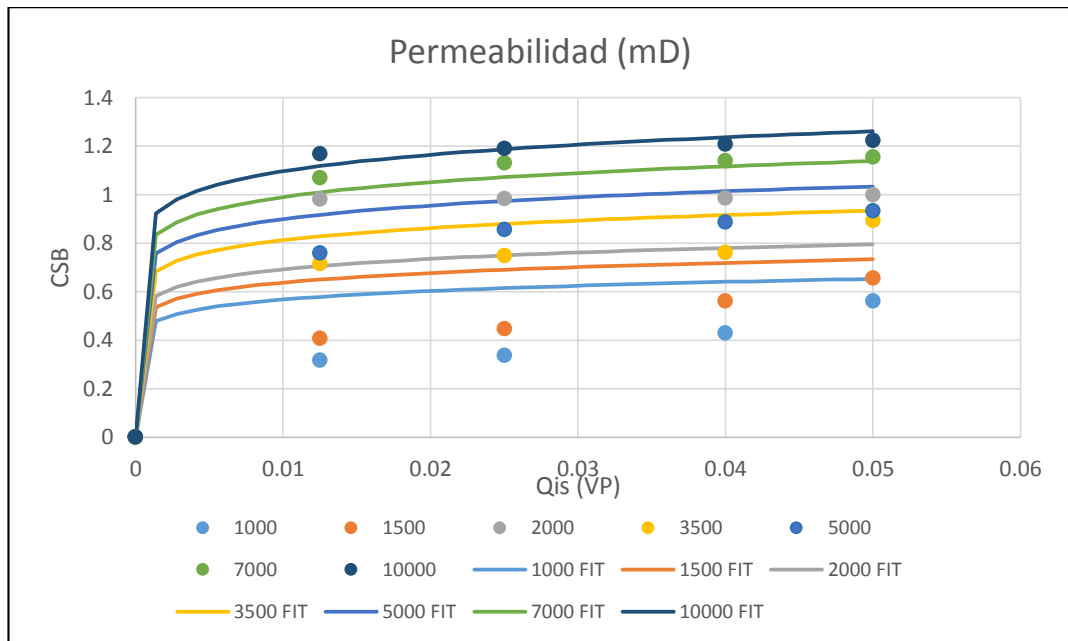
Gráfica 95. Ajuste de curvas. Sensibilidad de VDP. CSB



El coeficiente de Dykstra-Parsons, afecta el factor CSB, el ajuste realizado para este parámetro se muestra en la gráfica 95, de dicha gráfica se puede concluir, que el ajuste presenta desviaciones para coeficientes de Dykstra-Parsons de 0.55, pero el modelo según los demás datos ingresados, logra replicar una tendencia de este parámetro manteniendo un orden específico, a mayor coeficiente de Dykstra-Parsons menor es el factor de corrección por tapón finito.

El ajuste obtenido para la permeabilidad, se presenta en la gráfica 96, donde la relación directamente proporcional obtenida en los resultados del análisis de sensibilidades, se mantiene para el ajuste; para permeabilidades bajas, de 1000 mD y 1500 mD, no se logra que el ajuste replique los datos de igual manera que para los otros valores de sensibilidad.

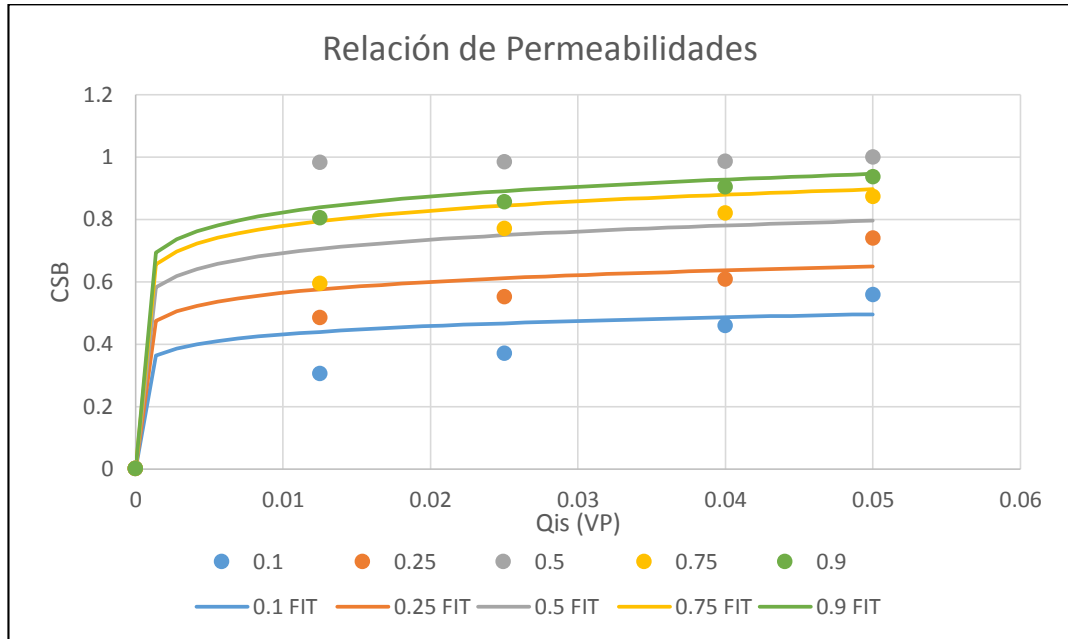
Gráfica 96. Ajuste de curvas. Sensibilidad de permeabilidad. CSB



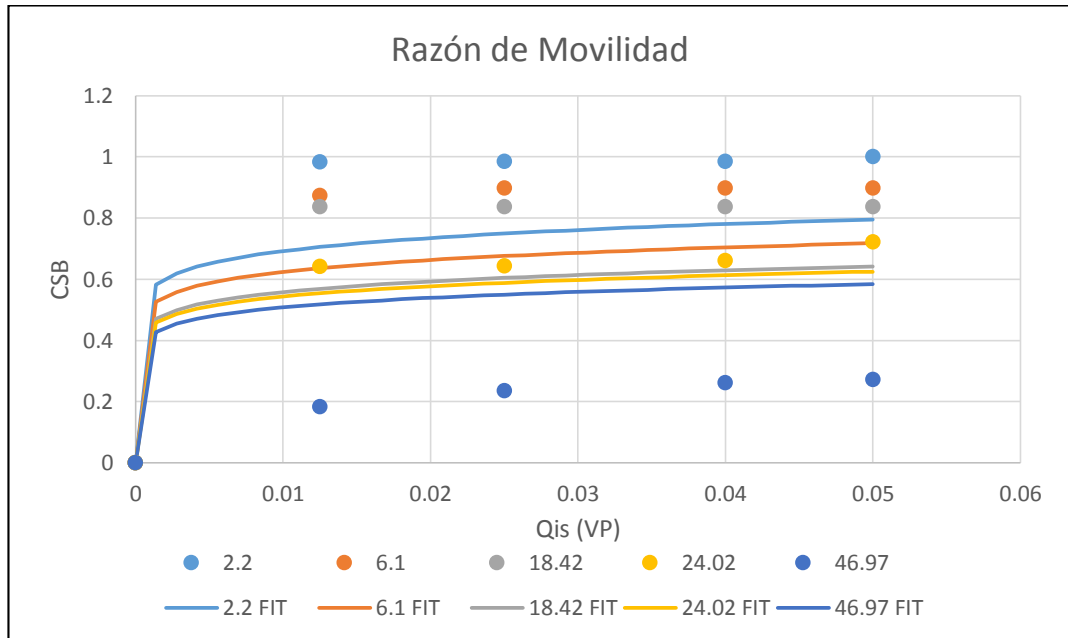
En la gráfica 97, se muestra el ajuste de la sensibilidad de relación de permeabilidades, la cual al contrario de los resultados obtenidos para la inyección de polímero, presenta cambios importantes en la variable dependiente.

En la gráfica 98, se puede observar los resultados para a sensibilidad de razón de movilidad.

Gráfica 97. Ajuste de curvas. Sensibilidad de kv/kh. CSB



Gráfica 98. Ajuste de curvas. Sensibilidad de razón de movilidad. CSB



En esta sección, se pudo observar las gráficas de ajuste para cada uno de los parámetros sensibilizados. El ajuste obtenido, no fue tan preciso como el observado en el ajuste del modelo predictivo de inyección de polímero, pero

presenta un coeficiente de determinación cercano a 1, lo que determina que el modelo es capaz de ajustar el 87.64% de los datos.

5.2.4 Modelo de inyección de surfactante-polímero. El ajuste para la obtención de resultados de la inyección de surfactante-polímero, se realiza en función de los incrementales de factor de recobro (con respecto al factor de recobro de inyección de agua) de los dos procesos por aparte (inyección de polímero e inyección de surfactante), esto debido, a que se desea encontrar la relación entre los dos procesos por separado y el proceso SP.

La ecuación que mejor representa el ajuste de los datos, es una ecuación cúbica (ver ecuación 168), los respectivos coeficientes para su cálculo, son mostrados en la tabla 45. Los rangos de aplicabilidad del modelo de SPF, son la combinación de los rangos de aplicabilidad de los modelos por separado.

Ecuación 168. Ecuación cúbica. Modelo predictivo SPF

$$IFR_{SPF} = a + (b_1 * x_1 + b_2 * x_1^2 + b_3 * x_1^3) + (c_1 * x_2 + c_2 * x_2^2 + c_3 * x_2^3)$$

Dónde:

x_1 = Incremental de factor de recobro del proceso de inyección de polímero.

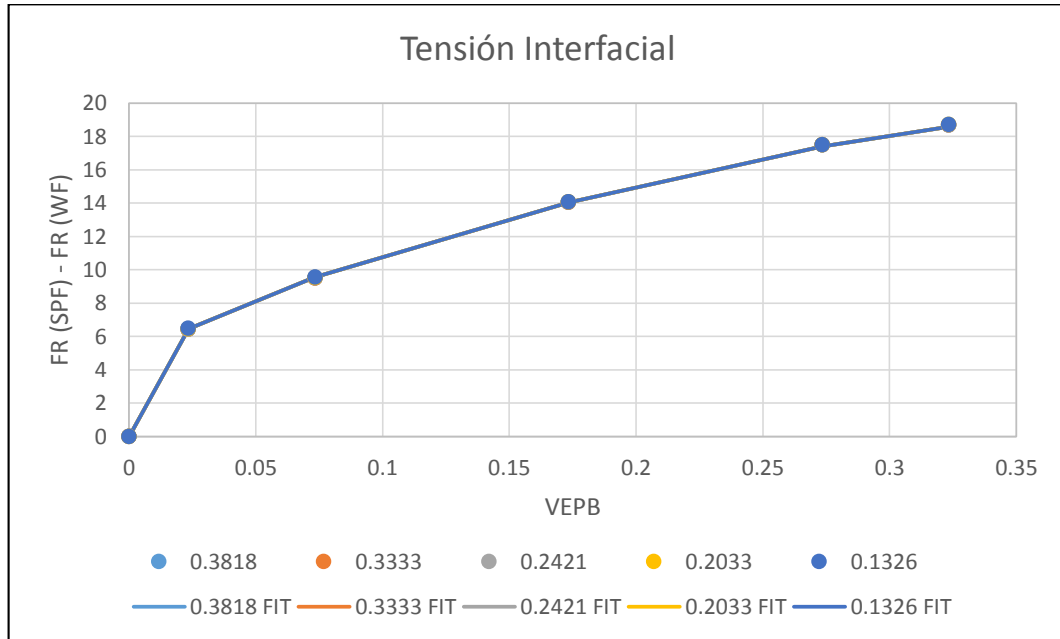
x_2 = Incremental de factor de recobro del proceso de inyección de surfactante.

Tabla 45. Coeficientes de ajuste del modelo predictivo SPF

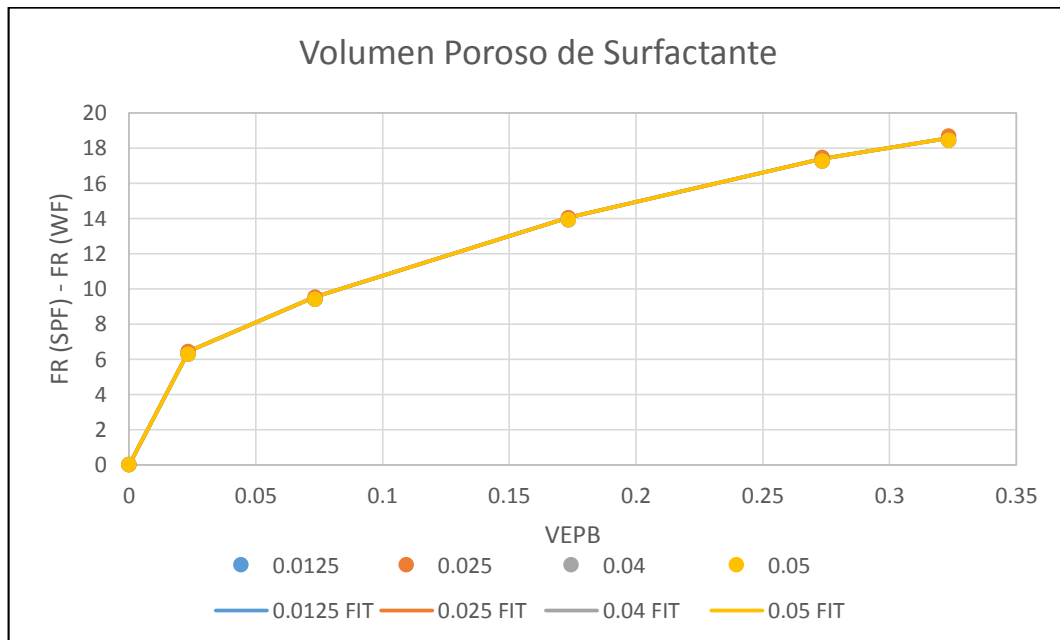
Coeficientes	Ajuste Incremental FR (SPF)
a	-4.44523819826312E ⁻⁰²
b_1	1.03226598936402
b_2	-3.05422340827867E ⁻⁰³
b_3	8.33887586008536E ⁻⁰⁵
c_1	7.910498666299E ⁻⁰¹
c_2	-1.54513945350632
c_3	6.83737773446880E ⁻⁰¹
r^2	0.9894

Como se puede observar en la tabla anterior, el coeficiente de determinación es cercano a uno, lo cual se puede interpretar como un buen ajuste de los datos. La gráfica 99, muestra los resultados para concentración de surfactante, en este caso las gráficas no presentan variación del comportamiento por tanto se sobreponen.

Gráfica 99. Ajuste de curvas. Sensibilidad de IFT y Sor. Incremental FR

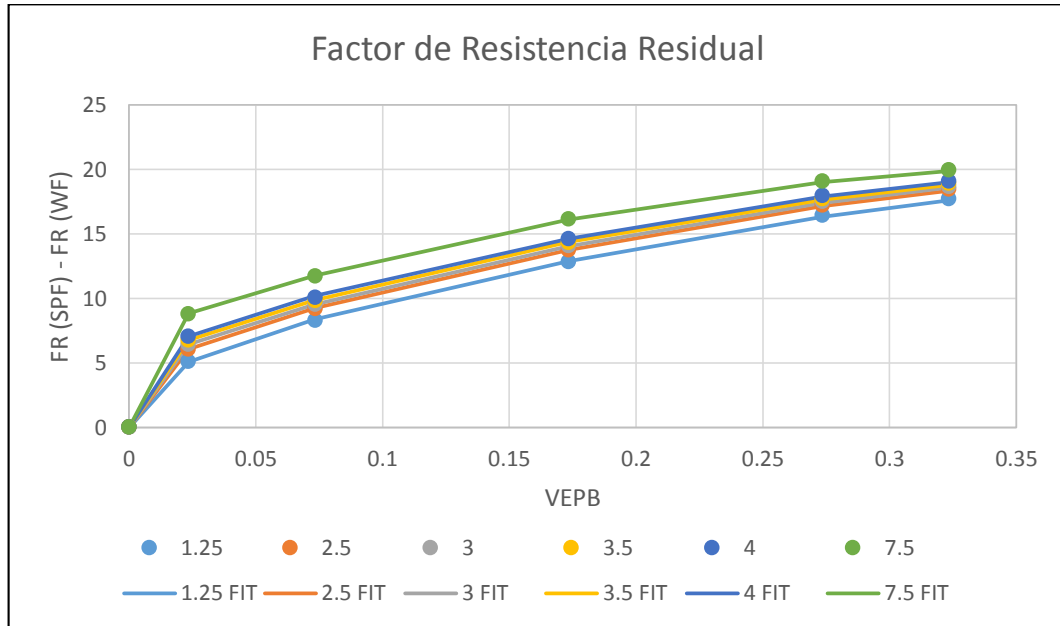


Gráfica 100. Ajuste de curvas. Sensibilidad de VPs. Incremental de FR



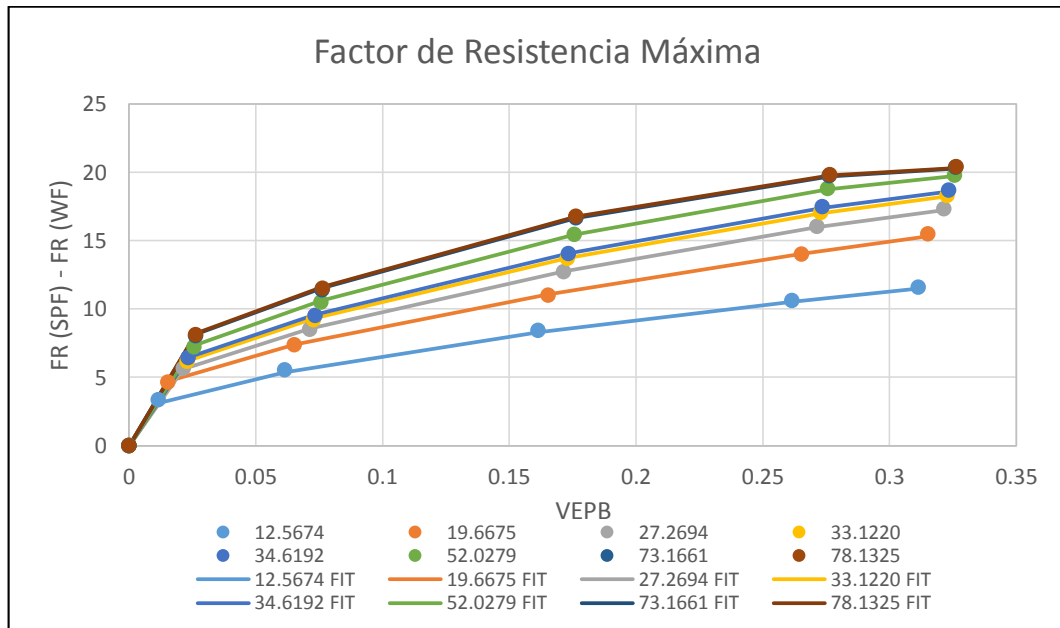
El volumen poroso de surfactante, tiene poco efecto en la recuperación de petróleo, los resultados del ajuste siguen esta misma tendencia como se muestra en la gráfica 100.

Gráfica 101. Ajuste de curvas. Sensibilidad de FRr. Incremental de FR



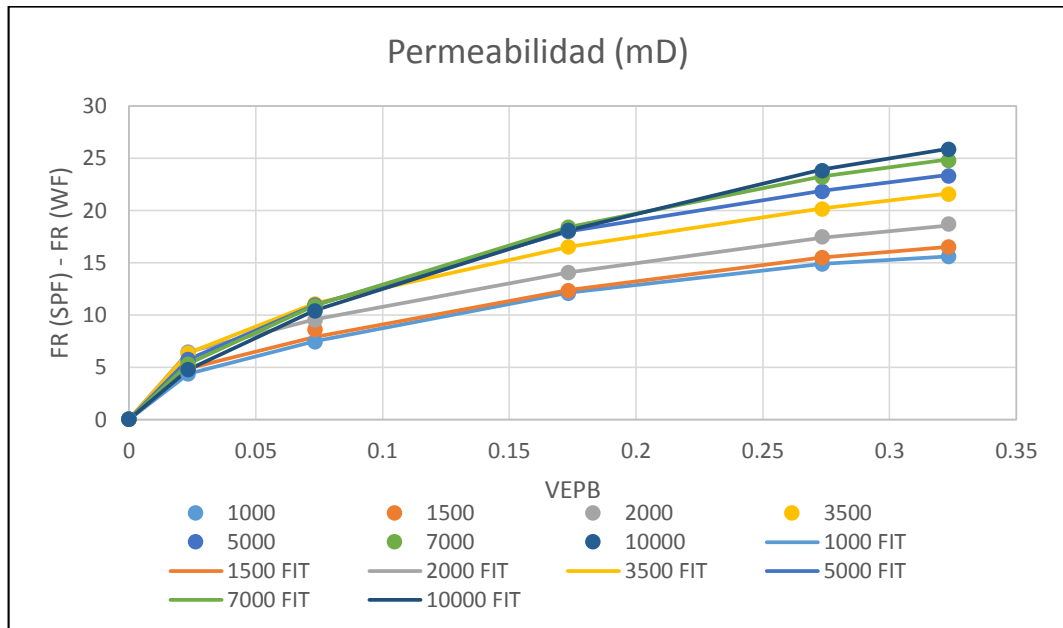
El factor de resistencia residual, determina qué tan efectivo es el proceso de PF, al relacionar las razones de movilidad del fluido desplazante antes y después de la inyección de polímero; la relación de este con el factor de recobro es directamente proporcional como se muestra en la gráfica 101.

Gráfica 102. Ajuste de curvas. Sensibilidad de FRmáx. Incremental de FR

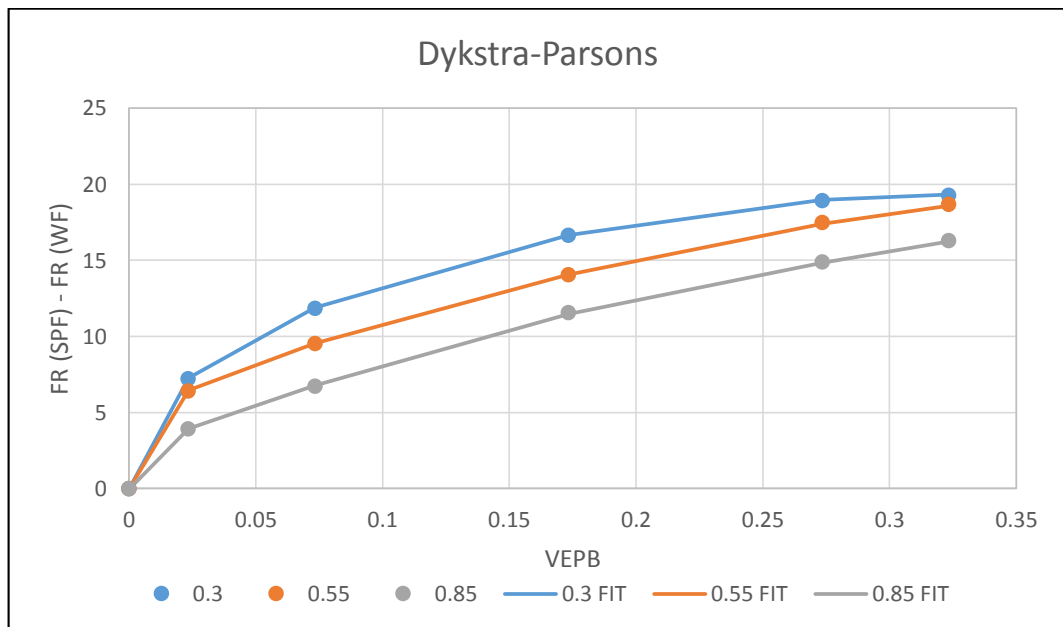


En la gráfica 102, se muestra un buen ajuste realizado para la sensibilidad de factor de resistencia máxima. Según los datos obtenidos, el error para esta sensibilidad no sobrepasa el 2%. El ajuste obtenido, para la permeabilidad promedio se muestra en la gráfica 103; y para VDP en la gráfica 104.

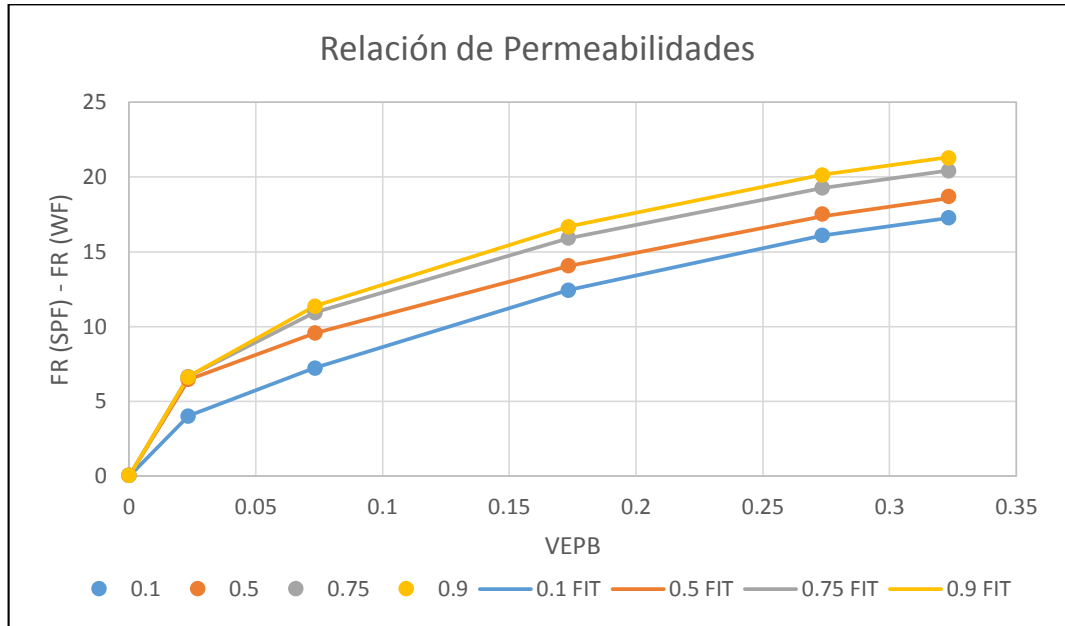
Gráfica 103. Ajuste de curvas. Sensibilidad de permeabilidad. Incremental FR



Gráfica 104. Ajuste de curvas. Sensibilidad de VDP. Incremental de FR

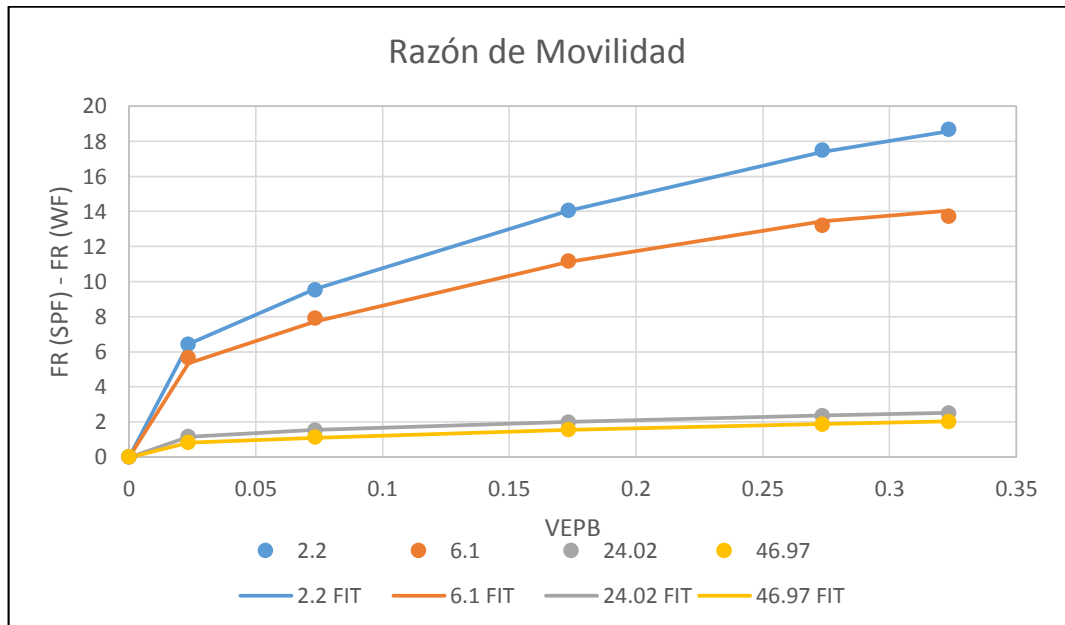


Gráfica 105. Ajuste de curvas. Sensibilidad de kv/kh. Incremental de FR



Al igual que los ajustes de las sensibilidades anteriores, la relación kv/kh presenta un ajuste de los datos con errores muy mínimos, como se observa en la gráfica 105. Para finalizar los ajustes del modelo predictivo, en la gráfica 106, se muestra el de la razón de movilidad.

Gráfica 106. Ajuste de curvas. Sensibilidad razón de movilidad. Incremental FR



En esta sección, se pudo observar el ajuste realizado, de cada uno de los parámetros sensibilizados para la inyección de surfactante-polímero, de lo cual se puede concluir que el ajuste del modelo predictivo SP, fue el que mejor ajustó los datos obtenidos mediante simulación; esto se puede evidenciar en cada una de las gráficas de esta sección y el coeficiente de determinación, el cual indica que se logra un ajuste del 98.94% de los datos.

5.2.5 Ingreso de los ajustes a la aplicación. Teniendo en cuenta que el modelo predictivo se basa en el modelo PFPM del Departamento de Energía de Estados Unidos, la predicción se realiza por medio de la ecuación de flujo fraccional para una inyección continua y después se realiza la corrección por efectos del tamaño del tapón del químico con las correlaciones generadas a partir del análisis de sensibilidades del capítulo 4.

Es importante aclarar, que se asume las mismas premisas del modelo predictivo para la inyección de polímeros del Departamento de Energía de Estados Unidos, mencionadas en el capítulo 2.

Como se señala anteriormente en la sección 5.1, en cada capa del yacimiento existe un número específico de tubos o canales, a través de los cuales se simula el desplazamiento lineal de los fluidos, desde el pozo inyector hasta el pozo productor. De acuerdo con el modelo empleado, cada tubo de corriente se divide en bloques de igual volumen.

Se supone que en cada paso de tiempo, el fluido desplazante invade un volumen poroso específico (determinado por la fracción de volumen que representa cada bloque), y de esta manera, se puede conocer el recobro de petróleo. Al final de la predicción en ese momento, se suman los resultados para todos los bloques en un tubo de corriente, todos los tubos de corriente en una capa, y todas las capas del yacimiento.

En el caso de la inyección de polímeros, la ecuación de avance frontal considera la adsorción adimensional del polímero, factor de resistencia residual y la viscosidad del mismo. Después de la ruptura del banco de polímero, se hace la corrección con el ajuste de simulación numérica realizado (como se describe en la ecuación 119); se determina el recobro de petróleo suponiendo una inyección continua, y se reduce de acuerdo al tamaño finito del tapón del químico del proceso a evaluar.

En el caso de la inyección de surfactantes, se hace un modelaje similar. Se considera el avance lineal del frente de invasión, a través de los tubos de corriente y se hacen pronósticos a partir de la ecuación de flujo fraccional; bajo este esquema, se considera:

- * Retención adimensional del surfactante, que en el modelo se determina en función de la fracción másica de arcilla.
- * Viscosidad del químico igual a la del agua, debido a que el surfactante, no aumenta la viscosidad del fluido inyectado como lo hace el polímero.
- * Saturación de petróleo residual en la zona barrida por el surfactante, S_{orc} . (como se describe en el modelo CFPM, sección 2.1). Se determina el número capilar considerando: coeficiente de inyectividad, permeabilidad promedio del yacimiento, profundidad, viscosidad del fluido desplazante, viscosidad del fluido desplazado, espaciamiento y tensión interfacial; después, se ajusta por medio de la relación entre las permeabilidades relativas en los puntos extremos, para obtener el número equivalente en las curvas de desaturación de areniscas Berea, se calcula la eficiencia de desplazamiento del proceso, y por último, la reducción en el S_{or} .
- * Permeabilidad relativa al agua a la saturación de petróleo residual, en la zona barrida por el surfactante.

Finalmente, en la inyección de surfactantes-polímeros, se consideran todas las propiedades de los modelos anteriores:

- * Promedio de la retención adimensional del surfactante y la retención adimensional del polímero.
- * Viscosidad del polímero, porque el surfactante no incrementa la viscosidad del agua.
- * Saturación de petróleo residual en la zona barrida por el surfactante, S_{orc} .
- * Promedio de la permeabilidad relativa al agua reducida por el factor de resistencia residual y permeabilidad relativa al agua a la saturación de petróleo residual en la zona barrida por el surfactante.

Se genera el modelo por medio de la ecuación de flujo fraccional con las modificaciones enumeradas anteriormente, y en la aplicación, se genera el factor de corrección. Después de la ruptura del frente de polímero, se calcula el factor de corrección por el tamaño del bache por medio de la ecuación 169.

Ecuación 169. Factor de corrección CSPB

$$CSPB = \frac{FR_{SPF}}{FR_{SPFC} - FR_{WF}}$$

Dónde:

FR_{SPF} = Factor de recobro para la inyección de un bache de surfactante finito.

FR_{SPFC} = Factor de recobro para inyección de un bache de surfactante continuo.

FR_{SPF} = Factor de recobro para inyección de agua

5.3 ESTRUCTURA DE LA APLICACIÓN DESARROLLADA PARA LA PREDICCIÓN

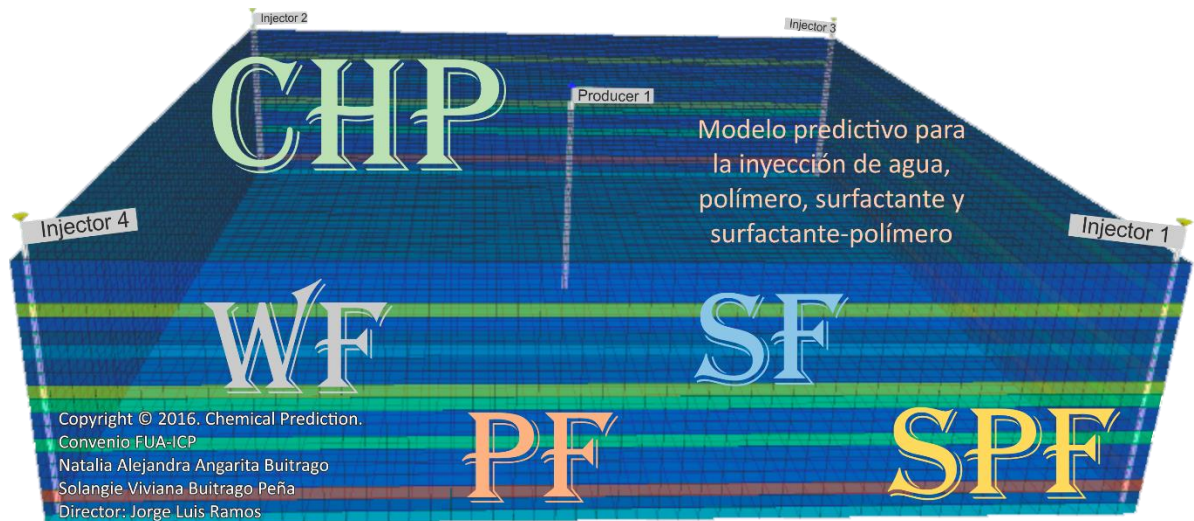
La aplicación desarrollada en el lenguaje de programación Visual Basic 2008, es una herramienta predictiva, que permite determinar el comportamiento de campos, en los cuales se aplican procesos de inyección de agua, inyección de polímeros, inyección de surfactantes e inyección de surfactantes-polímeros. El objetivo principal de la interfaz, es obtener tablas de resumen, y gráficas en las cuales sean plasmados los resultados, obtenidos mediante el uso de los modelos predictivos codificados en la aplicación; además de permitir las comparaciones de los resultados con aquellos obtenidos por otros tipos de herramientas predictivas, ya sea simulaciones analíticas o simulaciones numéricas.

Figura 51. Ícono de la aplicación



La figura 51, muestra el ícono representativo de la aplicación desarrollada CHP (*Chemical Prediction*), y la figura 52, muestra la presentación que tendrá la aplicación mientras se carga la interfaz gráfica.

Figura 52. Presentación de la aplicación CHP



La herramienta, realiza la predicción para un esquema de desarrollo, y a continuación se presenta las ventanas de la aplicación propuesta del procedimiento que comprende:

* ***Información mínima requerida.***

El modelo predictivo no requiere datos detallados de un campo de estudio, como si lo hace un modelo de simulación numérica; sin embargo, es necesario tener la información que se solicita en las siguientes secciones, que de acuerdo con la estructura de la aplicación, son:

- Generalidades del modelo.
- Información de entrada.
- Estratificación.
- Datos del proceso EOR.

Es importante señalar, que ciertas propiedades se pueden calcular, mediante correlaciones que se proponen para diferentes escenarios, como es el caso de las propiedades de los fluidos, lo que implica, menor cantidad de datos de entrada,

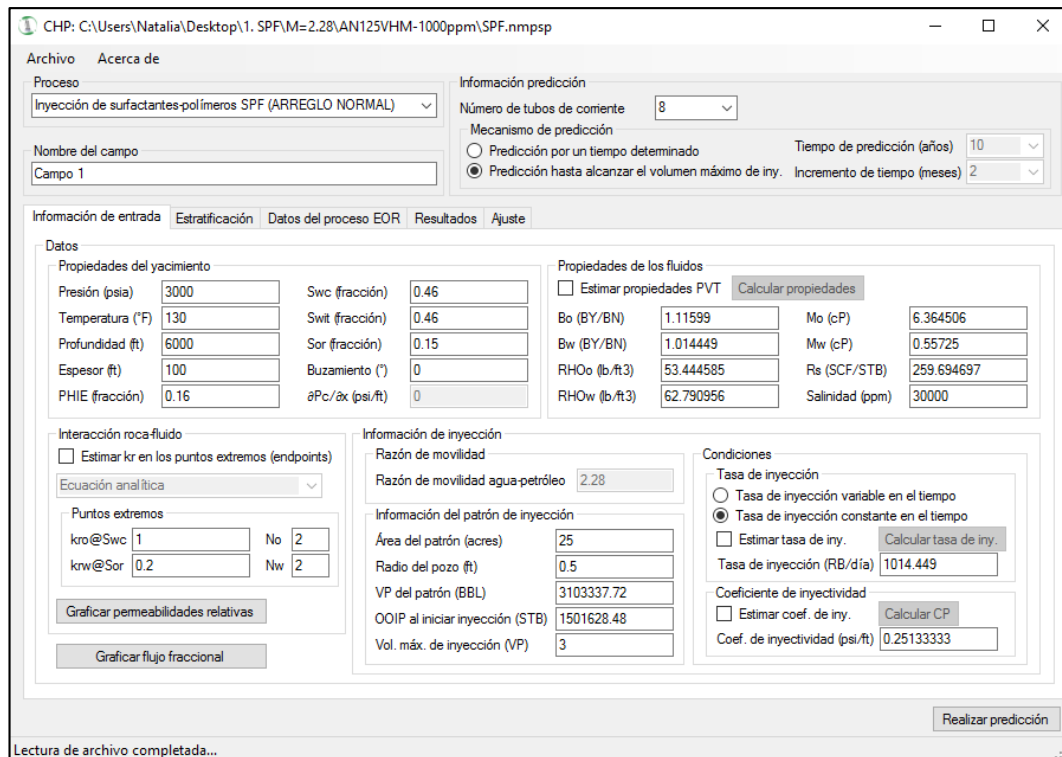
para la predicción del comportamiento de un campo bajo los esquemas de inyección evaluados.

* **Resultados.**

Los resultados obtenidos luego de realizar la evaluación del proceso seleccionado, se pueden observar en tablas. Además, el comportamiento con respecto al tiempo de las variables principales estudiadas, se plasma en gráficas.

- Tablas.
- Gráficas.

Figura 53. Estructura de la aplicación



* **Ajuste.**

Finalmente, la herramienta ofrece la posibilidad de comparar los resultados del modelo realizado, con los resultados generados por otro método de evaluación, lo que permite al usuario tener confiabilidad en los resultados obtenidos a futuro, si

previamente ha realizado predicciones con pronósticos cercanos a los de simulaciones numéricas robustas.

- Importar historia

La estructura general de la aplicación CHP, se puede observar en la figura 53, este es el primer módulo de la aplicación y por tanto, será el primero que el usuario visualizará. Por lo que, a continuación, se describen cada una de las secciones de la aplicación, lo cual sirve como manual para poder manejar la aplicación.

5.3.1 Generalidades del modelo. La parte superior de la aplicación, tiene información general para llevar a cabo la predicción, como se muestra en la figura 54; en esta parte, es necesario definir ciertos parámetros, como lo son: tipo de inyección, número de tubos de corriente y tiempo de predicción.

En esta sección, es necesario completar cuatro campos:

- * Proceso. El modelo predictivo que ha sido codificado, permite generar resultados de procesos de inyección de agua, inyección de polímeros, inyección de surfactantes e inyección de surfactantes-polímeros. Los modelos predictivos codificados en la herramienta, que se pueden utilizar en la evaluación de un esquema de desarrollo, son:
 - Inyección de agua WF (DOE).
 - Inyección de polímeros PF (DOE).
 - Inyección de surfactantes-polímeros SPF (DOE).
 - Inyección de polímeros PF (ARREGLO NORMAL).
 - Inyección de polímeros PF (ARREGLO INVERTIDO).
 - Inyección de surfactantes SF (ARREGLO NORMAL).
 - Inyección de surfactantes-polímeros SPF (ARREGLO NORMAL).
- * Nombre del campo. Para realizar la predicción y guardar el archivo, se debe ingresar el nombre del campo que será objeto de estudio.
- * Número de tubos de corriente. La predicción se basa en una aproximación que utiliza tubos de corriente, es decir, canales que unen el pozo productor con el pozo inyector. Cada capa del yacimiento, se divide en el número de

tubos de corriente que se ha especificado en la aplicación: una, cuatro, ocho, 16 o 24.

- * Mecanismo de predicción. El caso planteado, se puede evaluar: hasta alcanzar el volumen máximo de inyección, o por un período de tiempo determinado; cuando se selecciona la segunda opción, se debe especificar:
 - Tiempo de producción (años).
 - Incremento de tiempo (días).

Figura 54. Información de la predicción

The screenshot shows a software interface for predicting injection performance. The 'Información de entrada' tab is selected, displaying several sections of input data:

- Datos:**
 - Propiedades del yacimiento:** Presión (psia) 3000, Temperatura (°F) 130, Profundidad (ft) 6000, Espesor (ft) 100, PHIE (fracción) 0.16, Swc (fracción) 0.46, Swit (fracción) 0.46, Sor (fracción) 0.15, Buzamiento (°) 0, $\partial P_c / \partial x$ (psi/ft) 0.
 - Propiedades de los fluidos:** Bo (BY/BN) 1.11599, Bw (BY/BN) 1.014449, RHOo (lb./ft.3) 53.444585, RHOw (lb./ft.3) 62.790956, Mo (cP) 6.364506, Mw (cP) 0.55725, Rs (SCF/STB) 259.694697, Salinidad (ppm) 30000.
- Interacción roca-fluido:**
 - Estimar kr en los puntos extremos (endpoints)
 - Ecuación analítica:
 - Puntos extremos: kro@Swc 1, No 2, krw@Sor 0.2, Nw 2.
 - Buttons: Graficar permeabilidades relativas, Graficar flujo fraccional.
- Información de inyección:**
 - Razón de movilidad: Razón de movilidad agua-petróleo 2.28
 - Información del patrón de inyección: Área del patrón (acres) 25, Radio del pozo (ft) 0.5, VP del patrón (BBL) 3103337.72, OOIP al iniciar inyección (STB) 1501628.48, Vol. máx. de inyección (VP) 3.
- Condiciones:**
 - Tasa de inyección: Tasa de inyección variable en el tiempo, Tasa de inyección constante en el tiempo.
 - Estimar tasa de iny. (button: Calcular tasa de iny.)
 - Tasa de inyección (RB/día) 1014.449
 - Coefficiente de inyectividad: Estimar coef. de iny. (button: Calcular CP), Coef. de inyectividad (psi/ft) 0.25133333

Buttons at the bottom include 'Realizar predicción' and a status bar shows 'Lectura de archivo completada...'.

5.3.2 Información de entrada. En esta ventana, se deben ingresar los datos generales del modelo; aunque el modelo realiza una predicción con poca información, se requieren ciertos datos. En este caso, se presentan cinco subdivisiones principales y cada una de ellas, cuenta con cierto número de datos.

- * Propiedades del yacimiento. Se deben especificar las características de la formación y las propiedades de la roca (ver la figura 55).

Figura 55. Propiedades del yacimiento

CHP: C:\Users\Natalia\Desktop\1. SPFM=2.28\AN125VHM-1000ppm\SPF.nmpsp

Proceso: Inyección de surfactantes-polímeros SPF (ARREGLO NORMAL)

Nombre del campo: Campo 1

Información predicción: Número de tubos de corriente: 8

Mecanismo de predicción:

- Predicción por un tiempo determinado
- Predicción hasta alcanzar el volumen máximo de iny.

 Tiempo de predicción (años): 10

 Incremento de tiempo (meses): 2

Información de entrada | Estratificación | Datos del proceso EOR | Resultados | Ajuste

Datos

Propiedades del yacimiento

Presión (psia)	3000	Swc (fracción)	0.46
Temperatura (°F)	130	Swi (fracción)	0.46
Profundidad (ft)	6000	Sor (fracción)	0.15
Espesor (ft)	100	Buzamiento (°)	0
PHIE (fracción)	0.16	$\partial P_c / \partial x$ (psi/ft)	0

Propiedades de los fluidos

Estimar propiedades PVT Calcular propiedades

Bo (BY/BN)	1.11599	Mo (cP)	6.364506
Bw (BY/BN)	1.014449	Mw (cP)	0.55725
RHOo (lb./ft.3)	53.444585	Rs (SCF/STB)	259.694697
RHOw (lb./ft.3)	62.790956	Salinidad (ppm)	30000

Interacción roca-fluido

Estimar kr en los puntos extremos (endpoints)

Ecuación analítica:

Puntos extremos

kr@Swc	1	No	2
krw@Sor	0.2	Nw	2

Graficar permeabilidades relativas

Graficar flujo fraccional

Información de inyección

Razón de movilidad: Razón de movilidad agua-petróleo: 2.28

Información del patrón de inyección

Área del patrón (acres)	25
Radio del pozo (ft)	0.5
VP del patrón (BBL)	3103337.72
OOIP al iniciar inyección (STB)	1501628.48
Vol. máx. de inyección (VP)	3

Condiciones

Tasa de inyección

Tasa de inyección variable en el tiempo

Tasa de inyección constante en el tiempo

Estimar tasa de iny. Calcular tasa de iny.

Tasa de inyección (RB/día): 1014.449

Coefficiente de inyectividad

Estimar coef. de iny. Calcular CP

Coef. de inyectividad (psi/ft): 0.25133333

Realizar predicción

Lectura de archivo completada...

Los datos requeridos en este módulo, son:

- Presión (psia).
 - Temperatura (°F).
 - Profundidad (ft).
 - Espesor (ft).
 - PHIE (fracción). Porosidad efectiva.
 - Swc (fracción). Saturación de agua connata/irreducible.
 - Swi (fracción). Saturación promedio de agua al iniciar la inyección.
 - Sor (fracción). Saturación de petróleo residual.
 - Buzamiento (°).
 - $\partial P_c / \partial x$ (psi/ft). Gradiente de presión capilar.
- * Propiedades de los fluidos. En esta sección, se deben especificar las características de los fluidos que se producen del yacimiento: agua y petróleo; las propiedades del gas, no se tienen en cuenta porque no afectan

significativamente los resultados del pronóstico. Los datos, se encuentran tal y como se observa en la figura 56.

Figura 56. Propiedades de los fluidos

The screenshot shows a software window titled 'CHP: C:\Users\Natalia\Desktop\1. SPFM=2.28\AN125VHM-1000ppm\SPF.nmosp'. The interface is divided into several sections:

- Proceso:** Inyección de surfactantes-polímeros SPF (ARREGLO NORMAL)
- Nombre del campo:** Campo 1
- Información predicción:**
 - Número de tubos de corriente: 8
 - Mecanismo de predicción:
 - Predicción por un tiempo determinado
 - Predicción hasta alcanzar el volumen máximo de iny.
 - Tiempo de predicción (años): 10
 - Incremento de tiempo (meses): 2
- Información de entrada:** Estratificación, Datos del proceso EOR, Resultados, Ajuste
- Datos:**
 - Propiedades del yacimiento:**
 - Presión (psia): 3000
 - Temperatura (°F): 130
 - Profundidad (ft): 6000
 - Espesor (ft): 100
 - PHIE (fracción): 0.16
 - Swc (fracción): 0.46
 - Swit (fracción): 0.46
 - Sor (fracción): 0.15
 - Buzamiento (°): 0
 - ∂Pc/∂x (psi/ft): 0
 - Propiedades de los fluidos:**
 - Estimar propiedades PVT
 - Calcular propiedades
 - Bo (BY/BN): 1.11599
 - Bw (BY/BN): 1.014449
 - RHOo (lb/ft3): 53.444585
 - RHOw (lb/ft3): 62.790956
 - Mo (cP): 6.364506
 - Mw (cP): 0.55725
 - Rs (SCF/STB): 259.694697
 - Salinidad (ppm): 30000
 - Interacción roca-fluido:**
 - Estimar kr en los puntos extremos (endpoints)
 - Ecuación analítica: [dropdown]
 - Puntos extremos:
 - kr@Swc: 1 No 2
 - krw@Sor: 0.2 Nw 2
 - Graficar permeabilidades relativas
 - Graficar flujo fraccional
 - Información de inyección:**
 - Razón de movilidad: 2.28
 - Razón de movilidad agua-petróleo: 2.28
 - Información del patrón de inyección:
 - Área del patrón (acres): 25
 - Radio del pozo (ft): 0.5
 - VP del patrón (BBL): 3103337.72
 - OOIP al iniciar inyección (STB): 1501628.48
 - Vol. máx. de inyección (VP): 3
 - Condiciones:**
 - Tasa de inyección:
 - Tasa de inyección variable en el tiempo
 - Tasa de inyección constante en el tiempo
 - Estimar tasa de iny. Calcular tasa de iny.
 - Tasa de inyección (RB/día): 1014.449
 - Coefficiente de inyectividad:
 - Estimar coef. de iny. Calcular CP
 - Coef. de inyectividad (psi/ft): 0.25133333
- Realizar predicción**

Es preciso definir las características de los fluidos que se enumeran a continuación:

- Bo (BY/BN). Factor volumétrico del petróleo.
- Bw (BY/BN). Factor volumétrico del agua.
- ρ_o (lb/ft³). Densidad del petróleo.
- ρ_w (lb/ft³). Densidad del agua.
- μ_o (cP). Viscosidad del petróleo.
- μ_w (cP). Viscosidad del agua.
- Rs (SCF/STB). Relación de gas disuelto-petróleo.
- Salinidad (ppm).

En esta parte, es posible que las propiedades sean calculadas, en el caso de ser necesario, mediante las correlaciones numéricas. Para esto, existe una

ventana en la cual se deben ingresar datos adicionales (ver figura 57), que son indispensables para estimar las propiedades del PVT, estos datos son:

- Gravedad API.
- GE_g . Gravedad específica del gas.
- R_{sb} . Relación de gas disuelto-petróleo. La aplicación tiene la opción de generar R_{sb} a partir de P_b (presión de burbuja) si no se tiene esa información.

Adicionalmente, si se conocen las condiciones del separador en superficie, es importante precisar:

- Presión del separador (psia).
- Temperatura del separador (°F).

Figura 57. Estimación PVT

The screenshot shows a software window titled "Estimación PVT". It contains two main sections: "Propiedades de los fluidos del yacimiento" and "Separador".

Propiedades de los fluidos del yacimiento			
API	20	<input checked="" type="checkbox"/> Estimar R_s a partir de P_b	
GE gas (Aire=1)	0.63	P_b (psia)	1965
Salinidad (ppm)	30000	R_{sb} (SCF/STB)	175

Considerar las condiciones del separador en superficie

Separador	
Presión (psia)	64.7
Temperatura (°F)	100

Correlaciones

Figura 58. Correlaciones

The screenshot shows a software window titled "Correlaciones PVT". It has two tabs: "Propiedades del petróleo" (selected) and "Propiedades del agua".

Propiedades del petróleo	
P_b	Standing, M.B.
R_s	Standing, M.B.
B_o	Standing, M.B.
C_o	Vázquez, M.E. y Beg

Propiedades del agua	
Mod	Beggs, H.D. y Robin:
Mob	Beggs, H.D. y Robin:
Mo	Vázquez, M.E. y Beg
RHO_o	Densidad del petróleo:

Calcular propiedades

La figura 58, muestra la ventana en la cual se deben seleccionar las correlaciones para el agua y para el petróleo, estas se encuentran descritas en el Anexo J.

- * Interacción roca-fluido. En esta sección, se tiene la información de permeabilidades relativas al agua y al petróleo; es indispensable conocer los puntos extremos de las curvas de permeabilidades relativas, que caracterizan la interacción entre la roca y los fluidos del yacimiento, los cuales son:
 - Permeabilidad al agua a la saturación de petróleo residual ($k_{rw}@S_{or}$).
 - Permeabilidad al petróleo a la saturación de agua connata ($k_{ro}@S_{wc}$).

Esta subdivisión, aparece como se puede ver en la figura 59; además permite generar las curvas de permeabilidades relativas.

Figura 59. Interacción roca-fluido

The screenshot shows a software window titled 'CHP: C:\Users\Natalia\Desktop\1. SPF\M=2.28\AN125VHM-1000ppm\SPF.nmpsp'. The interface is divided into several sections:

- Proceso:** Inyección de surfactantes-polímeros SPF (ARREGLO NORMAL)
- Nombre del campo:** Campo 1
- Información predicción:** Número de tubos de corriente: 8; Mecanismo de predicción: Predicción hasta alcanzar el volumen máximo de iny. (selected); Tiempo de predicción (años): 10; Incremento de tiempo (meses): 2.
- Información de entrada:** Estratificación, Datos del proceso EOR, Resultados, Ajuste.
- Datos:**
 - Propiedades del yacimiento:** Presión (psia): 3000; Temperatura (°F): 130; Profundidad (ft): 6000; Espesor (ft): 100; PHIE (fracción): 0.16; Swc (fracción): 0.46; Swit (fracción): 0.46; Sor (fracción): 0.15; Buzamiento (°): 0; $\partial P_c/\partial x$ (psi/ft): 0.
 - Propiedades de los fluidos:** Bo (BY/BN): 1.11599; Bw (BY/BN): 1.014449; RHOo (lb./ft.3): 53.444585; RHOw (lb./ft.3): 62.790956; Mo (cP): 6.364506; Mw (cP): 0.55725; Rs (SCF/STB): 259.694697; Salinidad (ppm): 30000.
- Interacción roca-fluido (circled in blue):**
 - Estimar k_r en los puntos extremos (endpoints)
 - Ecuación analítica: [dropdown]
 - Puntos extremos:

$k_{ro}@S_{wc}$	1	No	2
$k_{rw}@S_{or}$	0.2	Nw	2
 - Graficar permeabilidades relativas
 - Graficar flujo fraccional
- Información de inyección:**
 - Razón de movilidad: Razón de movilidad agua-petróleo: 2.28
 - Información del patrón de inyección:

Área del patrón (acres)	25
Radio del pozo (ft)	0.5
VP del patrón (BBL)	3103337.72
OOIP al iniciar inyección (STB)	1501628.48
Vol. máx. de inyección (VP)	3
- Condiciones:**
 - Tasa de inyección:
 - Tasa de inyección variable en el tiempo
 - Tasa de inyección constante en el tiempo
 - Estimar tasa de iny. [Calcular tasa de iny.]
 - Tasa de inyección (RB/día): 1014.449
 - Coefficiente de inyectividad:
 - Estimar coef. de iny. [Calcular CP]
 - Coef. de inyectividad (psi/ft): 0.25133333

Buttons: Realizar predicción, Lectura de archivo completada...

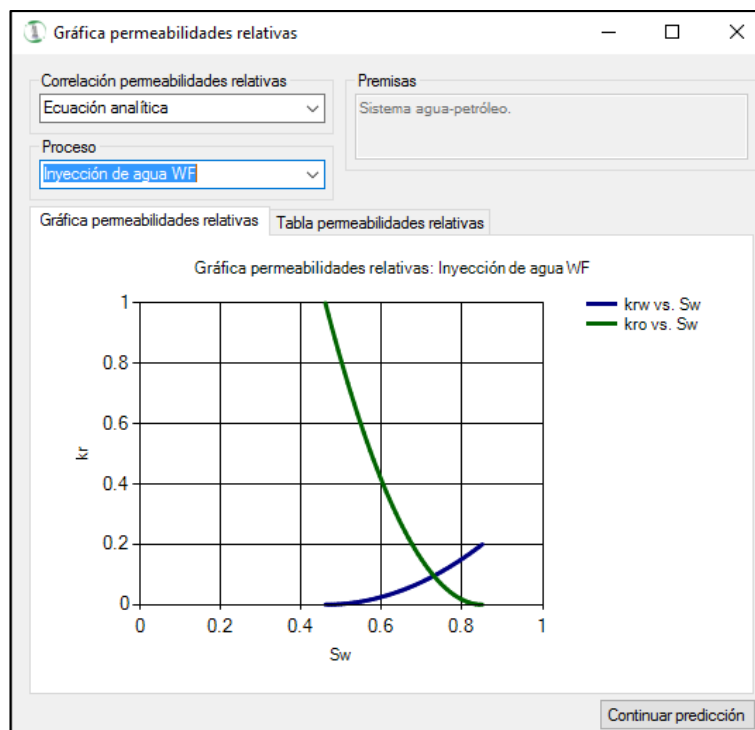
Quando hay información disponible de los puntos extremos, se deben ingresar los exponentes de las curvas de permeabilidades relativas al

petróleo y al agua (n_o y n_w , respectivamente); en este caso, se obtienen resultados analíticos. Por otro lado, si no hay datos disponibles, se pueden determinar con correlaciones que consideran la saturación de agua connata y de petróleo residual, como se describe en la sección 1.1.4.2; las correlaciones disponibles para los cálculos de permeabilidades relativas, son:

- Corey, sistema mojado por petróleo.
- Smith, sistema mojado por agua.
- Wyllie y Gardner 1, sistema mojado por petróleo.
- Wyllie y Gardner 2, sistema mojado por petróleo.
- Pirson, sistema mojado por agua.
- Ecuación analítica.

La aplicación, permite crear la gráfica de permeabilidades relativas (ver figura 60), y una tabla con los datos respectivos (ver figura 61) en una ventana adicional, donde se puede cambiar la correlación para determinar las propiedades de interacción roca-fluido, considerando las premisas correspondientes de acuerdo con el proceso que se está evaluando.

Figura 60. Gráfica de permeabilidades relativas



En el caso de una predicción de inyección de polímeros, surfactantes o surfactantes-polímeros, también se presenta la posibilidad de comparar las curvas de permeabilidades relativas, con las de la inyección de agua.

Figura 61. Tabla de permeabilidades relativas

	Sw	kro	krw
▶	0.4600	1.0000	0.0000
	0.4680	0.9596	0.0001
	0.4759	0.9200	0.0003
	0.4839	0.8813	0.0007
	0.4918	0.8434	0.0013
	0.4998	0.8063	0.0021
	0.5078	0.7701	0.0030
	0.5157	0.7347	0.0041
	0.5237	0.7001	0.0053
	0.5316	0.6664	0.0067
	0.5396	0.6335	0.0083
	0.5476	0.6014	0.0101

- * Graficar flujo fraccional. De igual manera, se puede generar la curva de flujo fraccional, a partir de los datos de entrada mínimos que requiere el código en la ventana principal. En esta sección, se puede cambiar la correlación (si no se conocen los puntos extremos de las curvas de permeabilidades relativas), para obtener los resultados y además, pueden ser comparados los procesos de inyección química con la inyección de agua (figura 62). La gráfica de la curva fw vs. Sw, se puede observar en la figura 62, y la tabla con los datos correspondientes, en la figura 63.

También, se calculan las siguientes propiedades de la curva de flujo fraccional y se resumen en el cuadro información obtenida:

- Swf. Saturación de agua del frente.
- fwf. Flujo fraccional del frente.
- Swpr. Saturación de agua promedio a la ruptura.

Figura 62. Gráfica de flujo fraccional

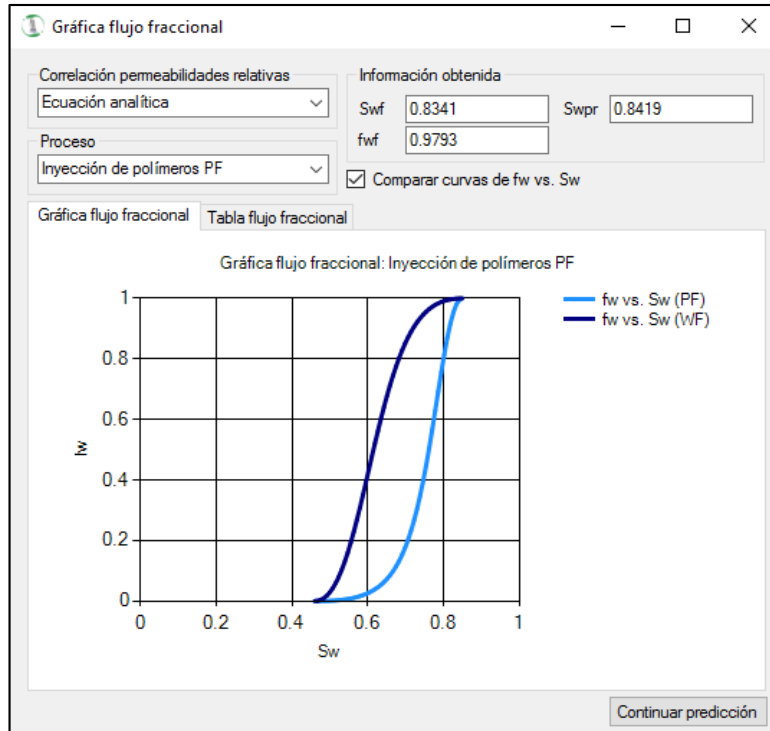


Figura 63. Tabla de flujo fraccional

Sw	fw
0.4600	0.0000
0.4680	0.0000
0.4759	0.0002
0.4839	0.0004
0.4918	0.0007
0.4998	0.0011
0.5078	0.0017
0.5157	0.0024
0.5237	0.0032
0.5316	0.0043
0.5396	0.0056
0.5476	0.0071
0.5555	0.0089

- * Información de inyección. La última sección de los datos de entrada, comprende la información propia del proceso de inyección. Se divide en tres áreas principales que se aprecian en la figura 64: razón de movilidad agua-petróleo, información del patrón de inyección y condiciones.

La herramienta determina la razón de movilidad agua-petróleo (considerando la viscosidad del agua, la viscosidad del petróleo y las permeabilidades relativas en los puntos extremos, por medio de la ecuación 97).

Figura 64. Información de inyección

The screenshot shows a software window titled 'CHP: C:\Users\Natalia\Desktop\1. SPFM=2.28\AN125VHM-1000ppm\SPF.nmpsp'. The interface is divided into several sections:

- Proceso:** Inyección de surfactantes-polímeros SPF (ARREGLO NORMAL)
- Nombre del campo:** Campo 1
- Información predicción:**
 - Número de tubos de corriente: 8
 - Mecanismo de predicción: Predicción hasta alcanzar el volumen máximo de iny. (selected)
 - Tiempo de predicción (años): 10
 - Incremento de tiempo (meses): 2
- Información de entrada:**
 - Datos:**
 - Propiedades del yacimiento:** Presión (psia): 3000, Temperatura (°F): 130, Profundidad (ft): 6000, Espesor (ft): 100, PHIE (fracción): 0.16, Swc (fracción): 0.46, Swit (fracción): 0.46, Sor (fracción): 0.15, Buzamiento (°): 0, $\partial P_c/\partial x$ (psi/ft): 0
 - Propiedades de los fluidos:** Bo (BY/BN): 1.11599, Bw (BY/BN): 1.014449, RHOo (lb/ft3): 53.444585, RHOw (lb/ft3): 62.790956, Mo (cP): 6.364506, Mw (cP): 0.55725, Rs (SCF/STB): 259.694697, Salinidad (ppm): 30000
 - Interacción roca-fluido:**
 - Estimar kr en los puntos extremos (endpoints):
 - Ecuación analítica:
 - Puntos extremos: kro@Swc: 1 (No: 2), krw@Sor: 0.2 (Nw: 2)
 - Graficar permeabilidades relativas
 - Graficar flujo fraccional
 - Información de inyección (highlighted in blue circle):**
 - Razón de movilidad:
 - Razón de movilidad agua-petróleo: 2.28
 - Información del patrón de inyección:
 - Área del patrón (acres): 25
 - Radio del pozo (ft): 0.5
 - VP del patrón (BBL): 3103337.72
 - OOIP al iniciar inyección (STB): 1501628.48
 - Vol. máx. de inyección (VP): 3
 - Condiciones:**
 - Tasa de inyección:
 - Tasa de inyección variable en el tiempo:
 - Tasa de inyección constante en el tiempo:
 - Estimar tasa de iny.:
 - Tasa de inyección (RB/día): 1014.449
 - Coefficiente de inyectividad:
 - Estimar coef. de iny.:
 - Coef. de inyectividad (psi/ft): 0.25133333

La información del patrón de inyección, comprende:

- Área del patrón (acres).
- Radio del pozo (ft).
- Volumen poroso del patrón (Bbl).
- OOIP al iniciar la inyección (Bbl).
- Volumen máximo de inyección (VP).

Con respecto a las condiciones de la inyección, se necesita:

- Tasa de inyección, que puede ser constante o variar en el tiempo.
- Coeficiente de inyectividad. Cuando no se conoce, se puede estimar por medio de una correlación, que depende de la profundidad del yacimiento.

5.3.3 Estratificación. En esta ventana, se establecen las propiedades petrofísicas de cada una de las capas del yacimiento que se nombran a continuación (ver figura 65)

- * Espesor (ft).
- * PHIE (fracción). Porosidad efectiva.
- * Swi (fracción). Saturación de agua inicial.
- * k (md). Permeabilidad.

A partir de la siguiente información:

- Número de capas.
- Coeficiente de Dykstra-Parsons.
- Permeabilidad horizontal y vertical.

Figura 65. Estratificación del yacimiento

Archivo Acerca de

Proceso: Inyección de surfactantes-polímeros SPF (ARREGLO NORMAL)

Nombre del campo: Campo 1

Información predicción: Número de tubos de corriente: 8

Mecanismo de predicción: Predicción por un tiempo determinado (Tiempo de predicción (años): 10) Predicción hasta alcanzar el volumen máximo de iny. (Incremento de tiempo (meses): 2)

Información de entrada Estratificación Datos del proceso EOR Resultados Ajuste

Información por capas

Permeabilidad horizontal: Estimar permeabilidad horizontal (Método: Timur) Permeabilidad horizontal (md): 1000

Permeabilidad vertical: Estimar permeabilidad vertical (Método: Tiab et al.) Permeabilidad vertical (md): 900

Premisas: correlaciones para hallar permeabilidad: Permeabilidad vertical - Tiab et al. Formaciones de areniscas limpias. Considera porosidad efectiva.

Método para calcular heterogeneidad: Capas de igual espesor

Número de capas: 10 Coeficiente DP: 0.3 Realizar estratificación

	Número de capa	Espesor (ft)	PHIE (fracción)	Swi (fracción)	k (md)
▶	1	10	0.16	0.46	1775.1532
	2	10	0.16	0.46	1363.4216
	3	10	0.16	0.46	1195.4225
	4	10	0.16	0.46	1077.488
	5	10	0.16	0.46	981.8401

Verificación permeabilidad horizontal promedio: Determinar perm. promedio (Valor: 1000)

Realizar predicción

Lectura de archivo completada...

Hay tres posibilidades para establecer el método de estratificación en el modelo predictivo diseñado.

- * Capas de igual espesor.
- * Capas de igual producto kh.
- * Modelo multicapas. Cuando la información detallada por capas está disponible, esta opción permite ingresarla.

5.3.4 Datos del proceso EOR. En esta ventana, se especifican los datos de los procesos químicos que aplican en el caso de estudio. Como se ha dicho anteriormente, la aplicación permite el análisis de la inyección de polímeros, de la inyección de surfactantes y de la inyección de surfactantes-polímeros.

Para cada caso, se necesitan diferentes propiedades, teniendo en cuenta los requerimientos del código para la evaluación. La figura 66, muestra la estructura general de esta ventana en la aplicación CHP.

Figura 66. Datos del proceso de recuperación mejorada EOR

The screenshot shows the 'Datos del proceso EOR' window in the CHP application. The window title is 'CHP: C:\Users\Natalia\Desktop\1. SPF\M=2.28\AN125VHM-1000ppm\SPF.nmosp'. The interface includes a menu bar with 'Archivo' and 'Acerca de'. Below the menu bar, there are several sections for data entry:

- Proceso:** Inyección de surfactantes-polímeros SPF (ARREGLO NORMAL)
- Nombre del campo:** Campo 1
- Información predicción:**
 - Número de tubos de corriente: 8
 - Mecanismo de predicción:
 - Predicción por un tiempo determinado (Tiempo de predicción (años): 10)
 - Predicción hasta alcanzar el volumen máximo de iny. (Incremento de tiempo (meses): 2)
- Información de entrada:**
 - Inyección de polímeros PF:**
 - Nombre del polímero: AN125VHM
 - Concentración del polímero (ppm): 1000
 - Viscosidad del polímero (cP): 10.62
 - Factor de resistencia: 26.681023
 - Factor de resistencia residual: 1.4
 - Adsorción del polímero (lb/acre ft): 403.853816
 - Tamaño del bache de polímero (VP): 0.35
 - Razón de movilidad polímero-petróleo: 0.09
 - DSP (adimensional): 0.14857782
 - Inyección de surfactantes SF:**
 - Información del reservorio:
 - Temperatura máxima permitida (°F): 200
 - Salinidad máxima permitida (ppm): 100000
 - Np al terminar la iny. de agua (STB): 0
 - Información de los fluidos:
 - Estimar tensión interfacial
 - Tensión interf. @ 0 ppm (dinas/cm): 32.1009
 - Tensión interfacial (dinas/cm): 6.4145
 - Propiedades de la roca:
 - Fracción másica de arcilla: 0.1
 - Retención del surfactante:
 - Estimar reten. con la fracc. másica de arcilla
 - Retención del surf. (VP): 0
 - Densidad del grano de la roca: Cuarzoarenita
 - Dens. grano (lb/ft3): 165.43
 - Propiedades químicas:
 - Surfactante:
 - Concentración del surfac. (ppm): 1000
 - Tamaño del bache de surf. (VP): 0.025
 - Densidad del surfactante (lb/ft3): 62.18
 - Eficiencia de desplazamiento:
 - Estimar ef. de desp. con el núm. capilar
 - Eficiencia de desplazam.: 0.5212

At the bottom right, there is a 'Realizar predicción' button. The status bar at the bottom left shows 'Lectura de archivo completada...'.

Dependiendo del proceso elegido en la sección de generalidades, se deben completar los siguientes campos:

* Inyección de polímeros:

Se asume que los datos ingresados están a la temperatura del yacimiento:

- Nombre del polímero.
- Concentración del polímero (ppm).
- Viscosidad del polímero (cP).
- Factor de resistencia.
- Factor de resistencia residual.
- Adsorción del polímero (lb/acre*ft).
- Tamaño del bache de polímero (VP).

El programa calcula automáticamente, las siguientes variables teniendo en cuenta las propiedades del proceso:

- DSP (adimensional). Adsorción del polímero adimensional.
- Razón de movilidad polímero-petróleo.

* Inyección de surfactantes:

Se debe completar la información, que se encuentra organizada en cuatro módulos: información del yacimiento, propiedades de los fluidos, propiedades de la roca y propiedades químicas.

La información del yacimiento, que se requiere para la evaluación, incluye:

- Temperatura máxima (°F).
- Salinidad máxima (ppm).
- Producción acumulada de petróleo al terminar la inyección de agua.

Las propiedades de los fluidos, comprenden:

- Tensión interfacial a 0 ppm.
- Tensión interfacial.

En cuanto a las propiedades de la roca, se necesita:

- Fracción másica de arcilla.

- Retención del surfactante (se puede calcular con una correlación, teniendo en cuenta la fracción másica de arcilla).
- Densidad del grano de la roca.

Finalmente, con respecto a las propiedades químicas, se debe especificar:

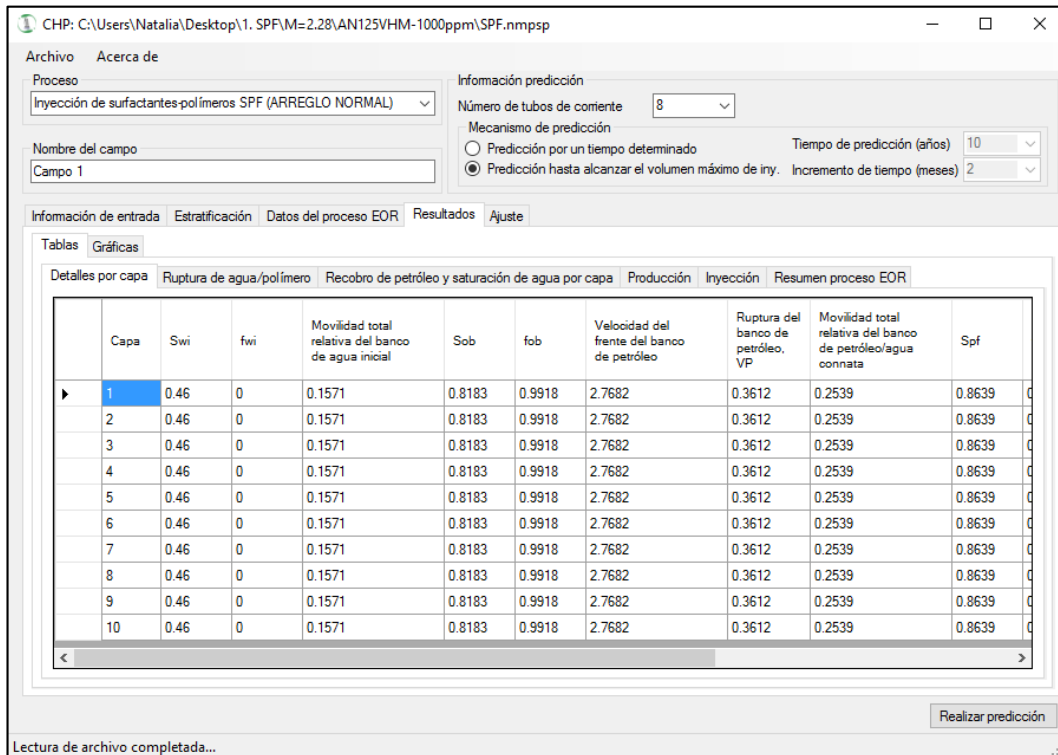
- Concentración del surfactante (fracción volumétrica).
- Tamaño del bache de surfactante, VPS (VP).
- Densidad del surfactante.
- Eficiencia de desplazamiento (se puede calcular con el programa mediante una correlación que considera el número capilar, utilizando las curvas de desaturación capilar para areniscas Berea como se describe en la sección 2.1.1).

5.3.5 Resultados. Luego de realizar la predicción, los resultados son escritos en las tablas que se encuentran en esta ventana, y además, se representan por medio de gráficas.

5.3.5.1 Resultados (Tablas). Teniendo en cuenta la información obtenida, se organizaron tablas que recopilan los siguientes datos:

- * Detalles por capa (ver figura 67).
- Saturación de agua inicial, S_{wi} .
- Flujo fraccional a la saturación de agua inicial, f_{wi} .
- Movilidad total relativa del banco de agua.
- Saturación del banco de petróleo, S_{ob} .
- Flujo fraccional del banco de petróleo, f_{ob} .
- Velocidad adimensional del banco de petróleo, V_{ob} .
- Ruptura del banco de petróleo (VP).
- Movilidad total relativa del banco de petróleo/agua connata.
- Saturación del frente de agua/polímero, S_{pf} .
- Flujo fraccional del frente de agua/polímero, f_{pf} .
- Velocidad adimensional del frente de agua/polímero, V_{pf} .
- Ruptura del frente de agua/polímero (volúmenes de poro).
- Movilidad total relativa del banco de agua/polímero.

Figura 67. Resultados de saturaciones



- * Ruptura de agua/polímero (ver figura 68). Se muestran los resultados de saturación, después de presentarse la ruptura de la fase desplazante.
 - Saturación de agua a $XD=1$, final del sistema.
 - Saturación promedio de agua desde $XD=0$ hasta 1.
 - Ruptura del frente de agua, a $XD=1$ (en términos de VP).
 - Recobro de petróleo acumulado a la ruptura (en términos de VP).
- * Recobro de petróleo y saturación de agua por capa (ver figura 69). Se puede seleccionar una capa específica para observar los resultados obtenidos.
 - Paso de tiempo.
 - Tiempo real (años).
 - Tiempo adimensional: volumen inyectado (VP).
 - Factor de recobro de petróleo en todos los tubos de corriente.
 - Índice de inyectividad (Bbl/día/psi).
 - Recobro de petróleo.
 - Saturación de agua.

Figura 68. Ruptura de agua/polímero

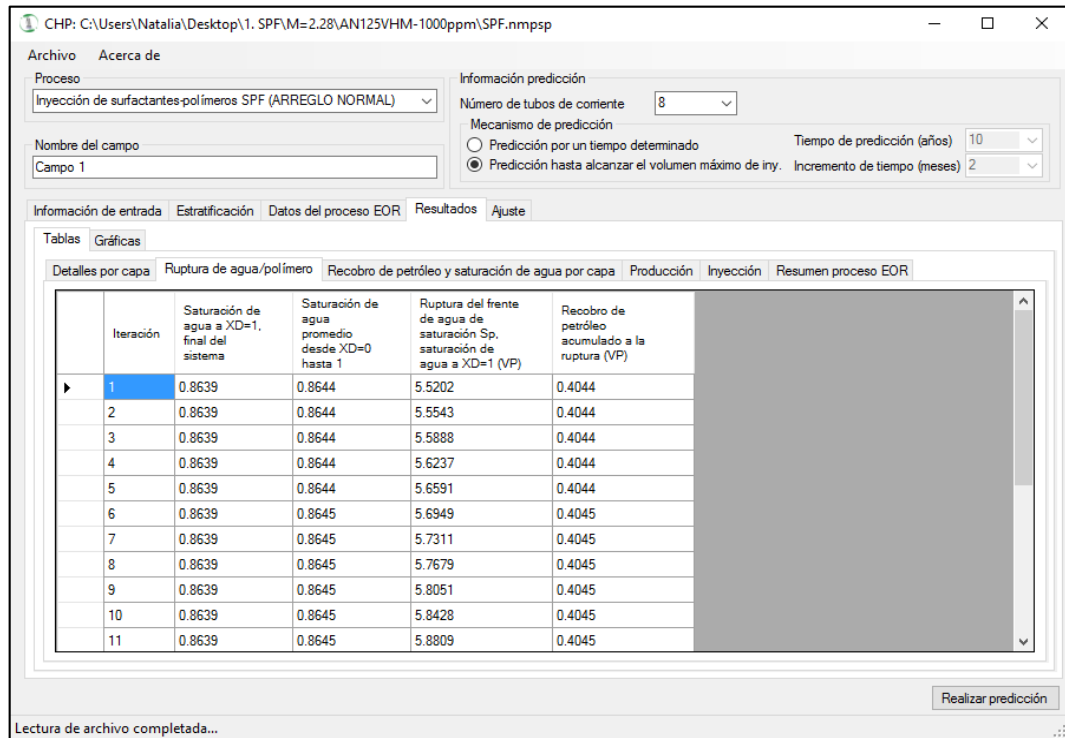
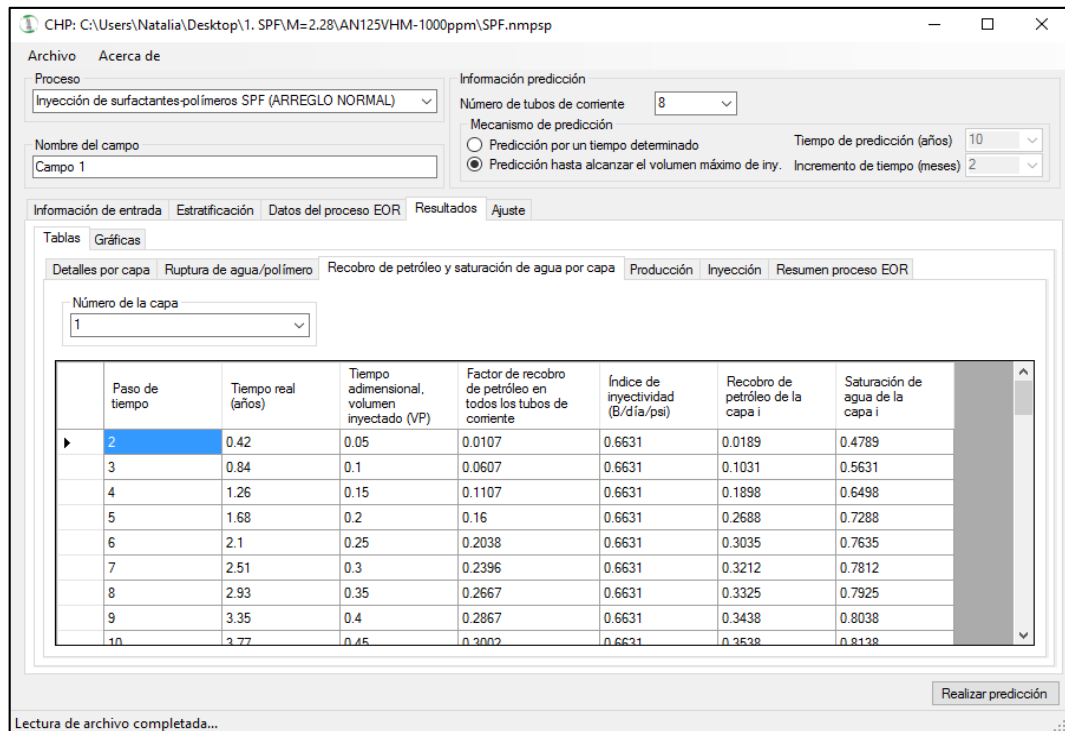


Figura 69. Resultados por capa de recobro de petróleo y saturación de agua



* Producción (ver figura 70)

A continuación se muestra los resultados obtenidos a partir del modelo predictivo, con sus respectivas unidades.

- Tiempo (años).
- Tasa de petróleo (BPD).
- Tasa de gas (MSCFPD).
- Tasa de agua (BPD).
- Tasa líquida (BPD).
- Petróleo acumulado (MMBL).
- Gas acumulado (MMSCF).
- Agua acumulada (MMBL).
- Factor de recobro de petróleo.
- Razón agua-petróleo.

* Inyección (ver figura 71).

- Tiempo (años).
- Tiempo adimensional (VP).
- Tasa de agua (STB/día).
- Tasa de polímero (lb/día).
- Índice de inyectividad (Bbl/día/psi).
- Agua acumulada (MSTB).
- Polímero acumulado (Mlb).

* Resumen proceso EOR (ver figura 72).

En esta tabla se resumen datos específicos de la predicción realizada en la aplicación para los procesos de inyección química, que se describen en la lista que se presenta a continuación:

- Número capilar del campo.
- Eficiencia de desplazamiento.
- Número de flujo cruzado.
- Retención de surfactante (VP).
- Tamaño adimensional del tapón de surfactante.

- Tamaño del tapón de surfactante (VP).
- Tamaño del bache de polímero (VP).
- Coeficiente de Dykstra-Parsons.
- Razón de movilidad efectiva.
- Capacidad de flujo de la capa m.
- Capacidad de almacenamiento de la capa m.
- Eficiencia de barrido vertical.
- Eficiencia de barrido del bache de polímero.
- Factor de comportamiento de flujo cruzado.
- Eficiencia de recobro terciario de petróleo.
- Volumen del tapón de surfactante en el patrón (MBBL).
- Concentración inicial de polímero (ppm).
- Requerimiento de polímero en el patrón (Mlb).
- Velocidad adimensional del surfactante.
- Velocidad adimensional del banco de petróleo.
- Ruptura de petróleo (VP).
- Tasa máxima (VP).
- Volumen poroso barrido.
- Tiempo para ruptura de petróleo (años).
- Tiempo para tasa máxima (años).
- Tiempo de vida total del patrón (años).
- Flujo fraccional de petróleo en el punto máximo.
- Coeficiente de inyectividad (psi/ft).
- Tasa de estado estable del patrón (RB/D).
- Tasa de petróleo en el punto máximo (STB/D).
- Saturación de agua en el banco.
- Flujo fraccional de agua en el banco.
- Espaciamiento en el patrón (acres).
- Área total desarrollada (acres).
- Número de patrones efectivos.
- Volumen poroso inundable en el patrón (RB).
- Petróleo objetivo en el patrón (STB).
- Saturación de petróleo inicial.
- Volumen poroso inundable en el proyecto (RB).
- Petróleo objetivo en el proyecto (STB).
- Recobro de petróleo total (STB).

Figura 70. Resultados de producción

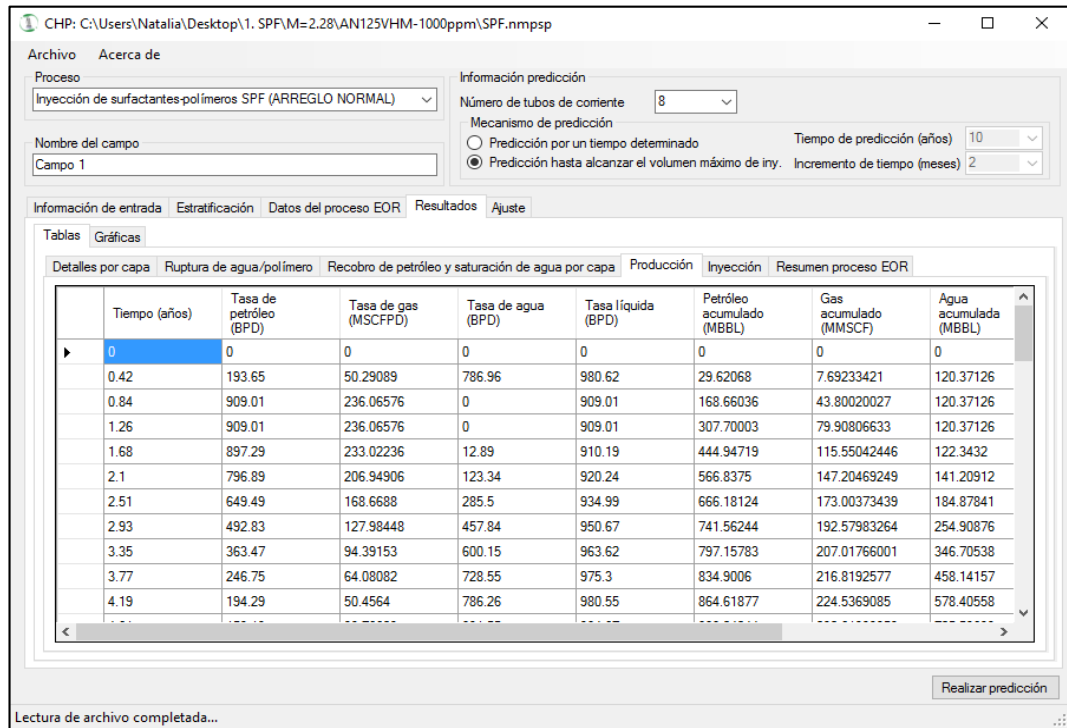


Figura 71. Resultados de inyección

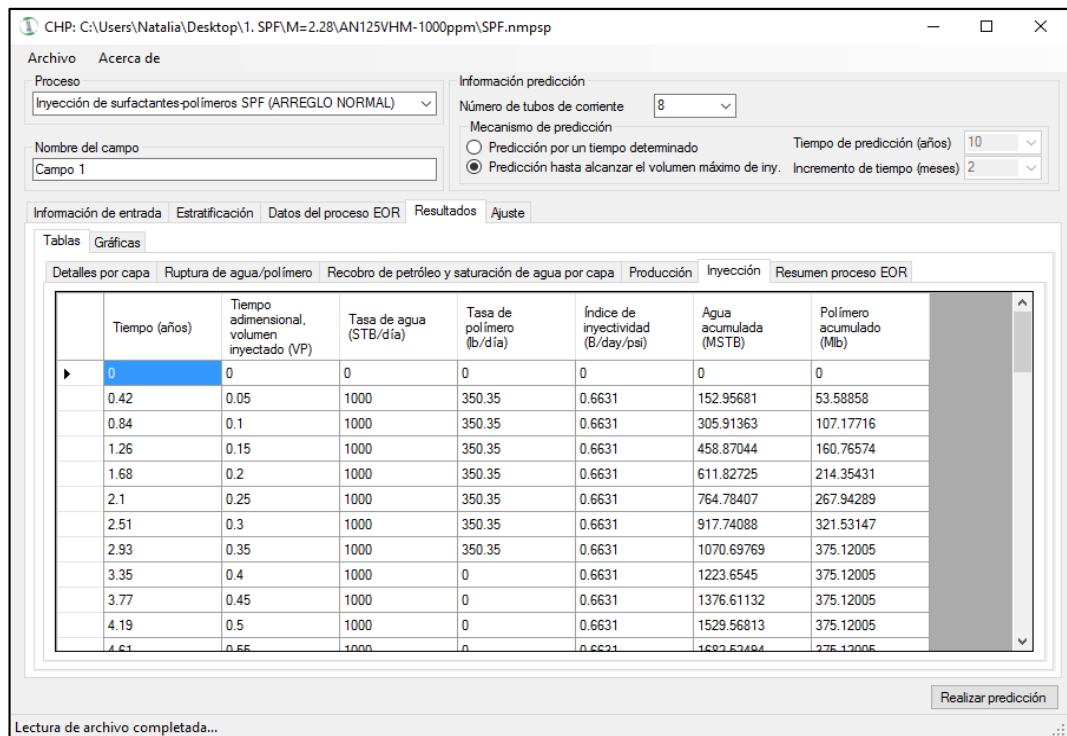
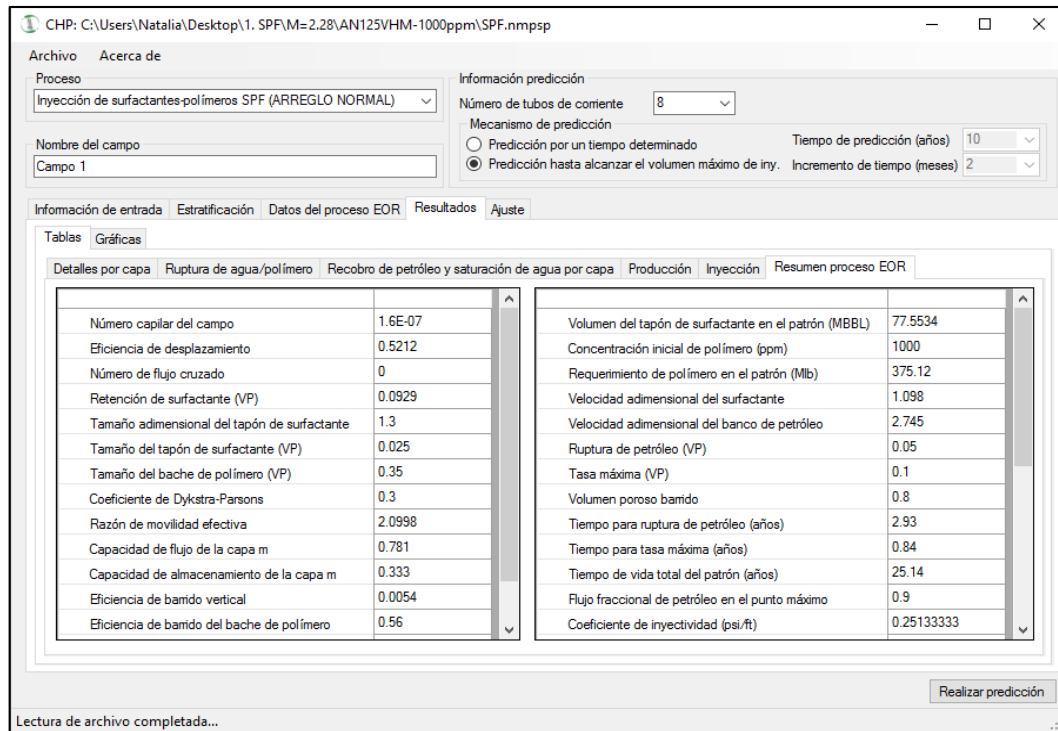


Figura 72. Resumen de proceso de recuperación mejorada EOR



5.3.5.2 Resultados (Gráficas). Además de las tablas, los resultados se generan en gráficas para facilitar el análisis del caso de estudio:

- * Producción de petróleo y agua.

Los resultados de producción, se comparan con la tasa de inyección de agua, y en caso de estudiar un proceso de inyección de polímeros, se puede visualizar la tasa de inyección de polímero en lb/día (ver figura 73).

- * Producción acumulada de petróleo y agua.

La producción acumulada de fluidos, se presenta como se observa en la figura 74; se puede comparar con la inyección acumulada de agua o de polímero.

La interfaz de la herramienta permite además, la comparación de los resultados obtenidos para la predicción del proceso de inyección química con la predicción del proceso de inyección de agua.

Figura 73. Gráfica producción de petróleo y agua

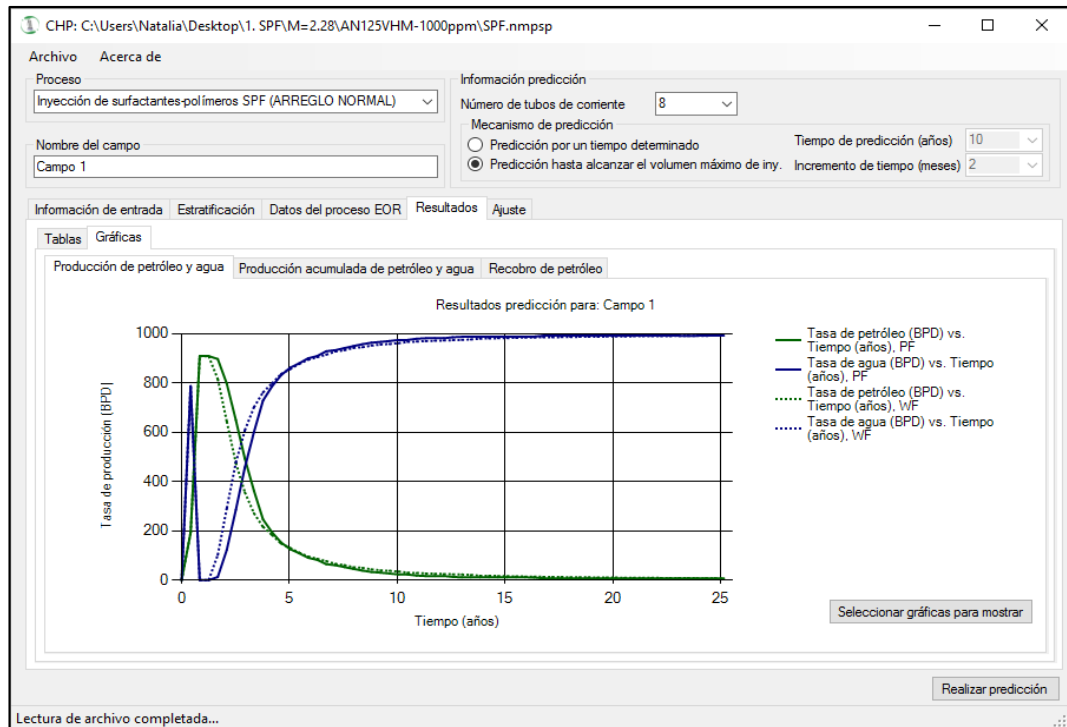
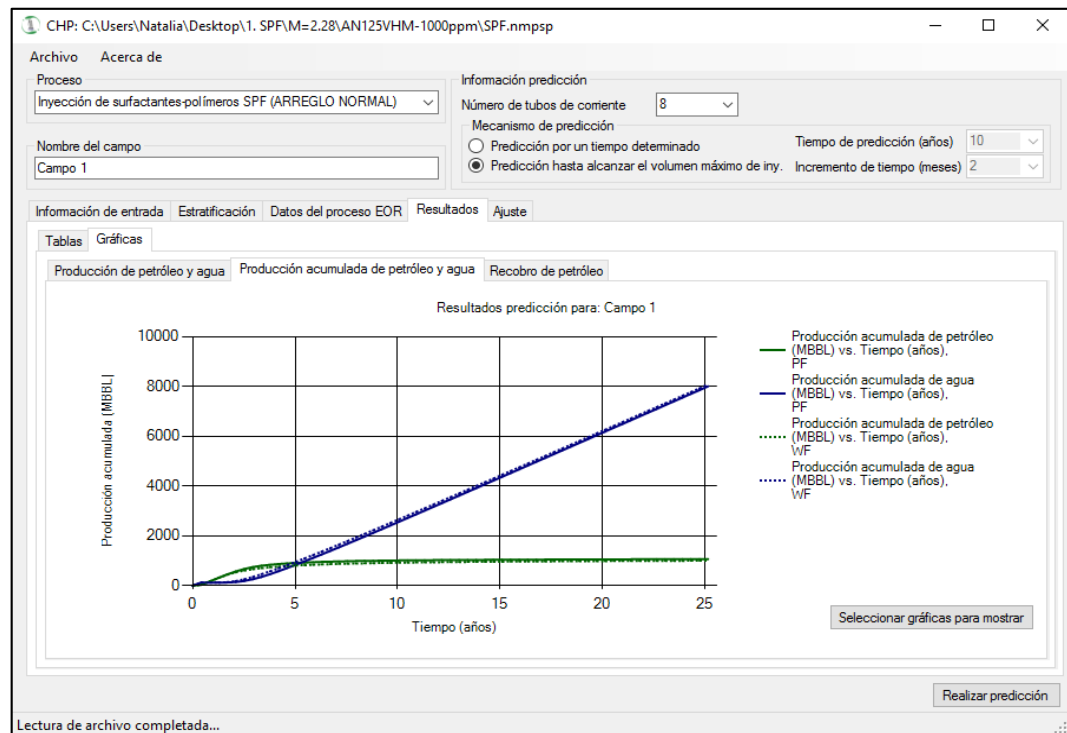


Figura 74. Gráfica producción acumulada de petróleo y agua



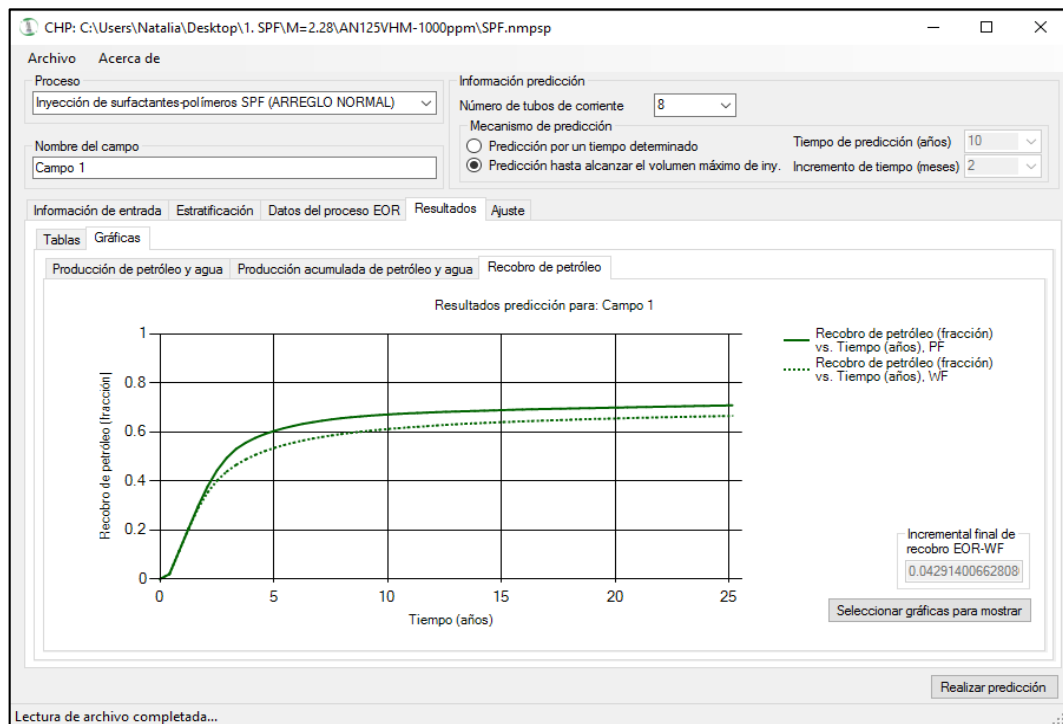
- * Recobro de petróleo.

El factor de recobro de petróleo, se presenta junto con el volumen poroso inyectado, tal y como se puede apreciar en la figura 75.

5.3.6 Ajuste. Por último, se pueden comparar los resultados obtenidos por medio de la herramienta con los resultados obtenidos por medio de un modelo diferente. Se debe importar un documento de texto que incluya los siguientes datos (con el formato que se puede observar en la figura 76):

- * Tiempo (días).
- * Tasa de petróleo (BPD).
- * Tasa de agua (BPD).
- * Petróleo acumulado (MBBL).
- * Agua acumulada (MBBL).
- * Factor de recobro (fracción).

Figura 75. Gráfica recobro de petróleo



Los datos importados en la aplicación, se presentan en una tabla, como en la figura 77.

Figura 76. Archivo para importar

Ajuste aplicación PF_JMEX: Bloc de notas

Archivo Edición Formato Ver Ayuda

Tiempo, días	Qo, BPD	Qw, BPD	Np, MBBL	Wp, MBBL	Factor de recobro
0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
0.00001000	0.00076129	0.00000000	0.00002360	0.00000000	0.00000001
0.00002780	0.00212007	0.00000000	0.00006572	0.00000000	0.00000002
0.00003020	0.00230089	0.00000000	0.00007133	0.00000000	0.00000002
0.00005900	0.00449058	0.00000000	0.00013921	0.00000000	0.00000004
0.00006800	0.00517762	0.00000000	0.00016051	0.00000000	0.00000004
0.00011121	0.00846610	0.00000000	0.00026245	0.00000000	0.00000007
0.00013168	0.01002452	0.00000000	0.00031076	0.00000000	0.00000008
0.00019403	0.01477141	0.00000000	0.00045791	0.00000000	0.00000012
0.00022909	0.01744061	0.00000000	0.00054066	0.00000000	0.00000015
0.00031877	0.02426776	0.00000000	0.00075230	0.00000000	0.00000020
0.00037090	0.02823596	0.00000000	0.00087531	0.00000000	0.00000024
0.00049947	0.03802403	0.00000000	0.00117874	0.00000000	0.00000032
0.00057659	0.04389521	0.00000000	0.00136075	0.00000000	0.00000037
0.00075712	0.05763900	0.00000000	0.00178681	0.00000000	0.00000049
0.00088157	0.06711294	0.00000000	0.00208050	0.00000000	0.00000057
0.00111643	0.08499294	0.00000000	0.00263478	0.00000000	0.00000072
0.00134853	0.10266192	0.00000000	0.00318252	0.00000000	0.00000086
0.00163120	0.12418143	0.00000000	0.00384962	0.00000000	0.00000105
0.00208567	0.15878026	0.00000000	0.00492219	0.00000000	0.00000134
0.00240225	0.18288113	0.00000000	0.00566931	0.00000000	0.00000154
0.00327166	0.24906863	0.00000000	0.00772113	0.00000000	0.00000210
0.00360107	0.27414614	0.00000000	0.00849853	0.00000000	0.00000231
0.00518182	0.39448726	0.00000000	0.01222910	0.00000000	0.00000332

Figura 77. Datos del ajuste

CHP: C:\Users\Natalia\Desktop\1. SPF\M=2.28\AN125VHM-1000ppm\SPF.nmosp

Archivo Acerca de

Proceso: Inyección de surfactantes-polímeros SPF (ARREGLO NORMAL)

Nombre del campo: Campo 1

Información predicción: Número de tubos de comente: 8

Mecanismo de predicción: Predicción por un tiempo determinado (Tiempo de predicción (años): 10) Predicción hasta alcanzar el volumen máximo de iny. (Incremento de tiempo (meses): 2)

Información de entrada Estratificación Datos del proceso EOR Resultados Ajuste

Tablas resultados de simulación Producción de petróleo y agua Producción acumulada de petróleo y agua Recobro de petróleo

Tiempo (años)	Tasa de petróleo (BPD)	Tasa de agua (BPD)	Petróleo acumulado (MBBL)	Agua acumulada (MBBL)	Factor de recobro
0	0	0	0	0	0
0	999.99	0	1E-05	0	0
0	1000	0	3E-05	0	0
0	999.99	0.01	8E-05	0	0
0	999.99	0.01	0.00017	0	0
0	999.98	0.02	0.00035	0	0
0	999.98	0.02	0.00067	0	0
0	999.97	0.03	0.00125	0	0
0	999.97	0.03	0.0023	0	0
0	999.97	0.03	0.00427	0	0
0	999.96	0.04	0.00796	0	0
0	999.96	0.04	0.01481	0	0

Importar historia Realizar predicción

Status: OK

A partir de la información anterior, se generan las gráficas que permiten visualizar los resultados del método de predicción seleccionado y los resultados de otras herramientas predictivas, para del desempeño de un yacimiento bajo cierto esquema de inyección.

La interfaz es muy similar a la de los resultados; en este caso, la línea punteada representa los resultados del modelo predictivo seleccionado en la herramienta predictiva CHP; y la línea sólida, los resultados de otro método que se han importado en la aplicación siguiendo el formato y la información requerida para el archivo de texto.

A continuación, se pueden observar las gráficas como aparecen en la aplicación, para comparar los resultados de las siguientes variables: tasa de producción diaria de petróleo y tasa de producción diaria de agua, en la figura 78; producción acumulada de petróleo y producción acumulada de agua, como se muestra en la figura 79, y factor de recobro de petróleo en la figura 80, con respecto al tiempo en años.

Figura 78. Gráfica tasas de producción de petróleo y agua, comparación

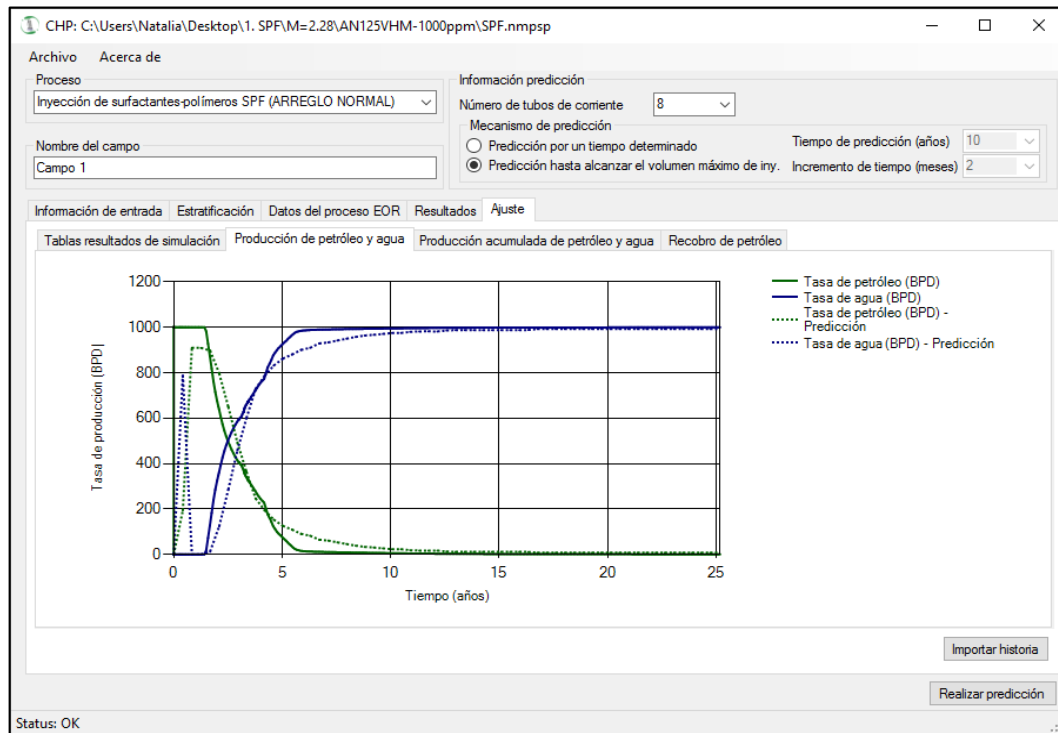


Figura 79. Gráfica producción acumulada de petróleo y agua, comparación

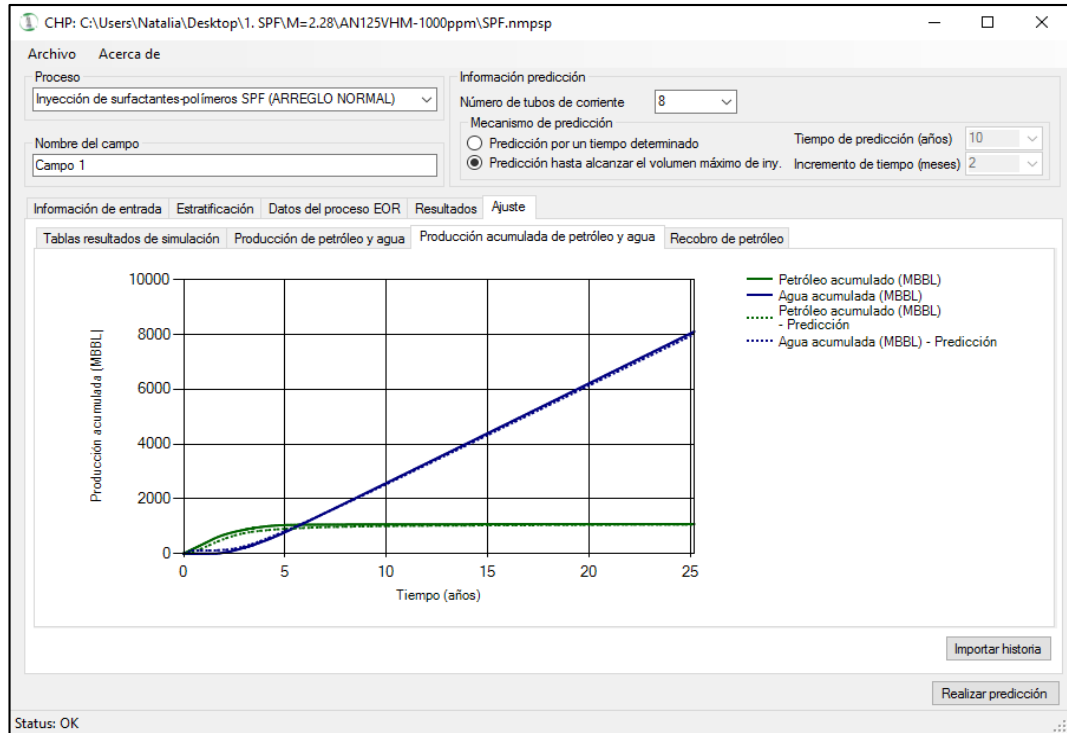
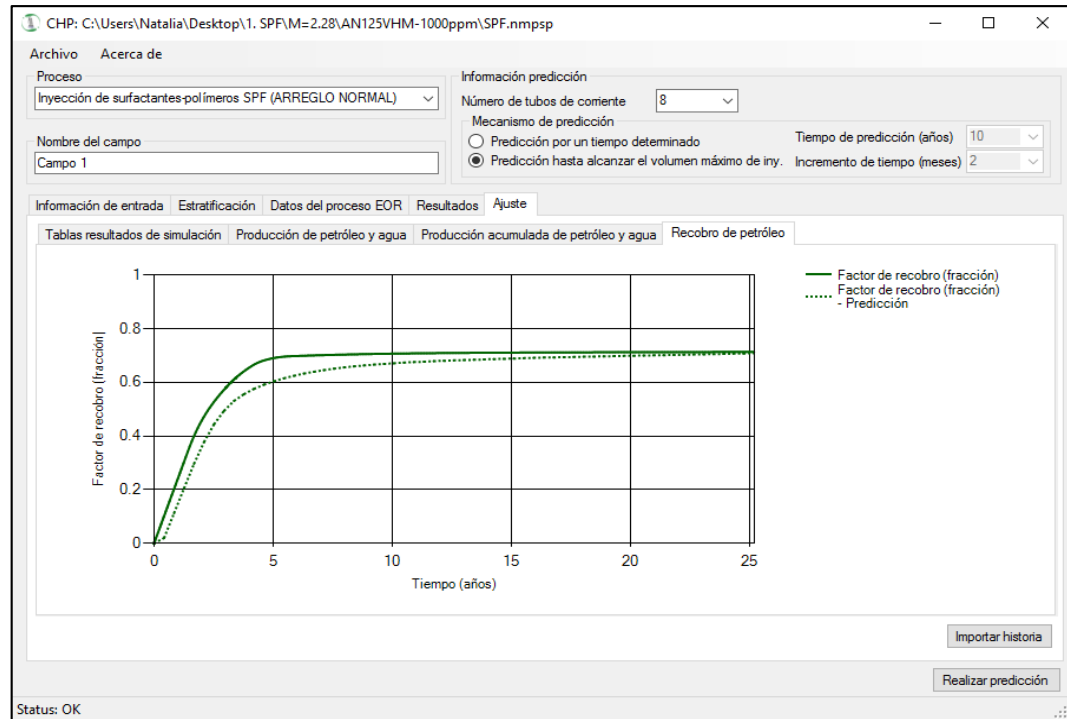


Figura 80. Gráfica recobro de petróleo, comparación



6. VALIDACIÓN DE LA CAPACIDAD PREDICTIVA DE LA HERRAMIENTA

En este capítulo, se realiza la validación de la herramienta propuesta para predicción de inyección de químicos surfactantes-polímeros, comparando los resultados obtenidos para un campo de estudio de Ecopetrol S.A., con simulación numérica, y los resultados para ese mismo campo, utilizando las propiedades promedio, con la aplicación del modelo predictivo. Además, se crean casos de simulación conceptual con diferentes datos, para analizar los resultados que permite obtener la herramienta en diferentes escenarios (ver Anexo K).

Se evalúan los procesos de inyección de agua, inyección de polímeros, inyección de surfactantes e inyección de surfactantes-polímeros convencional, y en cada caso, se muestran los resultados de tasa de petróleo, tasa de agua, petróleo acumulado, agua acumulada y factor de recobro. Para cada caso, se realiza la evaluación utilizando: simulador STARS, aplicación EOR, código DOE y modelo predictivo desarrollado; en los casos 2, 3 y 4, se utiliza también el simulador IMEX, que tiene un modelaje diferente y considera el valor de la saturación inicial de agua.

El software EOR, es una interfaz gráfica de usuario, diseñada por *Petroleum Solutions Ltd* para Estados Unidos, el Departamento de Energía y el Laboratorio Nacional de Tecnología Energética; que se emplea en la validación con el fin de comprobar que se haya codificado correctamente el modelo predictivo PFPM y CFPM en la herramienta diseñada.

6.1 CASO 1

Para conocer la capacidad de la aplicación de generar resultados confiables, se realiza la validación de un campo de estudio y se establecen los porcentajes de error de la aplicación con respecto al simulador.

6.1.1 Modelo de simulación. Se describe de forma general, el campo utilizado para la evaluación de un caso de recobro químico. La información detallada está disponible en la tesis de grado: Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el Campo Yarigui-Cantagallo operado por Ecopetrol S.A. mediante simulación numérica¹⁹⁹.

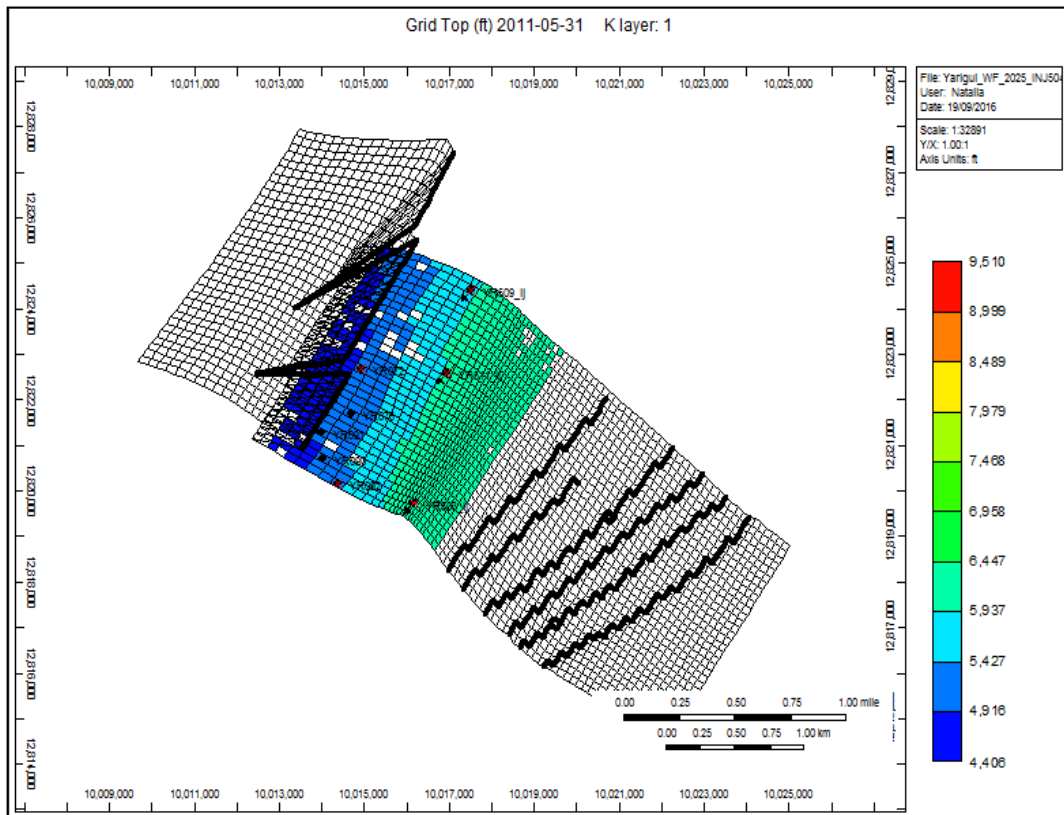
¹⁹⁹ ALDANA. Op. cit., p. 65-95.

6.1.1.1 Inyección de polímeros (PF). En esta sección, se presentan las propiedades del campo de estudio y los resultados de simulación numérica al realizar la inyección química de polímeros.

* **Reservorio.**

El grid de simulación del campo específico se puede observar en la figura 81. Corresponde a una malla que se compone de 591,030 celdas: 33 celdas en el eje X, 90 celdas en el eje Y y 199 celdas en el eje Z.

Figura 81. Vista areal del grid de simulación. CASO 1



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Las propiedades del yacimiento se resumen en la tabla 46.

Tabla 46. Propiedades promedio del campo. CASO 1²⁰⁰

Propiedad	Valor
Porosidad (fracción)	0.166
Permeabilidad (mD)	22.71
kv/kh (fracción)	0.2314
S_o (fracción)	0.75
S_w (fracción)	0.23

* **Componentes.**

Las propiedades de los fluidos del caso, corresponden a la información del PVT que se utilizó en el modelo de simulación conceptual descrito en el capítulo 3, sección 3.1.3.

* **Interacción roca-fluido.**

La información del set de permeabilidades relativas está normalizada, por lo tanto, se encuentran especificados los puntos extremos que se resumen en la tabla 4 de la sección 3.1.4.

* **Selección del patrón de inyección.**

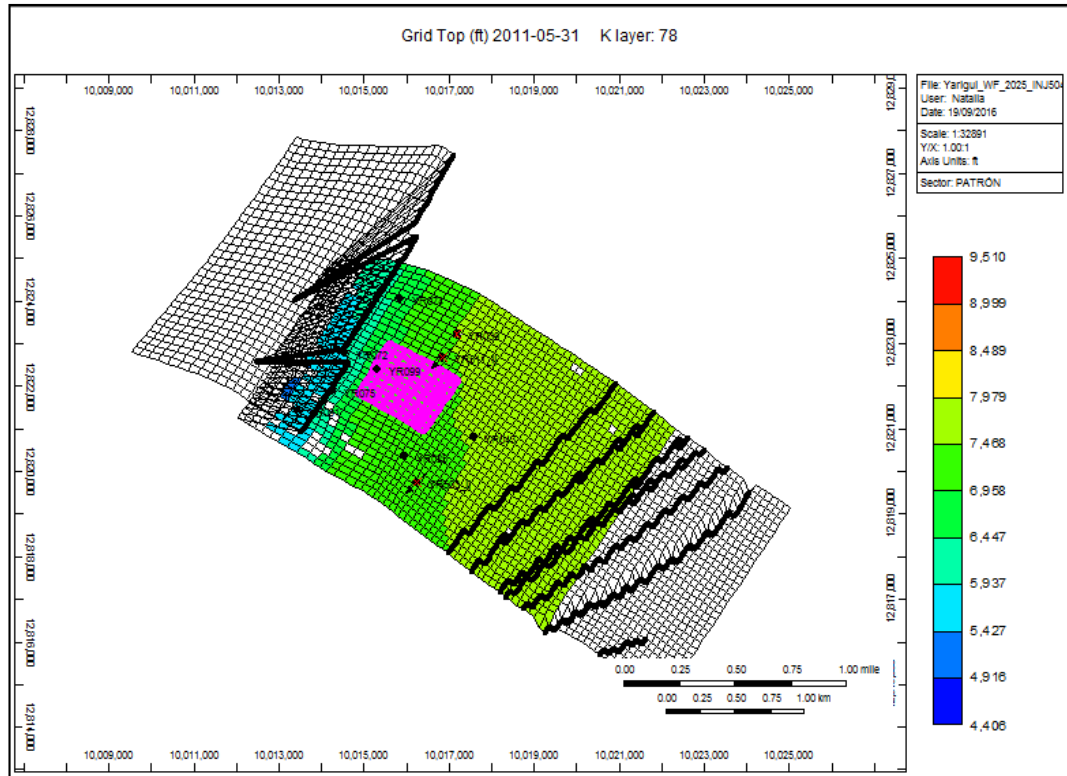
Para tener un caso comparable con el formato establecido en la aplicación desarrollada, se generan los resultados de simulación, con respecto a una porción del yacimiento que encierra un arreglo invertido de cinco puntos. Se consideran los siguientes pozos:

- Pozo productor: YR-38.
- Pozo productor: YR-86.
- Pozo productor: YR-87.
- Pozo productor: YR-99.
- Pozo inyector: YR-504ij.

El área de estudio aparece en la figura 82; comprende 6,480 celdas: 9 celdas en el eje X, 9 celdas en el eje Y y 80 celdas en el eje Z.

²⁰⁰ *Ibíd.*, p.79-88.

Figura 82. Área del patrón invertido de 5 pozos. CASO 1



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Tabla 47. Propiedades promedio del yacimiento. CASO 1

Propiedades del yacimiento	
Espesor (ft)	880
Porosidad (fracción)	0.1727
S_{wc} (fracción)	0.4788
S_{wi} (fracción)	0.54
S_{or} (fracción)	0.2
Estratificación	
VDP (fracción)	0.76
Permeabilidad (mD)	35
Perm. Vertical (mD)	15.05
Interacción roca-fluido	
$k_{ro@Swc}$ (fracción)	1
$k_{rw@Sor}$ (fracción)	0.2198

De esa porción del yacimiento, se obtienen los valores promedio, con ayuda de las estadísticas del simulador (*Grid and Property Statistics*), y se resumen en la tabla 47.

*** Pozos y datos recurrentes.**

Se asume que la inyección de agua, inicia en enero 1 de 2015, y se realiza por un período de 20 años, con una tasa de agua en superficie de 1,781.36 Bbl/día, que es igual a la tasa líquida máxima de producción de los cuatro pozos.

La inyección de polímeros se realiza por aproximadamente cinco años, con el fin de inyectar 5% del volumen poroso del arreglo establecido. En la tabla 48 se muestra la fecha de inicio y finalización del proceso de estudio.

Tabla 48. Parámetros para cálculo de fechas de inyección de polímeros. CASO 1

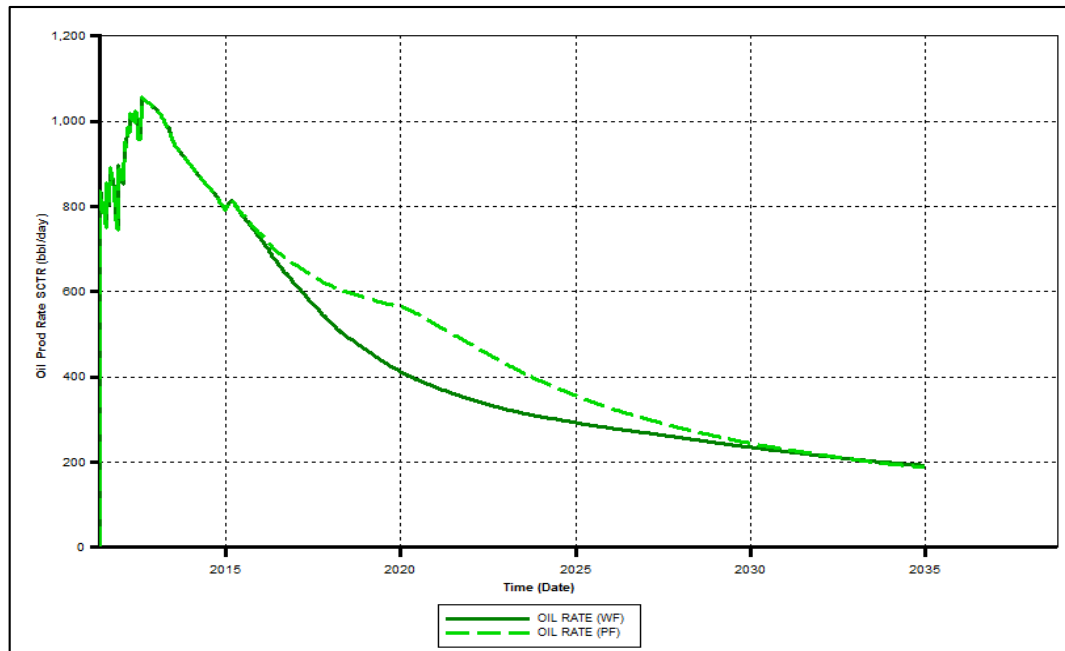
<i>Fechas de inyección PF</i>	
Inyección (Bbl/día)	1,781.36
Inyección (días)	1,840.78
Inyección (años)	5
Volumen poroso (Bbl)	65,581,710
Volumen inyección (Bbl)	3,279,086
Factor volumen total	5%
Fecha inicio PF	01/01/2015
Fecha fin PF	15/01/2020

Se utiliza el polímero de ese campo para la simulación, FLOOPAM, con una concentración de 250 ppm. Sus propiedades se encuentran descritas en la tesis mencionada anteriormente.

*** Resultados de la inyección de polímeros.**

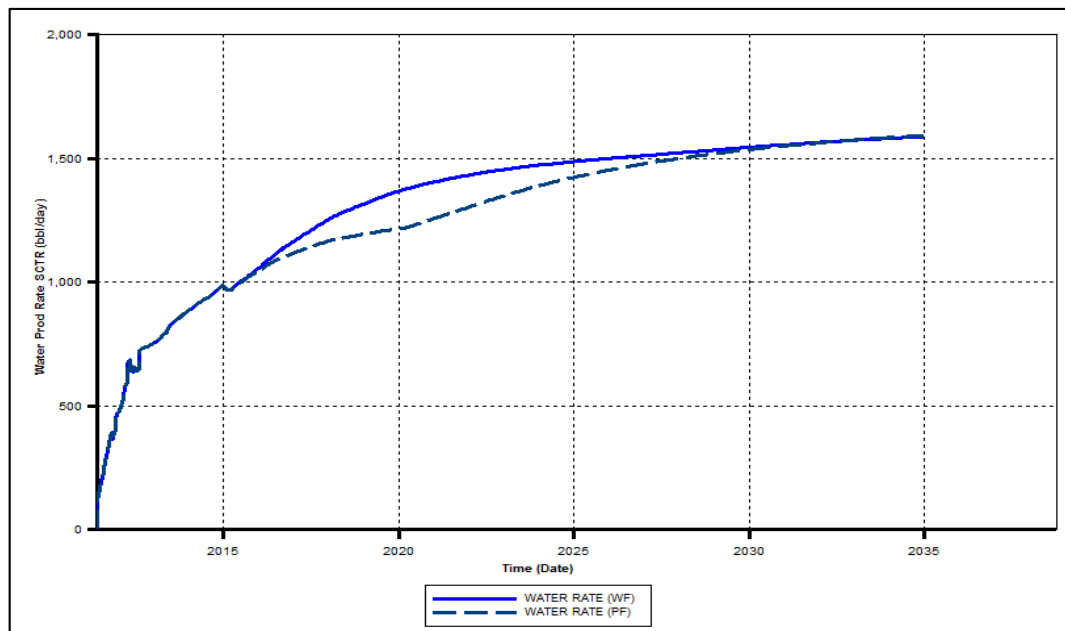
A continuación, se presentan y comparan los resultados de la inyección de agua y la inyección de polímeros en el patrón invertido de cinco pozos, observando el incremento en el factor de recobro, al mejorar la razón de movilidad del proceso (disminuir la movilidad del agua). Los resultados se evalúan desde el 1 de enero de 2015. La tasa de petróleo se presenta en la gráfica 107, donde se aprecia un incremento debido a la inyección química de polímeros.

Gráfica 107. Tasa de producción de petróleo. CASO 1. Inyección de polímeros



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 108. Tasa de producción de agua. CASO 1. Inyección de polímeros

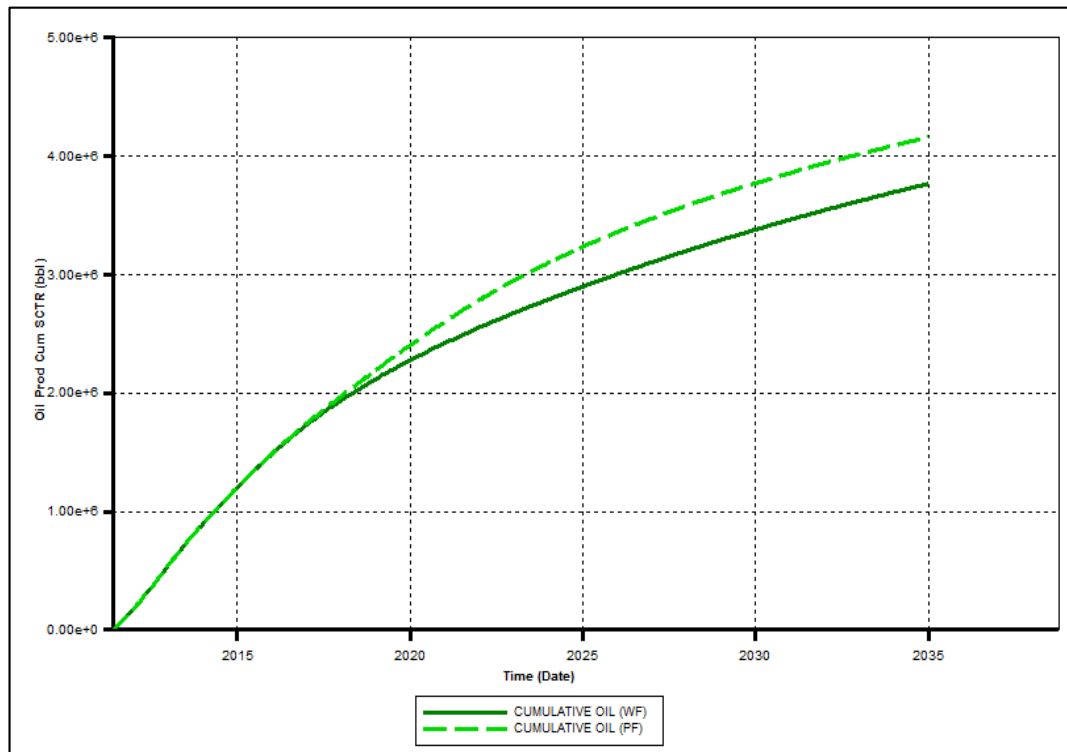


Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

En la gráfica 108 se observa la tasa de agua, que disminuye al aumentar la viscosidad del fluido desplazante con el proceso de inyección de polímeros.

Por lo anterior, se sabe que también incrementa la producción acumulada de petróleo al iniciar la inyección química, como aparece en la gráfica 109. La inyección de agua y la inyección de polímero, permiten recuperar 2,565,677.12 Bbl y 2,958,984.37 Bbl de petróleo, respectivamente.

Gráfica 109. Producción acumulada de petróleo. CASO 1. Inyección de polímeros



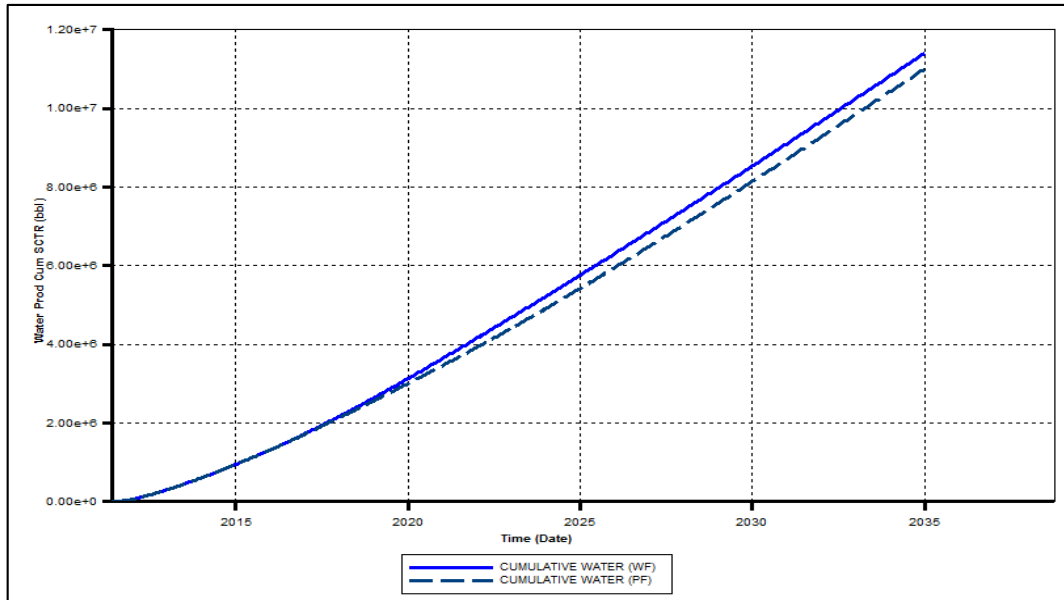
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

El agua acumulada producida disminuye con respecto a la inyección de agua, como consecuencia de la reducción en la producción diaria de agua, como se observa en la gráfica 110.

Por último, se ilustra en la gráfica 111, el factor de recobro, que indica el porcentaje de petróleo que se ha podido recuperar del yacimiento con respecto al petróleo original en sitio. Para ese período de evaluación incrementó 1.72%, un

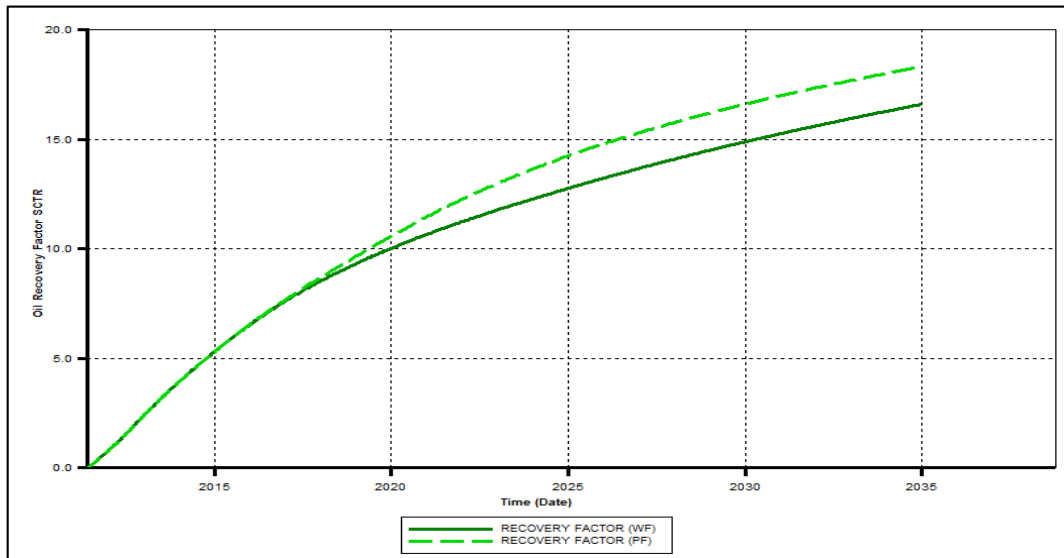
valor considerable si se tiene en cuenta que el volumen poroso del patrón es de 65,581,710 Bbl y la concentración del polímero inyectado fue baja, 250 ppm.

Gráfica 110. Producción acumulada de agua. CASO 1. Inyección de polímeros



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 111. Factor de recobro de petróleo. CASO 1. Inyección de polímeros



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

6.1.1.2 Inyección de surfactantes-polímeros (SPF). En la inyección de surfactantes-polímeros, se utiliza la misma concentración de polímero del caso anterior (250 ppm de FLOOPAM) y las propiedades del surfactante descrito en la sección 3.3 (en este caso, con una concentración de 1500 ppm). La tabla 49, muestra la fecha de finalización de la inyección del bache de surfactante y del bache de polímero.

Tabla 49. Parámetros para cálculo de fechas de inyección de SP. CASO 1

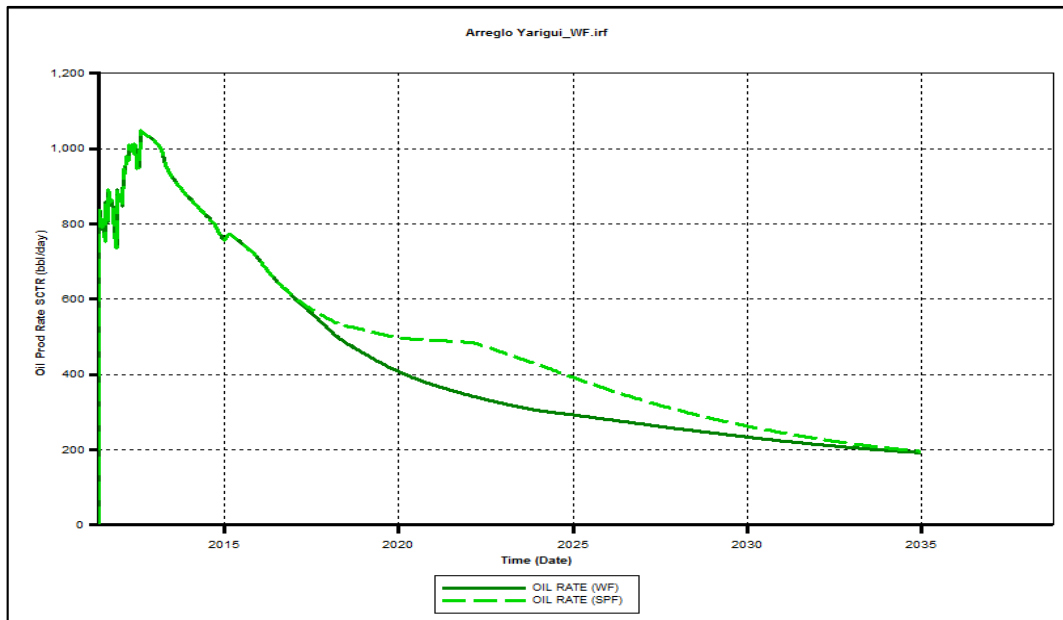
<i>Fechas de inyección</i>	<i>SF</i>	<i>PF</i>
Inyección (Bbl/día)	1,781.36	1,781.36
Inyección (días)	736.31	1,840.78
Inyección (años)	2	5
Volumen poroso (Bbl)	65,581,710	65,581,710
Volumen inyección (Bbl)	1,311,634	3,279,086
Factor volumen total	2%	5%
Fecha inicio	1/01/2015	6/01/2017
Fecha fin	6/01/2017	21/01/2022

* **Resultados de la inyección de surfactantes-polímeros.**

La evaluación de la inyección química de surfactantes-polímeros en el caso de estudio, se muestra con los resultados de la inyección de agua, con el fin de observar el incremental que se obtiene en el recobro de petróleo (al reducir la tensión interfacial y mejorar la razón de movilidad del proceso).

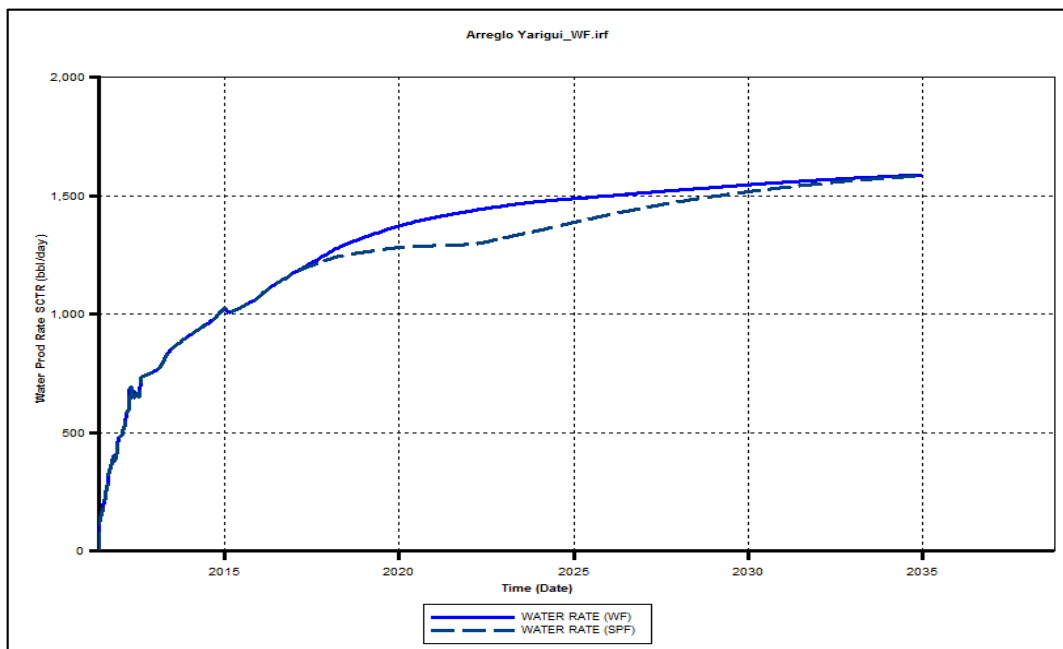
La gráfica 112, muestra que al terminar la inyección del bache de surfactante-polímero, la tasa de petróleo incrementa; por lo tanto, disminuye el corte de agua, como se puede observar en la gráfica 113. Esto es debido a los efectos combinados de los dos químicos usados para este proceso; el surfactante, en algunos casos puede lograr la disminución de la saturación de petróleo residual, lo que significaría una mayor recuperación de petróleo, a la que se esperaría normalmente por otros procesos de recuperación, pues habría más petróleo móvil; este efecto, combinado con el cambio de la tensión interfacial y por tanto, la mejora de la razón de movilidad, junto con el aumento de la viscosidad del fluido desplazante por la solución polimérica; logra que la inyección SP, sea más efectiva que la inyección de polímero

Gráfica 112. Tasa de producción de petróleo. CASO 1. Inyección de SP



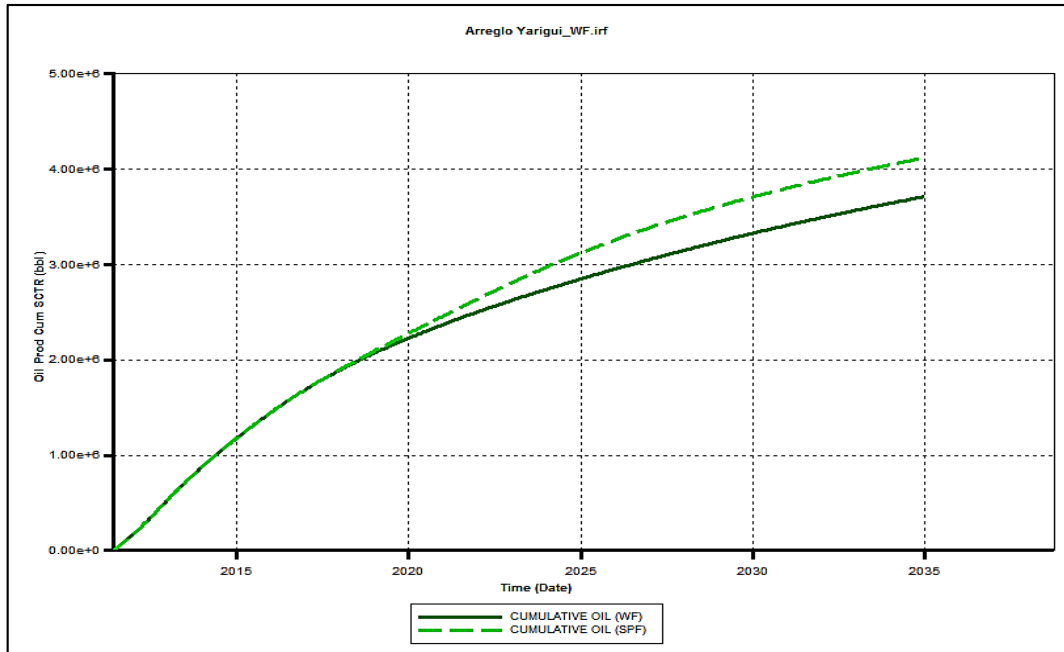
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 113. Tasa de producción de agua. CASO 1. Inyección SP



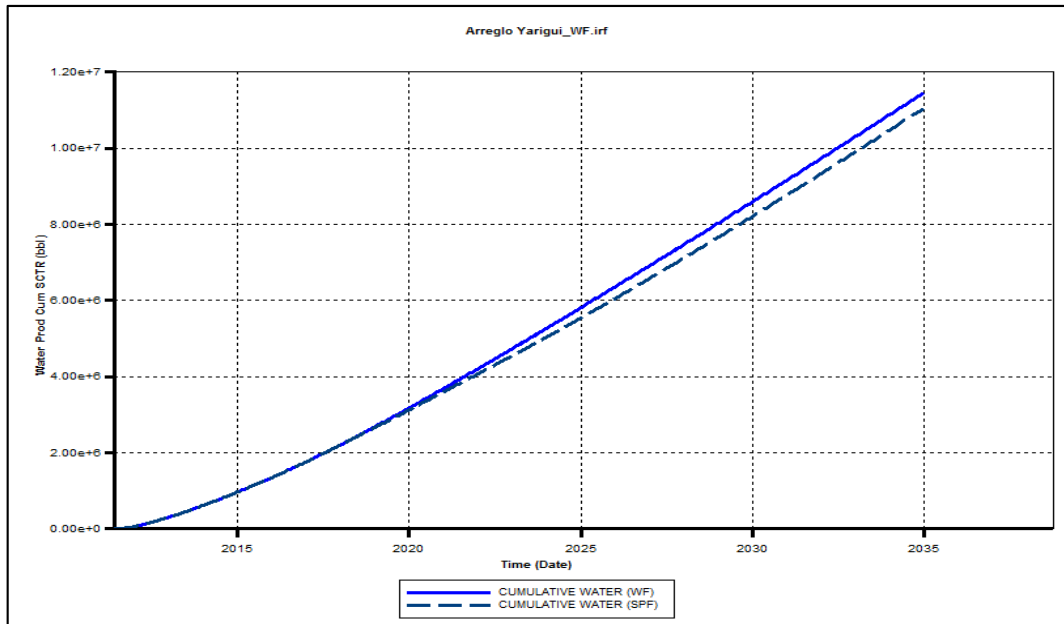
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 114. Producción acumulada de petróleo. CASO 1. Inyección SP



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

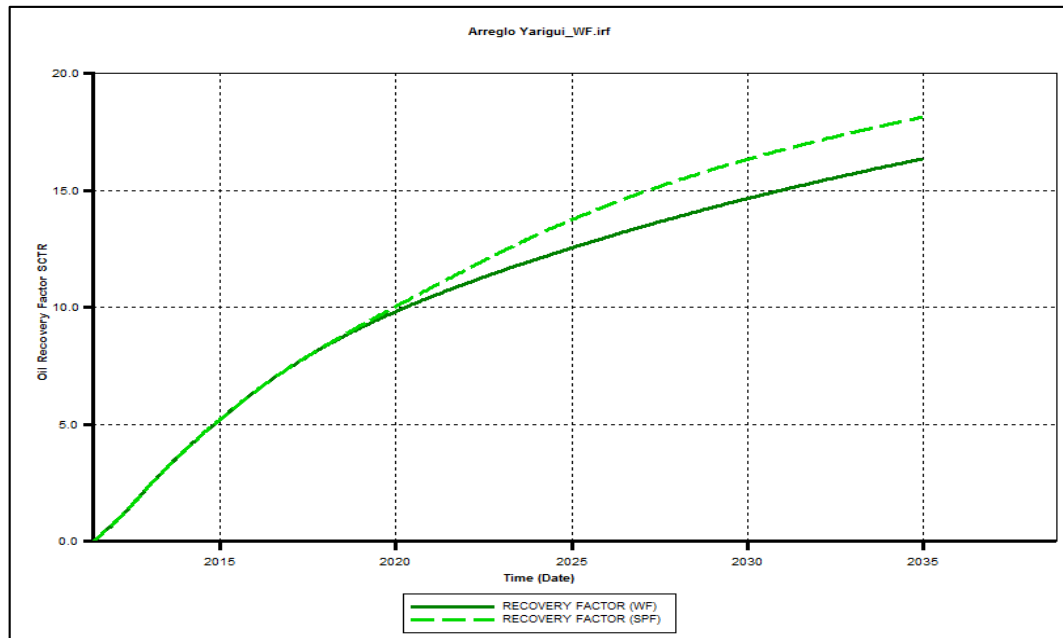
Gráfica 115. Producción acumulada de agua. CASO 1. Inyección SP



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Por lo anterior, se puede observar en la gráfica 114, que la producción acumulada de petróleo incrementa al final de la inyección, de 2,533,922.6 Bbl a 2,939,916.9 Bbl. En contraste, la producción acumulada de agua disminuye de 10,477,142.44 Bbl a 10,070,478.44 Bbl, como se muestra en la gráfica 115; y en la gráfica 116, se puede observar el factor de recobro de petróleo.

Gráfica 116. Factor de recobro de petróleo. CASO 1. Inyección SP



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

6.1.2 Modelo predictivo. A continuación, se especifica la información utilizada en la predicción de la inyección química por medio de la herramienta diseñada; adicionalmente, se presentan los resultados obtenidos.

6.1.2.1 Inyección de polímeros (PF). En la aplicación se utilizan los valores promedio que se muestran en la tabla 50, obtenidos del modelo de simulación para el arreglo establecido. Determinar estos promedios, permite una comparación más consecuente, al utilizar las mismas variables en todas las predicciones, y así poder determinar los porcentajes de error.

Tabla 50. Datos del modelo de validación para ingresar en la aplicación. CASO 1

Propiedades del yacimiento	
Presión (psia)	3,250
Temperatura (°F)	138
Profundidad (ft)	7,720
Espesor (ft)	880
Porosidad (fracción)	0.1727
Swc (fracción)	0.4788
Swi (fracción)	0.54
Sor (fracción)	0.2
Buzamiento (°)	0
Pc/∂x (psi/ft)	0
Estratificación	
VDP (fracción)	0.76
# capas	5
Permeabilidad (mD)	35
Perm. Vertical (mD)	15.05
Propiedades de los fluidos	
°API	21
Geg (adimensional)	0.63
Pb (psia)	2,425
Bo (RB/STB)	1.37867
Bw (RB/STB)	1.00268
RHOo (lb/ft ³)	44.4571
RHOw (lb/ft ³)	63.5466
Mo (cP)	27.0948
Mw (cP)	0.5449
GOR (SCF/STB)	399.951
Salinidad (ppm)	30,000
Interacción roca-fluido	
kro@Swc (fracción)	1
krw@Sor (fracción)	0.2198
No (adimensional)	2
Nw (adimensional)	2
Información de inyección	
Razón mov. w-o (adimen)	10.93
Área del patrón (acres)	55.621
Rw (ft)	0.354
VP total (BBL)	65,581,727.34
OOIP inicio iny. (STB)	21,881,664.63
VP máx de inyección	0.2
Tasa de iny. (RB/D)	1,786.134045
CP (psia/ft)	0.27

* **Datos de entrada.**

En la ventana principal, que aparece en la figura 83, se definen los parámetros requeridos para realizar la predicción. Se establece una resolución de dos meses para cada paso de tiempo, y se utilizan 16 tubos de corriente.

Figura 83. Datos de entrada en el modelo predictivo. CASO 1

The screenshot shows a software window titled 'CHP: C:\Users\Natalia\Desktop\1. SPF\1. Yarigui 0.2VP\250 ppm\PF.nmpsp'. The interface is divided into several sections:

- Proceso:** 'Inyección de polímeros PF_CPB (ARREGLO INVERSO)'. 'Número de tubos de corriente' is set to 16.
- Mecanismo de predicción:** 'Predicción por un tiempo determinado' is selected. 'Tiempo de predicción (años)' is 20, and 'Incremento de tiempo (meses)' is 2.
- Datos:**
 - Propiedades del yacimiento:** Presión (psia) 3250, Temperatura (°F) 138, Profundidad (ft) 7720, Espesor (ft) 880, PHIE (fracción) 0.1727, Swc (fracción) 0.4788, Swit (fracción) 0.54, Sor (fracción) 0.2, Buzamiento (°) 0, $\partial P_c / \partial x$ (psi/ft) 0.
 - Propiedades de los fluidos:** Bo (BY/BN) 1.37867, Bw (BY/BN) 1.00268, RHOo (lb/ft³) 44.4571, RHOw (lb/ft³) 63.5466, Mo (cP) 27.0948, Mw (cP) 0.5449, Rs (SCF/STB) 399.951, Salinidad (ppm) 30000.
- Interacción roca-fluido:** 'Estimar kr en los puntos extremos (endpoints)' is checked. 'Ecuación analítica' is selected. 'Puntos extremos' are defined as kro@Swc = 1, No = 2, krw@Sor = 0.2198, Nw = 2.
- Información de inyección:** 'Razón de movilidad' is 10.93. 'Información del patrón de inyección' includes: Área del patrón (acres) 55.621, Radio del pozo (ft) 0.354, VP del patrón (BBL) 65581727.34, OOIP al iniciar inyección (STB) 21881664.63, Vol. máx. de inyección (VP) 0.2.
- Condiciones:** 'Tasa de inyección constante en el tiempo' is selected. 'Tasa de inyección (RB/día)' is 1786.1340448. 'Coeficiente de inyectividad' is 0.27.

Buttons for 'Calcular propiedades PVT', 'Calcular tasa de iny.', 'Graficar permeabilidades relativas', 'Graficar flujo fraccional', and 'Realizar predicción' are visible.

* **Estratificación.**

La estratificación del yacimiento, se realiza considerando cinco capas de igual espesor y se puede apreciar en la figura 84. Se genera con la herramienta, debido a que no se tiene información detallada del caso de estudio: espesor, permeabilidad, porosidad y saturación de agua inicial promedio por capa; los resultados son los obtenidos para un coeficiente de Dykstra-Parsons de 0.75 y un promedio de permeabilidad vertical de 15.05 mD.

* **Propiedades del polímero.**

Teniendo en cuenta que se inyectan 250 ppm, se determinan las propiedades del polímero a esa concentración, como se observa en la figura 85.

Figura 84. Estratificación. CASO 1

CHP: C:\Users\Natalia\Desktop\1. SPF\1. YariGUI 0.2VP\250 ppm\PF.nmpsp

Archivo Acerca de

Proceso: Inyección de polímeros PF_CPB (ARREGLO INVERSO)

Nombre del campo: Campo 1

Información predicción: Número de tubos de corriente: 16

Mecanismo de predicción:

 Predicción por un tiempo determinado (Tiempo de predicción (años): 20)

 Predicción hasta alcanzar el volumen máximo de iny. (Incremento de tiempo (meses): 2)

Información de entrada Estratificación Datos del proceso EOR Resultados Ajuste

Información por capas

Pemeabilidad horizontal:

 Estimar pemeabilidad horizontal (Método: Timur)

Pemeabilidad horizontal (md): 35

Pemeabilidad vertical:

 Estimar pemeabilidad vertical (Método: Tiab et al.)

Pemeabilidad vertical (md): 15.05

Premisas: correlaciones para hallar permeabilidad

Método para calcular heterogeneidad: Capas de igual espesor

Número de capas: 5

Coefficiente DP: 0.76

Realizar estratificación

	Número de capa	Espesor (ft)	PHIE (fracción)	Swi (fracción)	k (md)
▶	1	176	0.1727	0.54	126.1563
	2	176	0.1727	0.54	27.8011
	3	176	0.1727	0.54	12.9168
	4	176	0.1727	0.54	6.0885
	5	176	0.1727	0.54	2.0373

Verificación pemeabilidad horizontal promedio:

 Determinar pem. promedio: 35

Realizar predicción

Lectura de archivo completada...

Figura 85. Propiedades del proceso de inyección de polímeros. CASO 1

CHP: C:\Users\Natalia\Desktop\1. SPF\1. YariGUI 0.2VP\250 ppm\PF.nmpsp

Archivo Acerca de

Proceso: Inyección de polímeros PF_CPB (ARREGLO INVERSO)

Nombre del campo: Campo 1

Información predicción: Número de tubos de corriente: 16

Mecanismo de predicción:

 Predicción por un tiempo determinado (Tiempo de predicción (años): 20)

 Predicción hasta alcanzar el volumen máximo de iny. (Incremento de tiempo (meses): 2)

Información de entrada Estratificación Datos del proceso EOR Resultados Ajuste

Inyección de polímeros PF

Nombre del polímero: FLOPPAM

Concentración del polímero (ppm): 250

Viscosidad del polímero (cP): 6.633957

Factor de resistencia: 25.64901

Factor de resistencia residual: 2.106759

Adsorción del polímero (lb/acre ft): 1595.024609

Tamaño del bache de polímero (VP): 0.05

Razón de movilidad polímero-petróleo: 0.43

DSP (adimensional): 2.34723821

Calcular propiedades

Inyección de surfactantes SF

Información del reservorio:

Temperatura máxima permitida (°F): 200

Salinidad máxima permitida (ppm): 100000

Np al terminar la iny. de agua (STB): 0

Propiedades de la roca:

Fracción máscica de arcilla: 0.1

Retención del surfactante:

 Estimar reten. con la fracc. máscica de arcilla

Retención del surf. (VP): 0

Densidad del grano de la roca: Cuarzoarenita

Dens. grano (lb./ft³): 165.43

Propiedades químicas:

Surfactante:

Concentración del surfac. (ppm): 1500

Tamaño del bache de surf. (VP): 0.02

Densidad del surfactante (lb./ft³): 62.18

Eficiencia de desplazamiento:

 Estimar efíc. de desp. con el núm. capilar

Eficiencia de desplazam.: 0

Información de los fluidos:

 Estimar tensión interfacial

Tensión interf. @ 0 ppm (dinas/cm): 32.1009

Tensión interfacial (dinas/cm): 4.1208

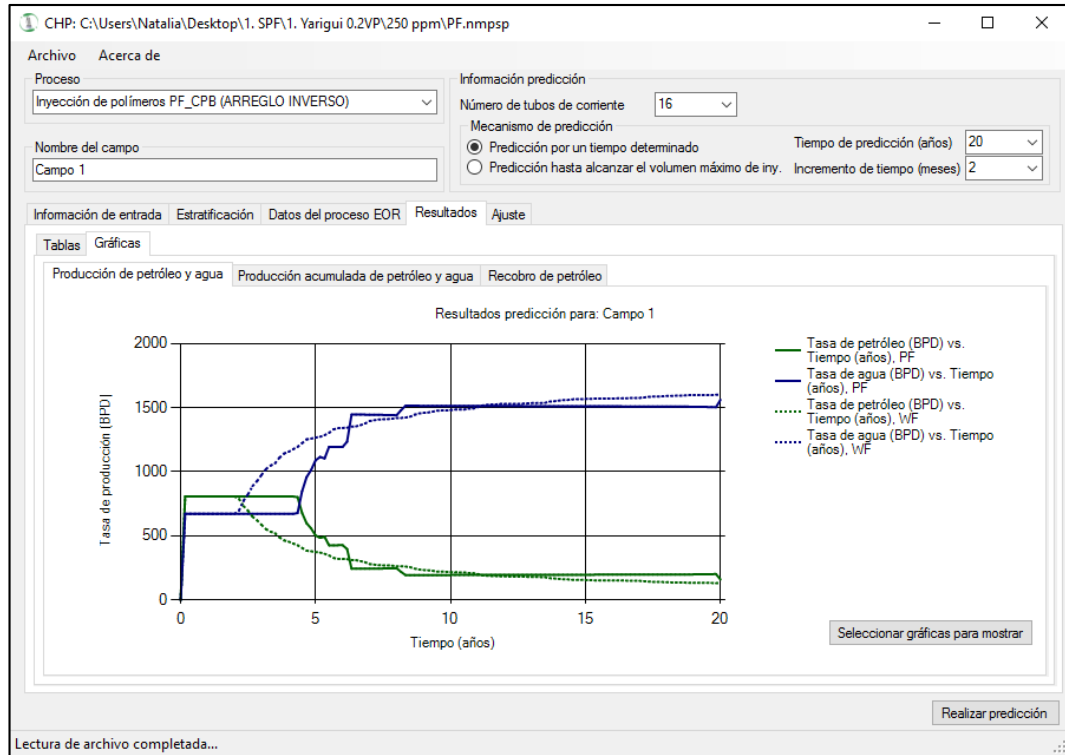
Realizar predicción

Lectura de archivo completada...

* **Resultados.**

Los resultados, se muestran en tres gráficas diferentes con la predicción del proceso de inyección de agua (línea punteada), y la predicción del proceso de inyección de polímeros para un patrón invertido de cinco pozos (línea sólida).

Figura 86. Producción de petróleo y agua. CASO 1



Las tasas de producción de petróleo y agua, se muestran en la figura 86. En la inyección de polímeros, la tasa de petróleo aumenta y la tasa de agua disminuye con respecto a las tasas en la inyección de agua.

En la figura 87, se presenta la producción acumulada de petróleo y agua, generada por el modelo predictivo desarrollado; se puede observar que la producción de petróleo aumenta con la inyección de polímero, mientras que el agua tiene el comportamiento contrario, como sucede con las tasas de producción.

Finalmente, el recobro de petróleo se observa en la figura 88 y se establece que incrementa 1.67%, con la inyección de un fluido desplazante más viscoso que el agua.

Figura 87. Producción acumulada de petróleo y agua. CASO 1

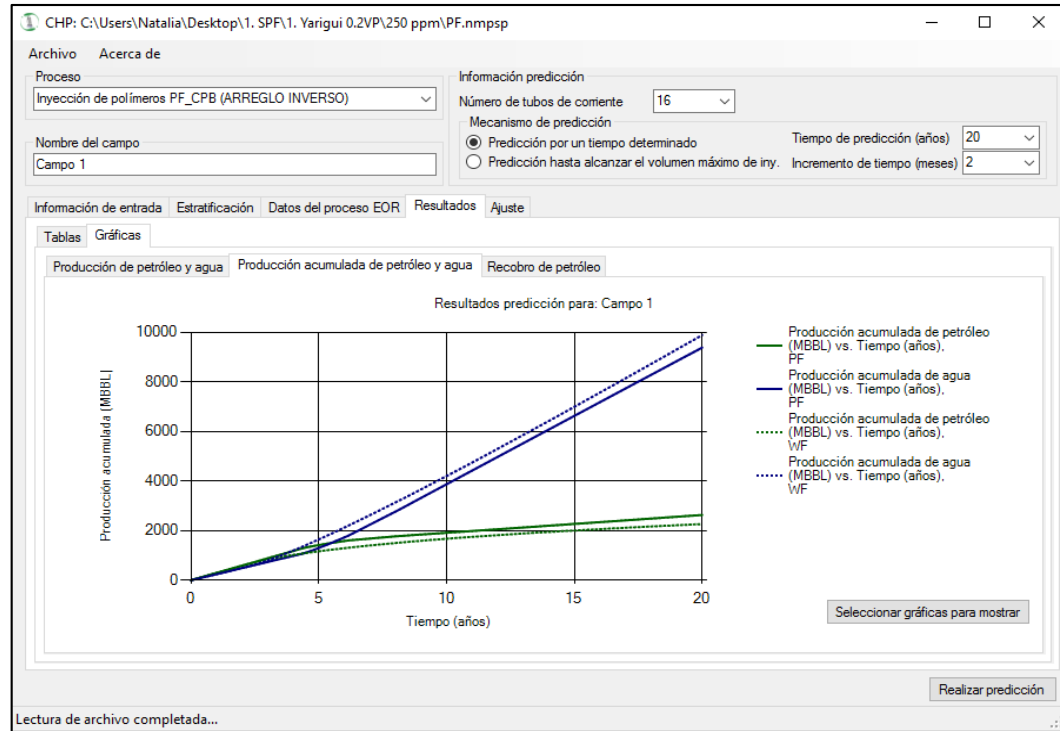
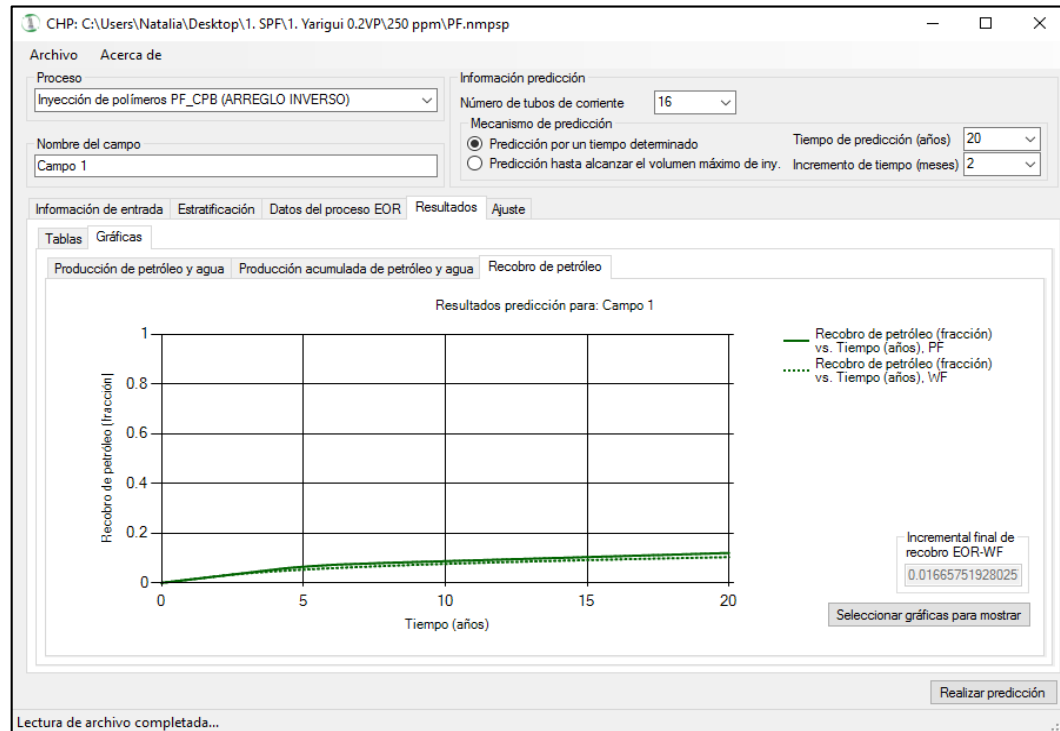


Figura 88. Factor de recobro de petróleo, CASO 1



6.1.2.2 Inyección de surfactantes-polímeros (SPF). A continuación, se muestran las propiedades del surfactante que se utilizan para la predicción del comportamiento del yacimiento con el proceso de inyección y los respectivos resultados obtenidos por este método.

* **Propiedades del surfactante.**

En la figura 89, se muestran los datos que se ingresan a la aplicación para este caso; los datos habilitados para manipular, son los datos mínimos que requiere la aplicación, realizar el pronóstico bajo el esquema de inyección que se desea evaluar.

En el caso de la inyección de surfactantes-polímeros, se tienen en cuenta las propiedades del polímero utilizadas en el caso anterior. Se inyecta un bache de surfactante de 2% con una concentración de 1500 ppm y un bache de polímero de 5% con una concentración de 250 ppm.

Figura 89. Propiedades de surfactante para validación. CASO 1

CHP: C:\Users\Natalia\Desktop\1. SPF\1. Yariqui 0.2VP\250 ppm\SPF.nmpsp

Archivo Acerca de

Proceso: Inyección de surfactantes-polímeros SPF (ARREGLO NORMAL)

Nombre del campo: Campo 1

Información predicción: Número de tubos de corriente: 16

Mecanismo de predicción:

- Predicción por un tiempo determinado. Tiempo de predicción (años): 20
- Predicción hasta alcanzar el volumen máximo de iny. Incremento de tiempo (meses): 2

Información de entrada Estratificación Datos del proceso EOR Resultados Ajuste

Inyección de polímeros PF

Nombre del polímero: FLOOPAM	Concentración del polímero (ppm): 250	Adsorción del polímero (lb/acre ft): 1595.024609
Viscosidad del polímero (cP): 6.633957	Factor de resistencia: 25.64901	Tamaño del bache de polímero (VP): 0.05
Factor de resistencia residual: 2.106759	DSP (adimensional): 0	Razón de movilidad polímero-petróleo: 0.43

Inyección de surfactantes SF

Información del reservorio:

- Temperatura máxima permitida (°F): 200
- Salinidad máxima permitida (ppm): 100000
- Np al terminar la iny. de agua (STB): 0

Información de los fluidos:

- Tensión interf. @ 0 ppm (dinas/cm): 32.1009
- Tensión interfacial (dinas/cm): 4.1208

Propiedades de la roca:

- Fracción másica de arcilla: 0.1
- Retención del surfactante: Estimar reten. con la fracc. másica de arcilla
- Retención del surf. (VP): 0
- Densidad del grano de la roca: Cuarzoarenita
- Dens. grano (lb/ft3): 165.43

Propiedades químicas:

- Surfactante:
 - Concentración del surfac. (ppm): 1500
 - Tamaño del bache de surf. (VP): 0.02
 - Densidad del surfactante (lb/ft3): 62.18
- Eficiencia de desplazamiento:
 - Estimar efíc. de desp. con el núm. capilar
 - Eficiencia de desplazam.: 0

Realizar predicción

Lectura de archivo completada...

* **Resultados.**

Los resultados obtenidos de cualquier método químico, siempre van acompañados de los resultados de inyección de agua, esto con el propósito de establecer el incremento del método de recobro y determinar la viabilidad técnica de implementación de métodos EOR; puesto que si la evaluación de estos métodos da menor o igual a la inyección de agua, es decir, no existe incremento, el proceso queda descartado en el campo de estudio.

En la figura 90, se muestra la tasa de producción diaria de petróleo y agua, y la figura 91, muestra los resultados de producción acumulada de petróleo y agua. En ambos caso, se puede observar un ajuste aceptable.

El aumento del factor de recobro de la inyección surfactante-polímero es de 2.53%, como se muestra en la figura 92, este incremento es mayor al obtenido por la inyección de polímero que es de 1.67%.

Figura 90. Tasas de producción. CASO 1. Inyección SP

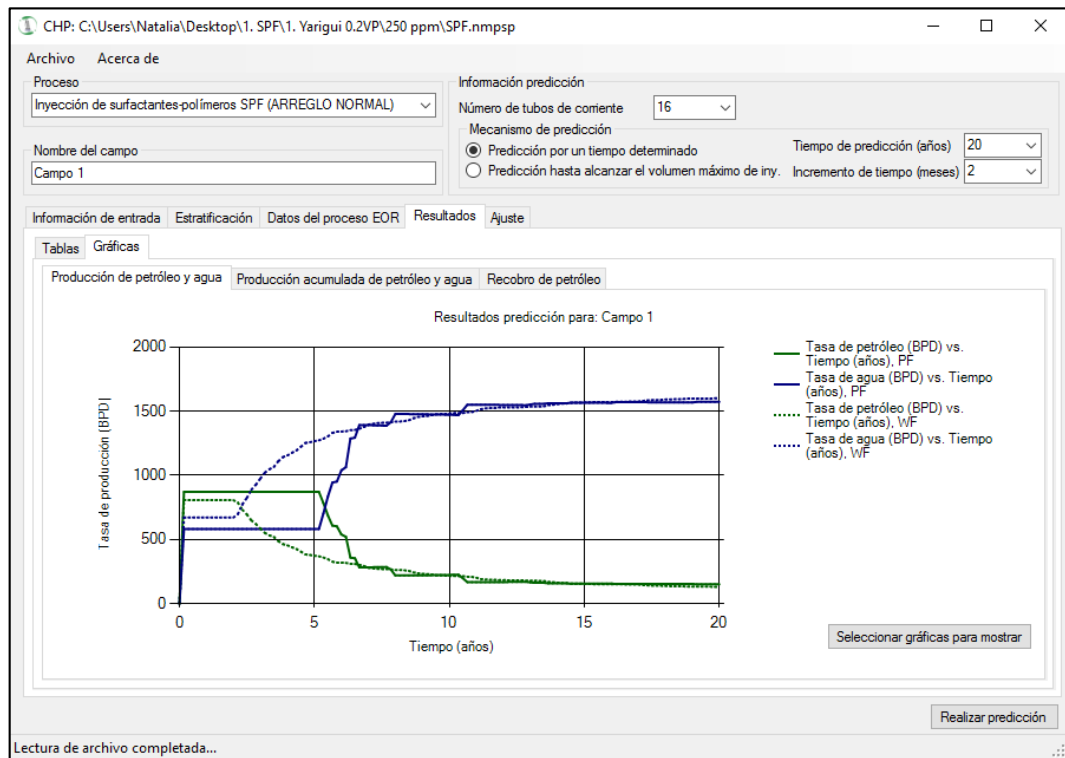


Figura 91. Producción acumulada. CASO 1. Inyección SP

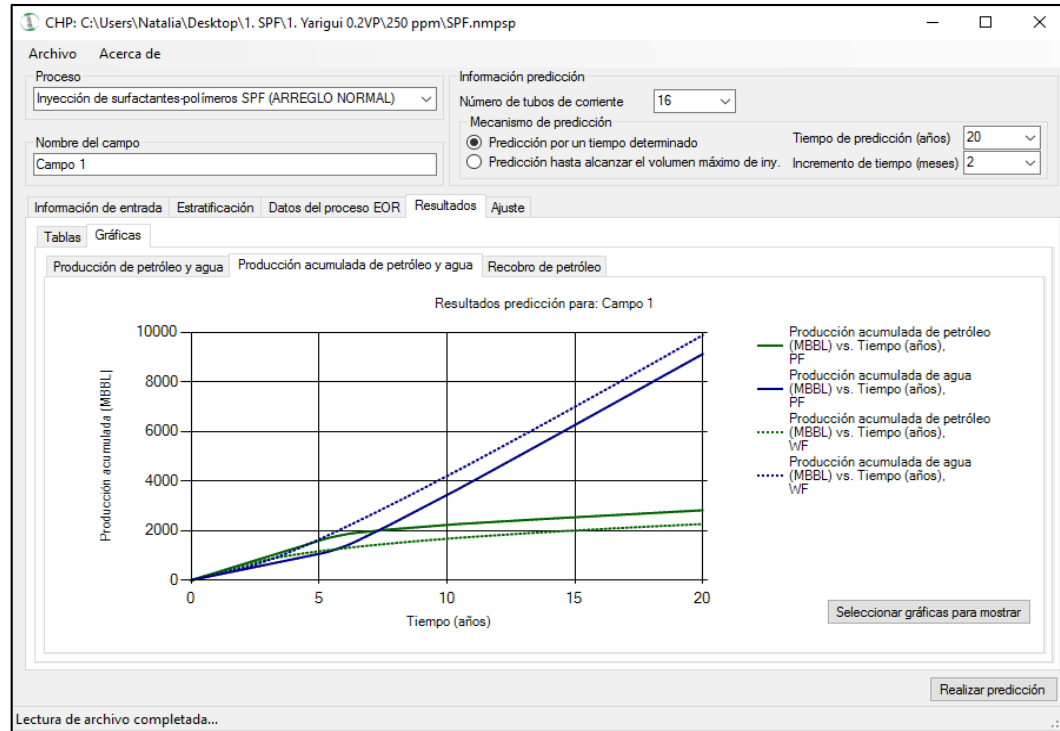
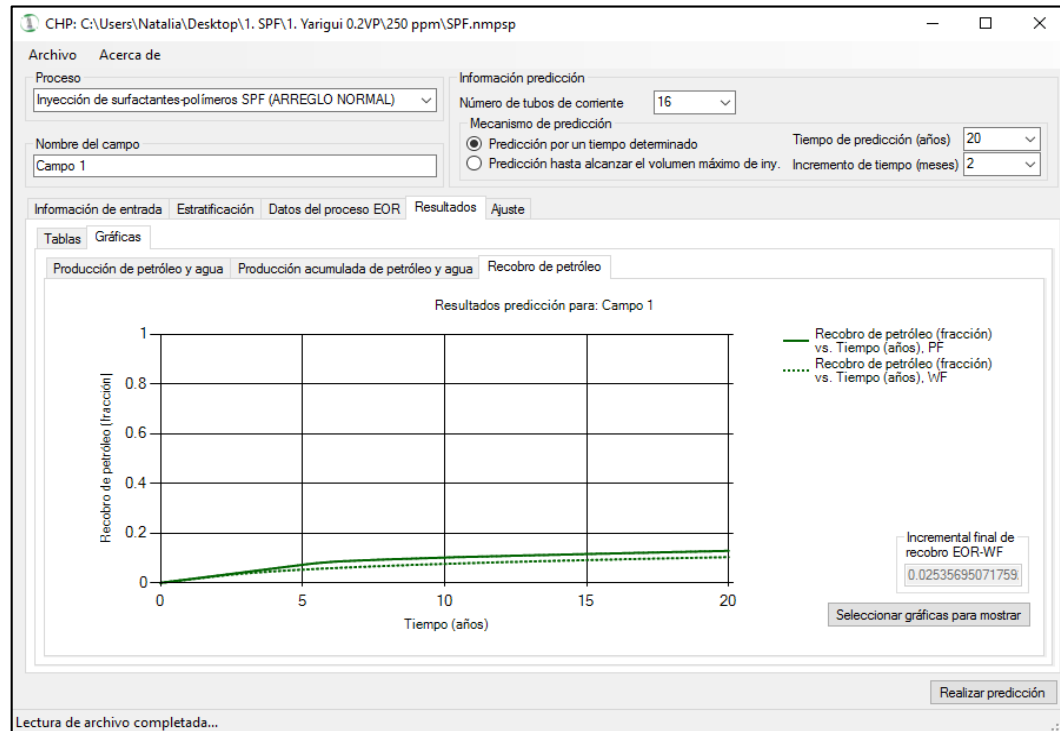


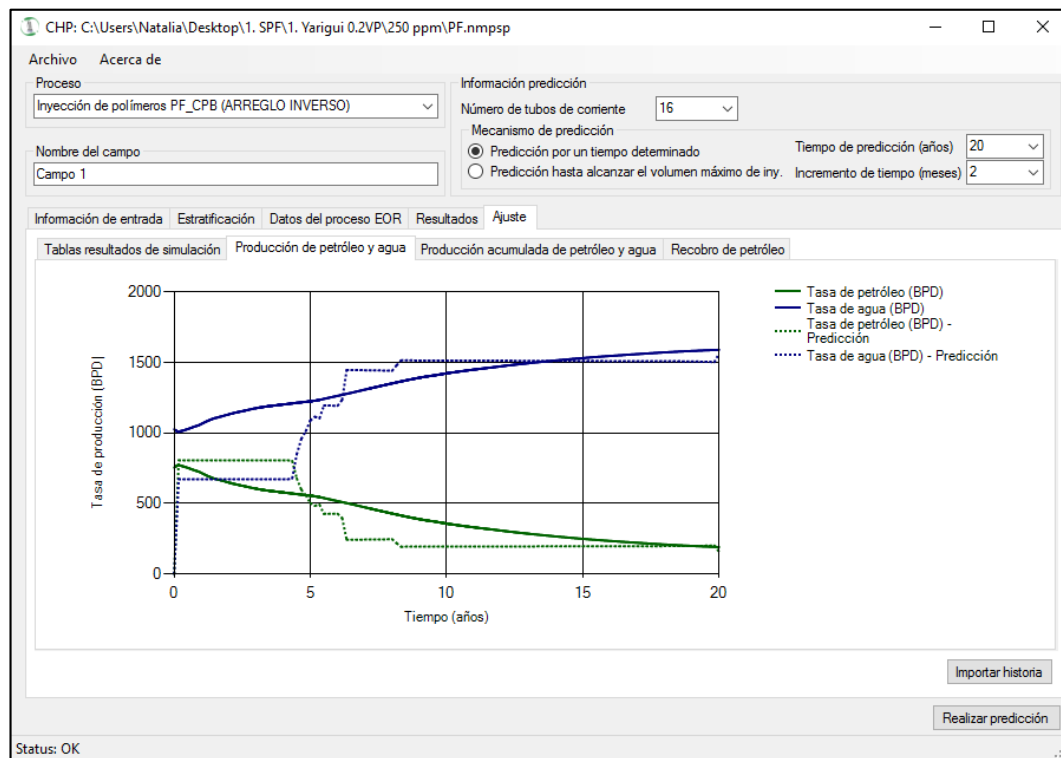
Figura 92. Factor de recobro. CASO 1. Inyección SP



6.1.3 Comparación de los resultados. Los resultados de la simulación, se comparan con los resultados del modelo predictivo en la sección de ajuste de la aplicación; y en Excel se corroboran para demostrar que no se cometieron errores en el código desarrollado.

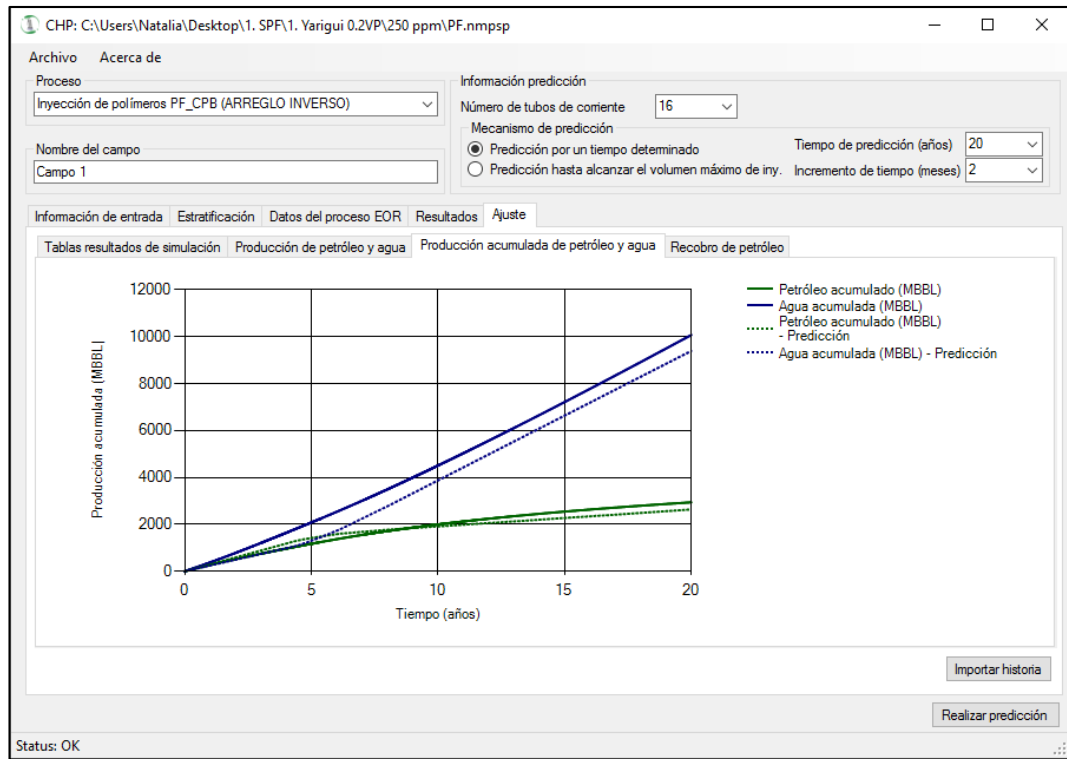
6.1.3.1 Comparación en la aplicación del modelo predictivo. En la figura 93, se muestra los resultados de las tasas de producción de petróleo y agua. Se puede observar que se presenta un buen ajuste de los datos del modelo, con el simulador CMG, sin embargo, el porcentaje de error de los resultados no se calcula para esta variable, debido a que las tasas cambian constantemente en el tiempo; y por tanto, es más representativo comparar variables acumuladas.

Figura 93. Tasa de producción. Modelo predictivo PF vs. CMG. CASO 1



En la figura 94, se puede observar los resultados acumulados. El porcentaje de error del modelo predictivo propuesto, con respecto a la simulación numérica, es 10.5526% para la producción acumulada de petróleo y 6.779% para la producción acumulada de agua; un valor aceptable, considerando la utilidad de la herramienta cuando no se tiene información suficiente del yacimiento.

Figura 94. Producción acumulada. Modelo predictivo PF vs. CMG. CASO 1



Por último se observa en la figura 95, el factor de recobro, el cual presenta un porcentaje de error de 7.2158%. Esto se debe a que las simulaciones realizadas para el caso de estudio, se realizan en el simulador STARS de la suite CMG, que no considera la saturación de agua inicial; se pudo establecer que los resultados difieren a los que se obtienen con IMEX, con el que más se aproxima la predicción de la herramienta, pues realizan modelajes diferentes.

Los resultados obtenidos en la predicción de la inyección de surfactantes-polímeros del simulador CMG, difieren poco de los obtenidos por el modelo predictivo desarrollado, en el caso de tasas de producción de petróleo y agua como se puede ver en la figura 96 y de factor de recobro como se puede ver en la figura 98.

Las producciones acumuladas tienen una variación más significativa al comparar los resultados, principalmente en el caso del agua, como se muestra en la figura 97. Sin embargo, el pronóstico es aceptable para este tipo de métodos de predicción, como se ha mencionado anteriormente.

Figura 95. Factor de recobro. Modelo predictivo PF vs. CMG. CASO 1

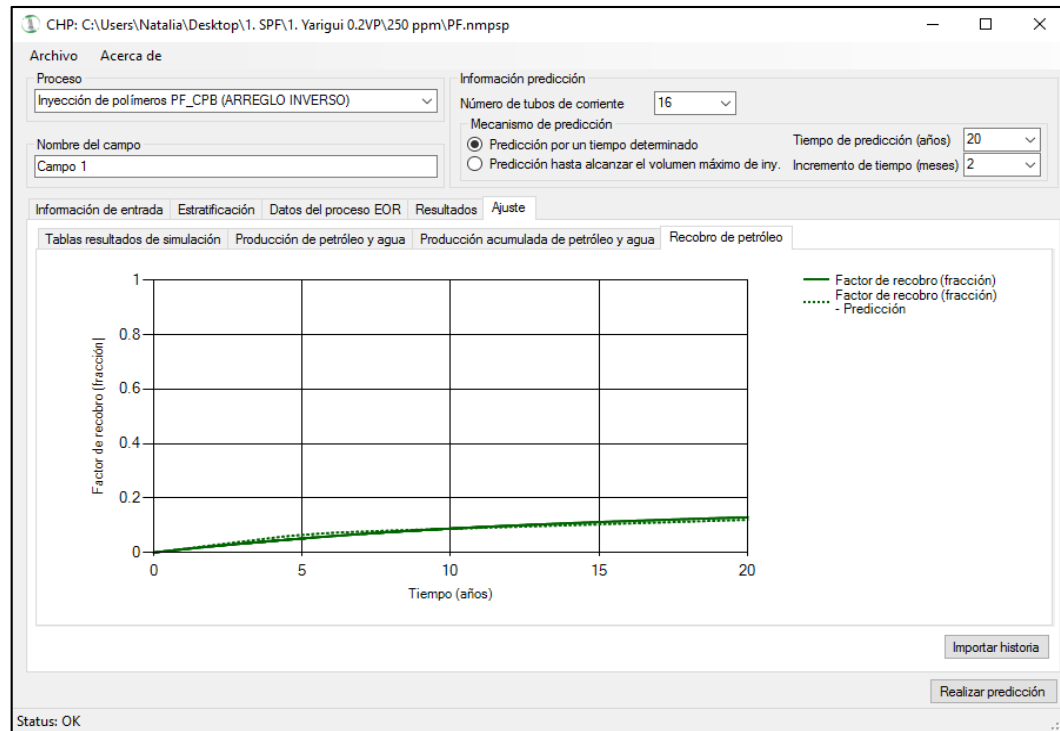


Figura 96. Tasas de producción. Modelo predictivo SPF vs. CMG. CASO 1

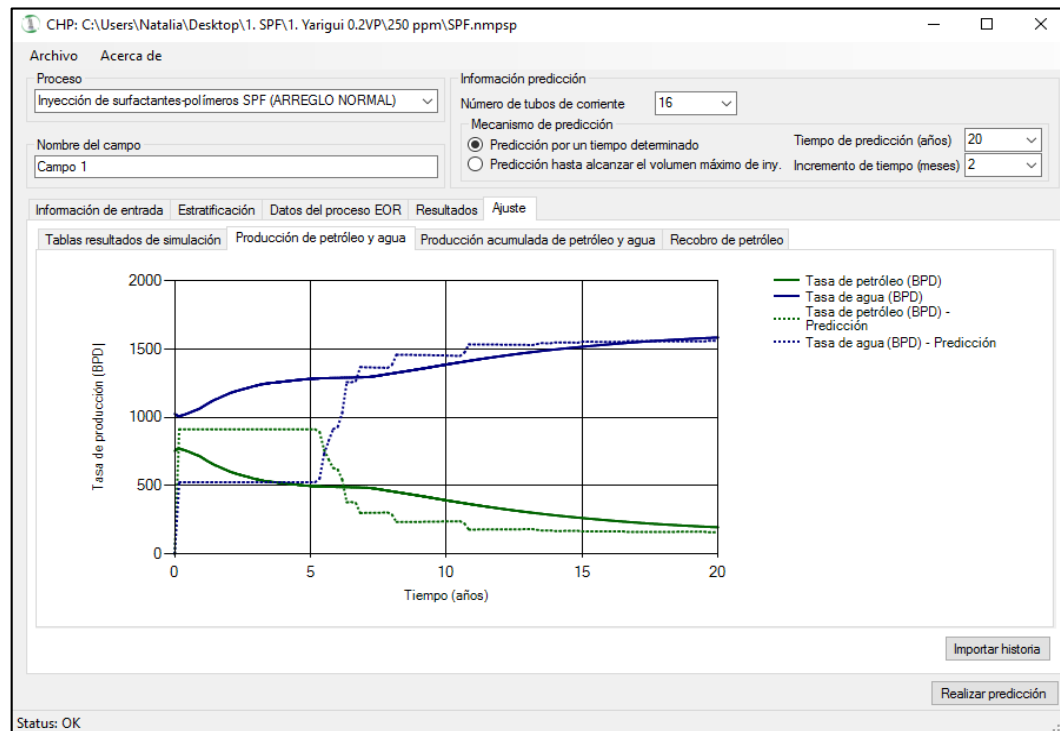


Figura 97. Producción acumulada. Modelo predictivo SPF vs. CMG. CASO 1

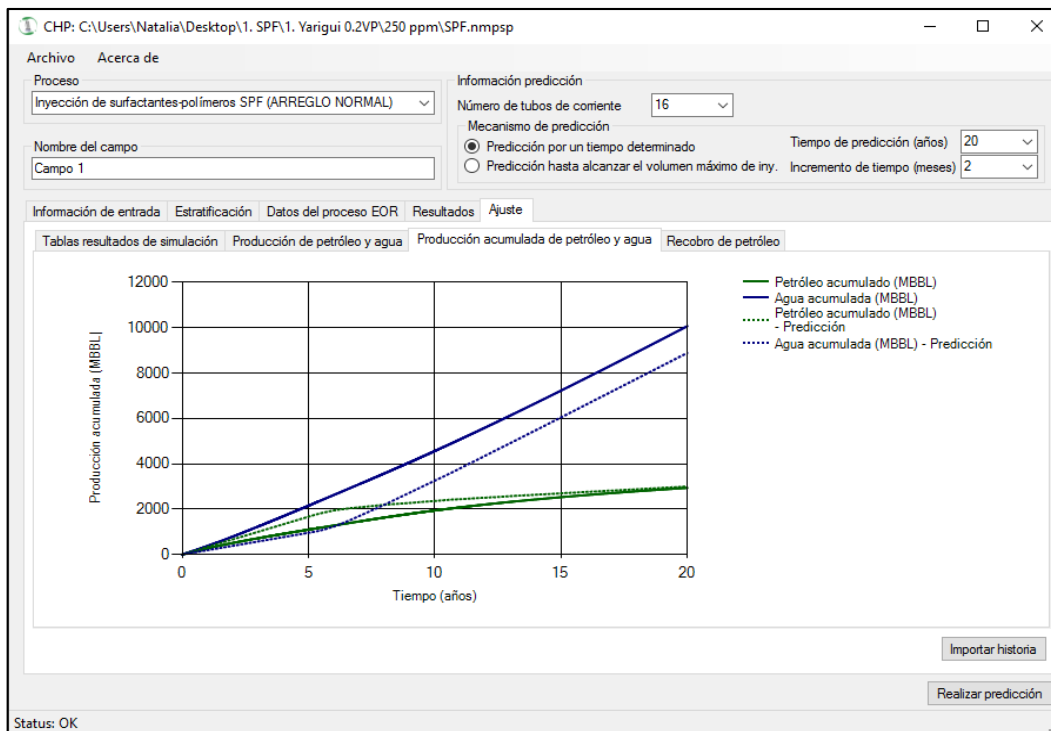
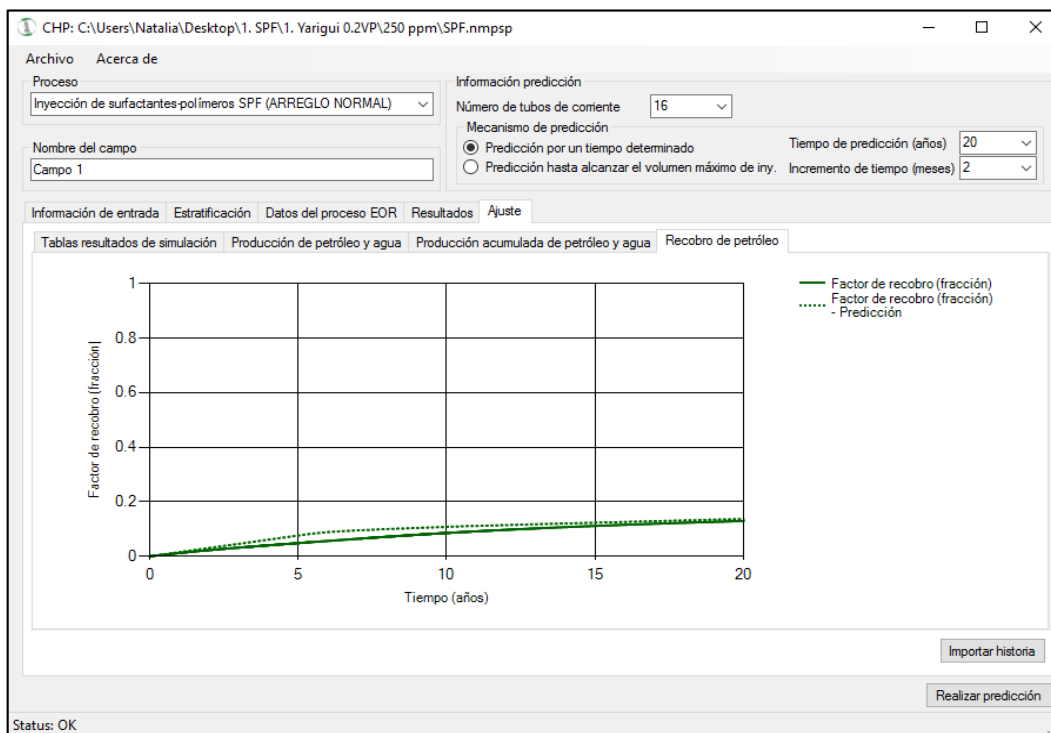


Figura 98. Factor de recobro. Modelo predictivo SPF vs. CMG. CASO 1

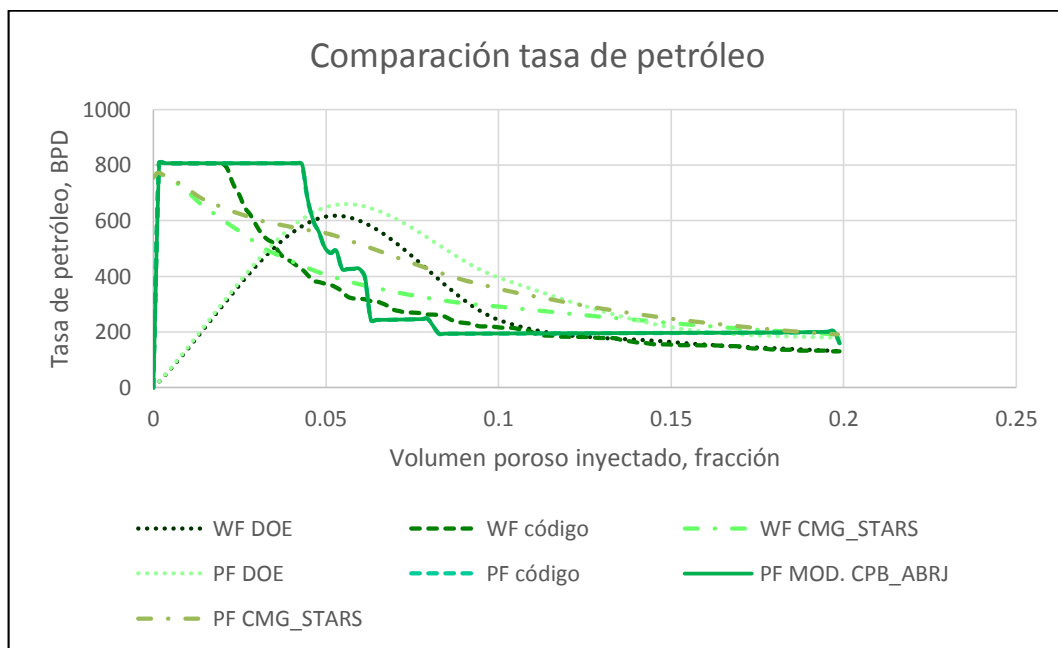


6.1.3.2 Comparación en la aplicación Microsoft Excel. A continuación, se presentan los resultados de gráficos realizados en Excel, con el fin de comprobar las comparaciones que realiza la herramienta. Se puede observar, los diferentes métodos que se tienen en cuenta para comparar los resultados; para la inyección de agua (aplicación EOR, código DOE en la herramienta predictiva y simulador STARS), y para la inyección de polímeros y de surfactantes-polímeros (aplicación EOR, código DOE en la herramienta predictiva, simulador CMG STARS y modelo predictivo).

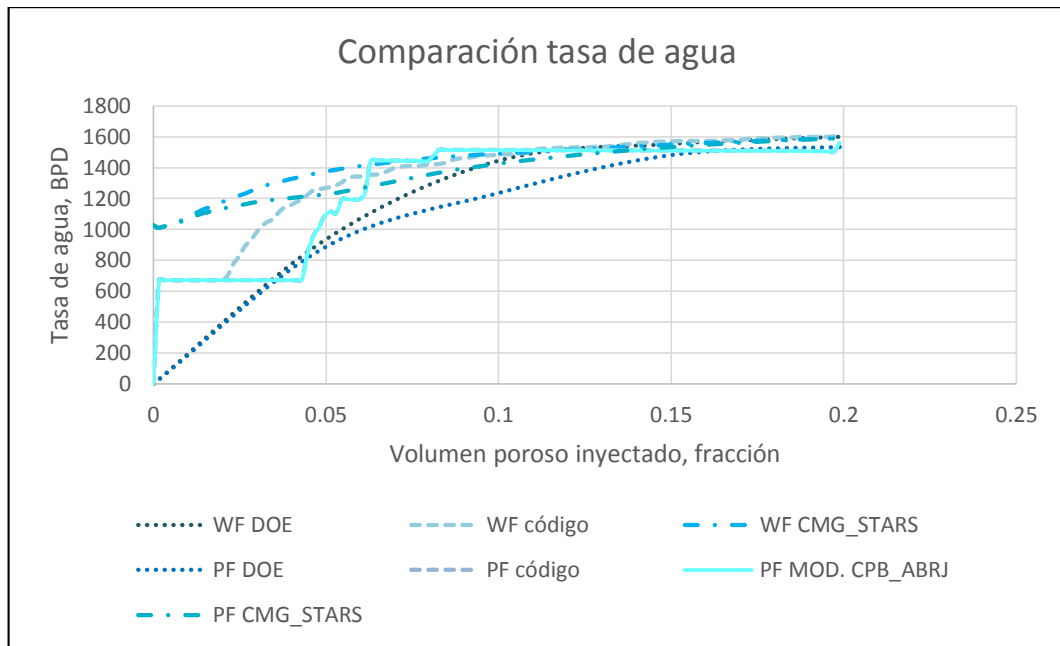
En este caso, el modelo predictivo propuesto y el modelo predictivo desarrollado por el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE), generan pronósticos similares para la inyección química en el campo de estudio.

La gráfica 117 y la gráfica 118, presentan la tasa de producción de petróleo y la tasa de producción de agua, respectivamente, con respecto al volumen poroso del yacimiento que ha sido inyectado durante el proceso. No se calcula un porcentaje de error porque la estimación de producción diaria puede variar entre un método y otro, sin embargo, se muestran los resultados para apreciar que con el proceso de inyección de polímeros, la producción de petróleo incrementa y la tasa de agua disminuye.

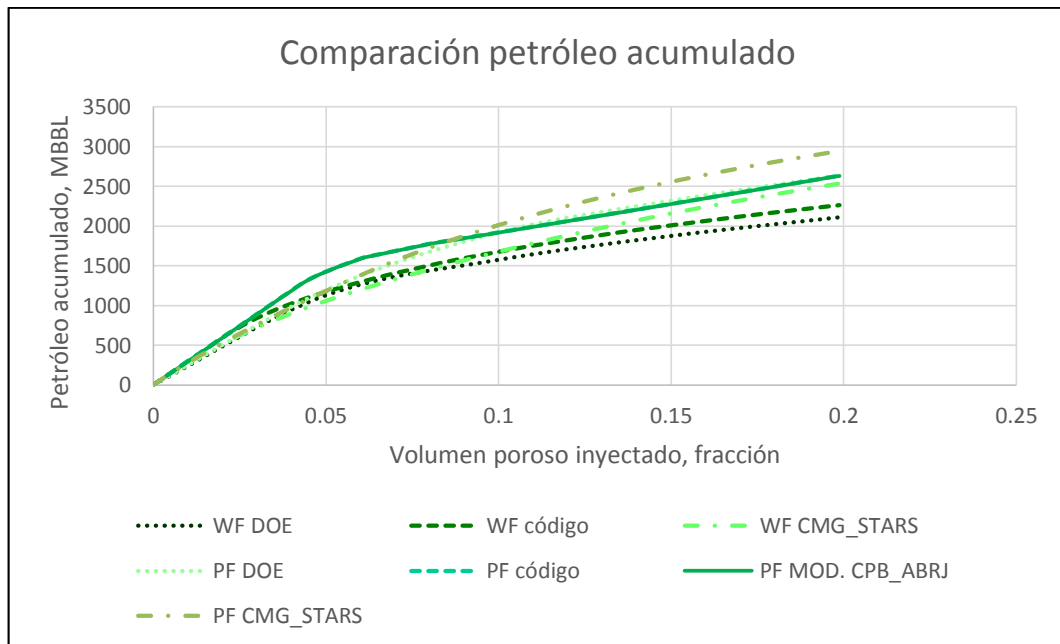
Gráfica 117. Tasa de producción de petróleo vs. VP. Modelo PF. CASO 1



Gráfica 118. Tasa de producción de agua vs. VP. Modelo PF. CASO 1



Gráfica 119. Producción acumulada de petróleo vs. VP. Modelo PF. CASO 1

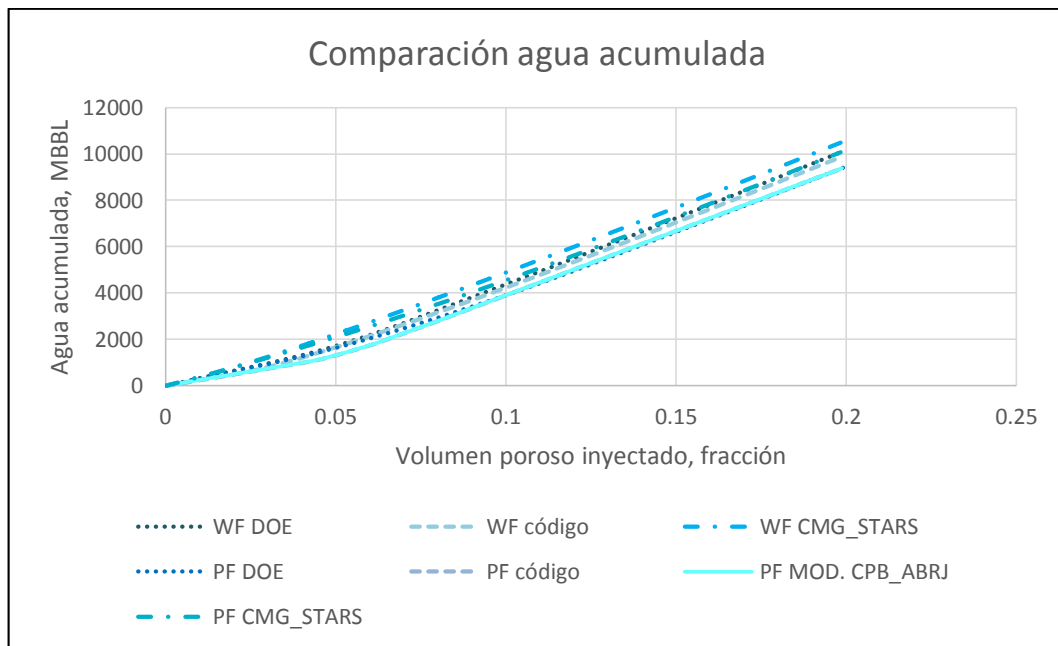


La producción acumulada de petróleo se muestra en la gráfica 119, y se establece que la predicción con los modelos, presenta un porcentaje de error de 10.6025%

para la inyección de agua y 10.5526% para la inyección de polímeros, con respecto a la simulación en CMG, un valor aceptable considerando que los incrementales se aproximan: 364,430 Bbl con la predicción analítica de los modelos y 393,310 Bbl con la predicción numérica del simulador. Además el modelo predictivo desarrollado al tener como base el modelo predictivo de WF de DOE, presenta los resultados de inyección de polímero como incrementales del proceso de inyección de agua, lo que indica que un error asociado a la inyección de agua con el simulador y el modelo predictivo, se refleja también en los resultados del proceso de inyección de polímero, indicando que el porcentaje de error de este caso, va influenciado por el obtenido para la inyección de agua.

En la gráfica 120, se observa la producción acumulada de agua, el porcentaje de error del pronóstico utilizando el método predictivo, si se compara con la simulación numérica, es 5.6114% en el proceso de inyección de agua y 6.779% en el proceso de inyección química de polímeros.

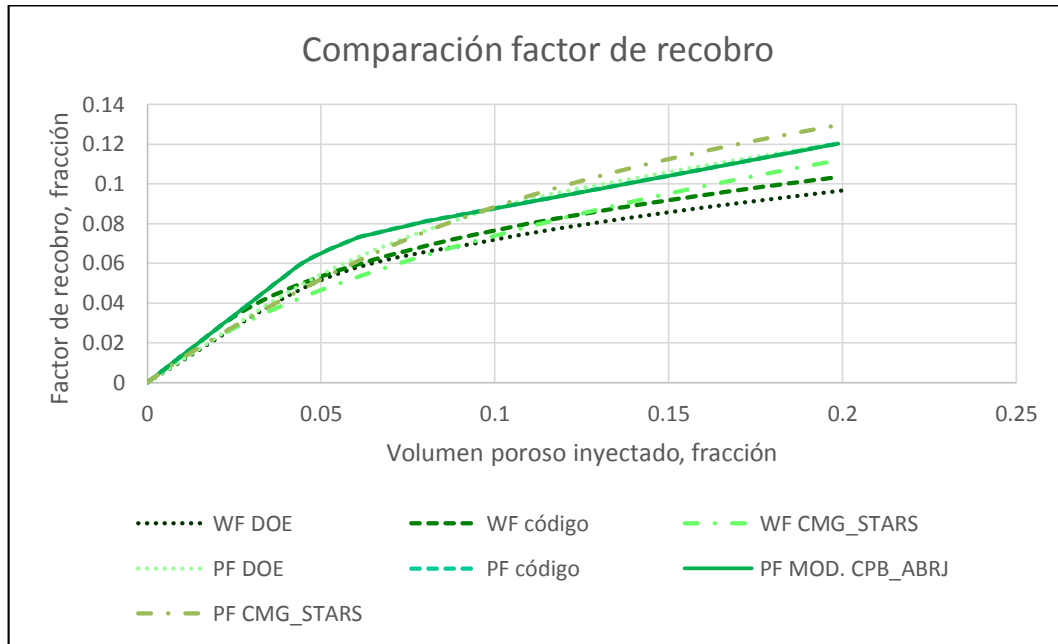
Gráfica 120. Producción acumulada de agua vs. VP. Modelo PF. CASO 1



Por último, la gráfica 121 muestra el factor de recobro; como en el caso del petróleo acumulado, es importante mencionar que los incrementales se acercan: 0.0167 con el pronóstico del modelo predictivo, y 0.0172 con la simulación en STARS. El porcentaje de error del resultado arrojado por el modelo, con respecto

al arrojado por el simulador, es 7.39% en la predicción de la inyección de agua y 7.2158% en la predicción de la inyección química.

Gráfica 121. Factor de recobro de petróleo vs. VP. Modelo PF. CASO 1

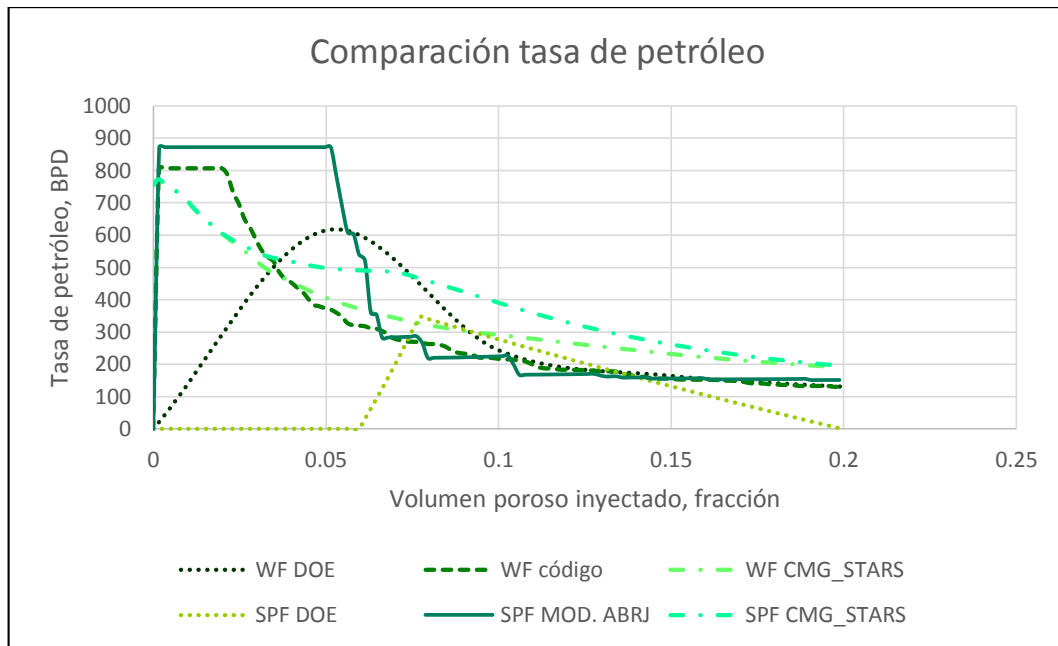


La predicción de la inyección de surfactantes-polímeros, también se compara con el proceso de inyección de agua, con el propósito de observar los resultados del incremental en el factor recobro de petróleo, estos resultados se presentan a continuación.

En la gráfica 122, se muestran las tasas de petróleo obtenidas mediante los tres métodos principales de evaluación: herramienta EOR, simulador CMG y nueva aplicación; es posible observar que el nuevo modelo predictivo es más optimista que CMG en la primera etapa de inyección, sin embargo, la tendencia de las curvas es una buena aproximación a los resultados considerando que se trata de un predicción rápida y menos costosa que utiliza menos información.

Los resultados se comparan del proceso de inyección de surfactantes-polímeros además con el modelo CFPM en el software EOR. Al realizar las predicciones, se pudo observar que el modelo tiene ciertas limitaciones, y por lo tanto, no es comparable con el método propuesto, aunque los resultados se presentan en las gráficas para observar la diferencia con el modelo desarrollado y las simulaciones numéricas.

Gráfica 122. Tasa de petróleo vs. VP. Modelo SPF. CASO 1



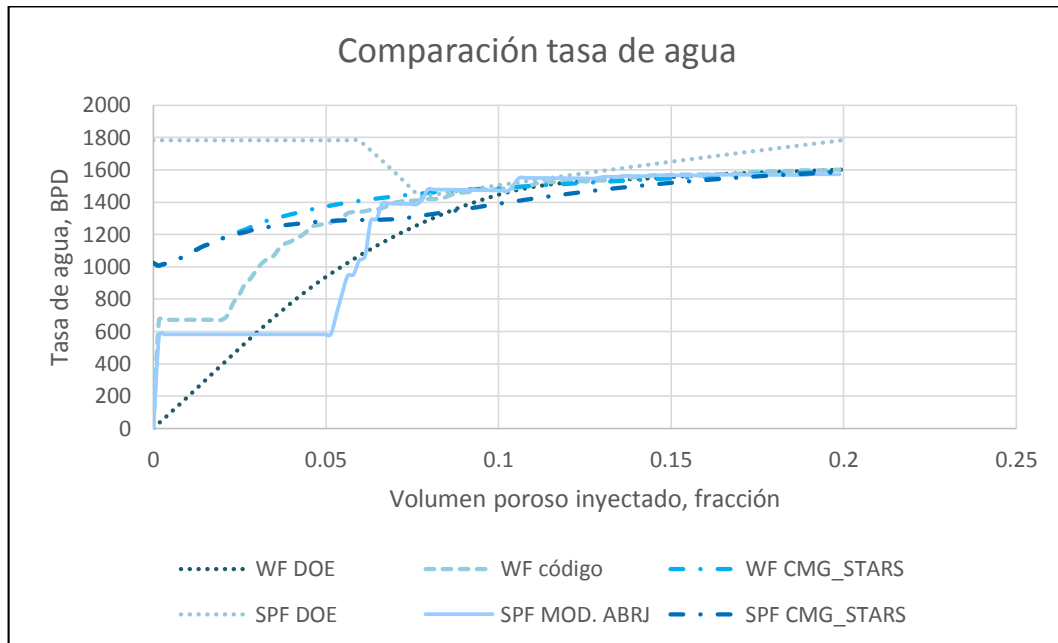
De acuerdo con DOE, el modelo CPFM aplica solamente para evaluar la recuperación terciaria; es decir, inyección de químicos para recuperar el petróleo, de una zona que ya ha sido barrida con un proceso de inyección de agua (petróleo residual). Además, asume datos necesarios para la predicción; para la concentración de polímero, tiene en cuenta la necesidad del caso, y el tamaño del bache de surfactante, lo calcula a partir de la adsorción de este en la roca, es decir, no es posible el ingreso de estos datos, como si lo permite la aplicación desarrollada, lo cual facilita al usuario la predicción del comportamiento del caso que desee evaluar.

En la gráfica 123, se muestran los resultados de la tasa de producción de agua, se puede concluir que para este caso, se realiza un buen ajuste del modelo predictivo desarrollado con los resultados de las simulaciones numéricas en STARS.

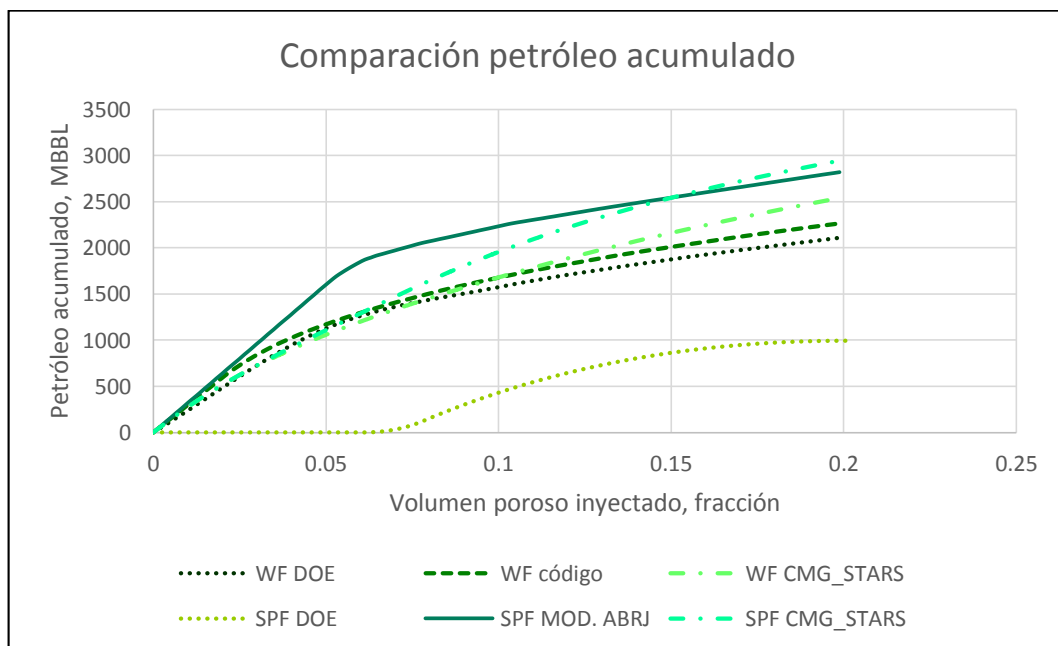
En el caso de estudio, la saturación de petróleo inicial es mayor a la saturación de petróleo residual, y por esta razón, no son congruentes ni comparables, los resultados del nuevo modelo predictivo, con el modelo predictivo para la inyección de químicos de DOE (CFPM). En la gráfica 124, se puede observar el pronóstico del petróleo acumulado por medio de la aplicación CHP y el simulador CMG, estos resultados se aproximan a: 2,820,115.51 Bbl para el modelo predictivo y

2,939,916.875 Bbl para la simulación en CMG, el porcentaje de error obtenido es de 4.0749%. En la producción acumulada de agua, como se puede ver en la gráfica 125, el porcentaje de error es de 9.3756%.

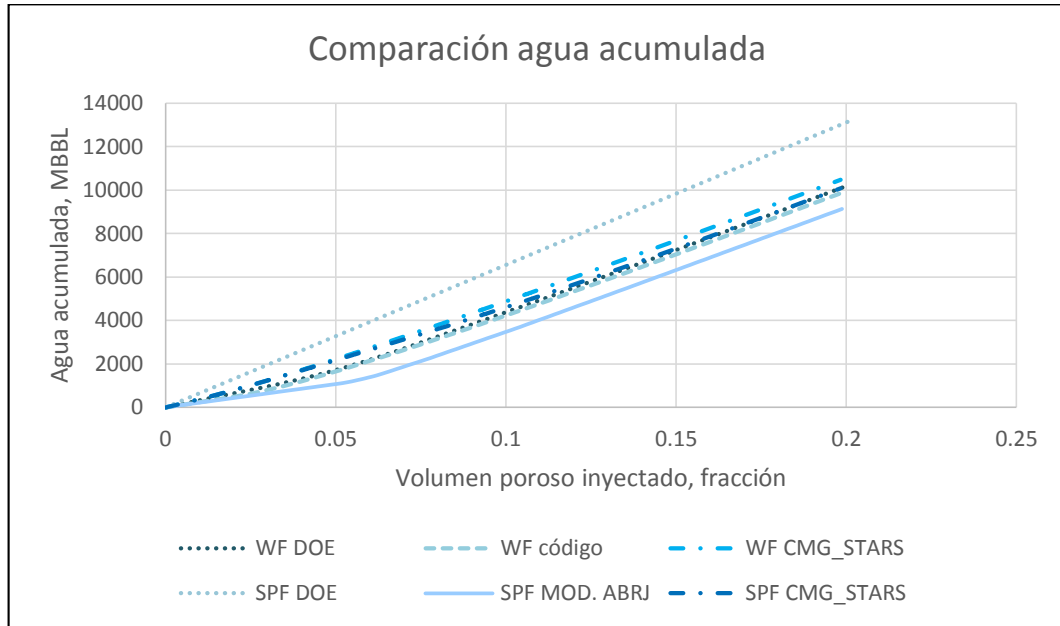
Gráfica 123. Tasa de agua vs. VP. Modelo SPF. CASO 1



Gráfica 124. Petróleo acumulado producido vs. VP. Modelo SPF. CASO 1

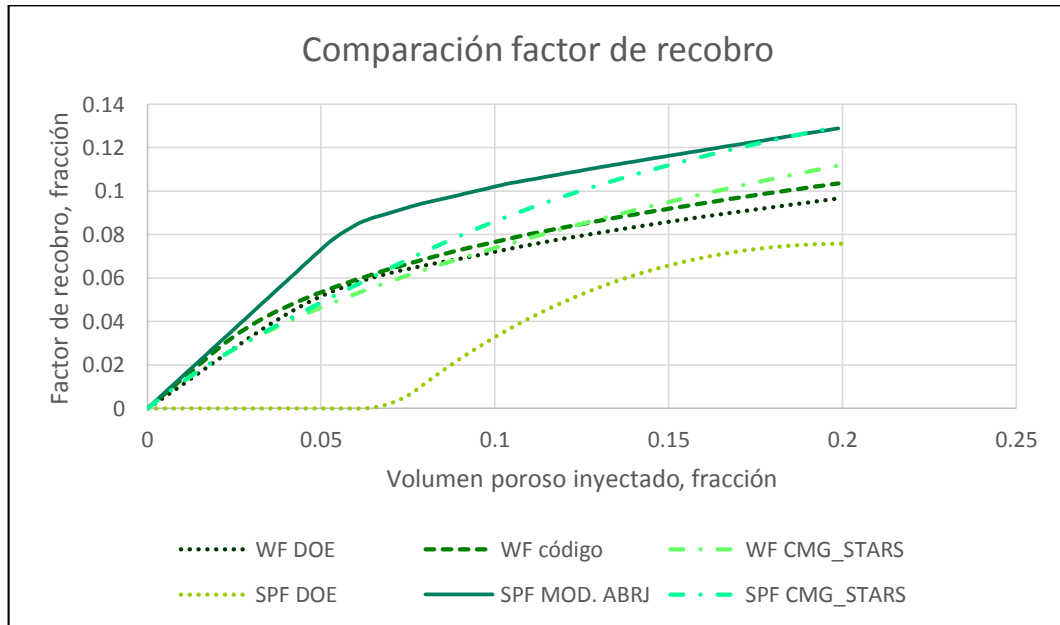


Gráfica 125. Agua acumulada producida vs. VP. Modelo SPF. CASO 1



El factor de recobro de petróleo calculado con la aplicación, presenta un porcentaje de error de 0.4992%, con respecto a la simulación, mostrando el porcentaje de error más bajo para el modelo predictivo de inyección surfactante-polímero de este caso (ver gráfica 126).

Gráfica 126. Factor de recobro de petróleo vs. VP. Modelo SPF. CASO 1



6.2 CASO 2

Este caso, se crea con propiedades aleatorias, para comprobar que la herramienta permite realizar predicciones en diferentes campos, en este caso también se calculan porcentajes de error; la forma de generar este modelo, sirve de referencia para los siguientes casos. En la tabla 51, se presentan las propiedades del caso de simulación que se utilizan para realizar la predicción en la aplicación.

Tabla 51. Propiedades del yacimiento, CASO 2

Propiedades del yacimiento	
Presión (psia)	3000
Temperatura (°F)	130
Profundidad (ft)	6000
Espesor (ft)	100
Porosidad (fracción)	0.16
Swc (fracción)	0.46
Swi (fracción)	0.46
Sor (fracción)	0.15
Buzamiento (°)	0
$\partial P_c / \partial x$ (psi/ft)	0
Estratificación	
VDP (fracción)	0.3
# capas	5
Permeabilidad (mD)	1000
Perm. Vertical (mD)	900
Propiedades de los fluidos	
°API	20
Geg (fracción)	0.63
Pb (psia)	1965
Bo (RB/STB)	1.11599
Bw (RB/STB)	1.014449
RHOo (lb/ft ³)	53.444585
RHOw (lb/ft ³)	62.790956
Mo (cP)	6.364506
Mw (cP)	0.55725
GOR (SCF/STB)	259.694697
Salinidad (ppm)	30,000

Tabla 51. (Continuación)

Interacción roca-fluido	
kro@Swc (fracción)	1
krw@Sor (fracción)	0.2
No (adimensional)	2
Nw (adimensional)	2
Información de inyección	
Razón mov. w-o (adimen)	2.28
Área del patrón (acres)	25
Rw (ft)	0.5
VP total (BBL)	3,103,337.72
OOIP inicio iny. (STB)	1,501,628.48
VP máx de inyección	3
Tasa de iny. (RB/D)	1014.449
BHP máx (psi)	3740
CP (psia/ft)	0.25133333

6.2.1 Modelo de simulación. Al igual que en el CASO 1, se generan resultados en un simulador numérico, para poder comparar el pronóstico del modelo generado, y establecer el porcentaje de error que presenta.

6.2.1.1 Inyección de polímeros (PF). A continuación, se describen las características generales del modelo para la evaluación de la inyección química de polímeros, definiendo los datos ingresados para cada una de las secciones obligatorias del simulador; esta información se utiliza después en la inyección de surfactantes-polímeros.

* **Reservorio.**

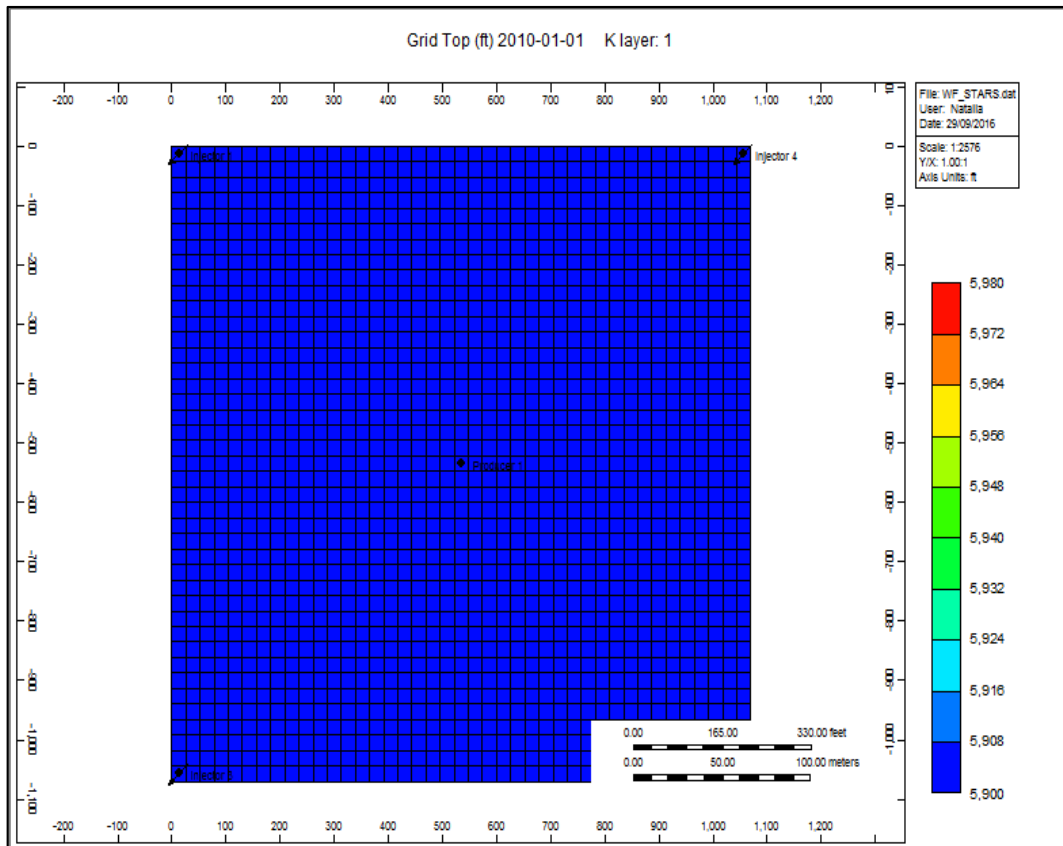
La malla se crea como se describe en la sección 3.1.2.1, para un patrón normal de cinco puntos con un área determinada. Los pozos están en las esquinas para que no interfieran otras propiedades en la predicción.

En la figura 99, se observa la malla que se ha construido en el modelo de simulación, y en la tabla 52 se presentan las características que definen la resolución del yacimiento.

Tabla 52. Resolución del modelo. CASO 2

Número de celdas	
Eje X	41
Eje Y	41
Eje Z	5
Total	8405

Figura 99. Vista areal del grid de simulación. CASO 2



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

* **Componentes.**

Teniendo en cuenta la presión, la temperatura, la gravedad específica del gas, la gravedad API y la presión de burbuja, se genera el PVT y se obtienen las propiedades de los fluidos que se producen.

* **Interacción roca-fluido.**

La tabla de permeabilidades relativas se crea en el simulador con las propiedades que aparecen en la tabla 51: saturación de agua connata, saturación de petróleo residual, permeabilidad relativa al petróleo a la saturación de agua connata, permeabilidad relativa al agua a la saturación de petróleo residual y exponentes de las curvas de permeabilidades relativas al petróleo y al agua.

* **Pozos y datos recurrentes.**

Los pozos se crean de forma automática cuando se construye la malla, y por estar en los extremos del yacimiento, el ángulo de drenaje del pozo es 0.25 (cada pozo inyector aporta ¼ del volumen efectivo que entra en el patrón); por eso, aunque la tasa máxima de inyección por pozo es de 1000 Bbl/día, solo son inyectados 250 Bbl/día. En el caso de la presión máxima de inyección (BHP máx) especificada en la tabla 51, se tiene en cuenta la presión de fractura del yacimiento. Para el pozo productor, se considera una tasa de producción líquida de 1000 Bbl/día en superficie y una presión mínima de fondo fluyente, de 1965 psia (magnitud de la presión de burbuja).

En la tabla 53, se puede observar la fecha de finalización de la inyección de polímeros, considerando el volumen poroso del patrón y el volumen de inyección.

Tabla 53. Parámetros para cálculo de fechas de inyección de polímeros. CASO 2

<i>Fechas de inyección PF</i>	
Inyección (Bbl/día)	1,000
Inyección (días)	1099.07
Inyección (años)	3
Volumen poroso (Bbl)	3,140,200
Volumen inyección (Bbl)	1,099,070
Factor volumen total	35%
Fecha inicio PF	1/01/2010
Fecha fin PF	4/01/2013

Se consideran cuatro polímeros y se evalúa su desempeño en el yacimiento a una concentración determinada, sus propiedades se muestran en la tabla 54; esto con el fin de determinar porcentajes de error para diferentes polímeros en un mismo campo (propiedades del yacimiento y de los fluidos constantes).

Tabla 54. Propiedades de los polímeros, CASO 2

Datos del polímero	Polímero 1	Polímero 2	Polímero 3	Polímero 4
Concentración (ppm)	1,000	500	1,000	250
Mp (cP)	10.62	15.41	18.46	5
FR	26.68	70.2	50.14	19.9
FRR	1.4	2.54	1.51	2.22
Adsorción (lb/acre.ft)	403.85	2,217.33	132.22	11,033.27

6.2.1.2 Inyección de surfactantes-polímeros (SPF). La concentración de surfactante inyectado, es de 1000 ppm, con un volumen poroso de 2.5%; para el polímero se inyecta 35% de volumen poroso; la concentración de este depende del polímero que se vaya evaluar, se mantienen las mismas concentraciones de la inyección de los cuatro polímeros evaluados este caso (tabla 54). Las fechas de inicio y fin de los baches, se muestra en la tabla 55.

Tabla 55. Parámetros para cálculo de fechas de inyección SP. CASO 2

Parámetros	SF	PF
Inyección (Bbl/día)	1,000	1,000
Inyección (días)	78.505	1099.07
Inyección (años)	0.2	3.0
Volumen poroso (Bbl)	3,140,200	3,140,200
Volumen inyección (Bbl)	78,505	1,099,070
Factor volumen total	2.5%	35.0%
Fecha inicio	01/01/2010	20/03/2010
Fecha fin	20/03/2010	23/03/2013

6.2.2 Comparación de los resultados. A continuación, se presentan los datos de las evaluaciones realizadas para comprobar la capacidad predictiva de la aplicación.

6.2.2.1 Comparación en la aplicación del modelo predictivo. En la herramienta, se genera un pronóstico de inyección química con cada polímero, para un patrón normal de cinco pozos, lo cual se compara en la sección de ajuste de la aplicación, con la evaluación realizada en el simulador IMEX. Los resultados se pueden apreciar a continuación.

- Polímero 1: AN125VHM, 1000 ppm.

En esta sección se presenta la predicción elaborada por la herramienta sobre el comportamiento futuro del yacimiento, al inyectar 1000 ppm de un polímero con una viscosidad de 10.62 cP, por un período de tres años; y la respuesta del simulador en este mismo caso.

En la figura 100, se pueden observar las tasas de petróleo y agua por día, que coinciden en el último período de la predicción. No es posible reproducir los datos exactamente, y en consecuencia, como se explicó en el CASO 1, no se establece un porcentaje de error en el cálculo realizado de esta variable.

Por otro lado, se puede considerar que el comportamiento de la producción acumulada de fluidos que se muestra la figura 101, se reproduce de manera consistente con la herramienta. Estas variables, se consiguen sumando los incrementos de producción, y por eso son válidas para analizar el posible comportamiento de un yacimiento, al considerar un esquema específico de desarrollo.

Figura 100. Tasas de producción. Modelo PF vs. CMG. AN125VHM. CASO 2

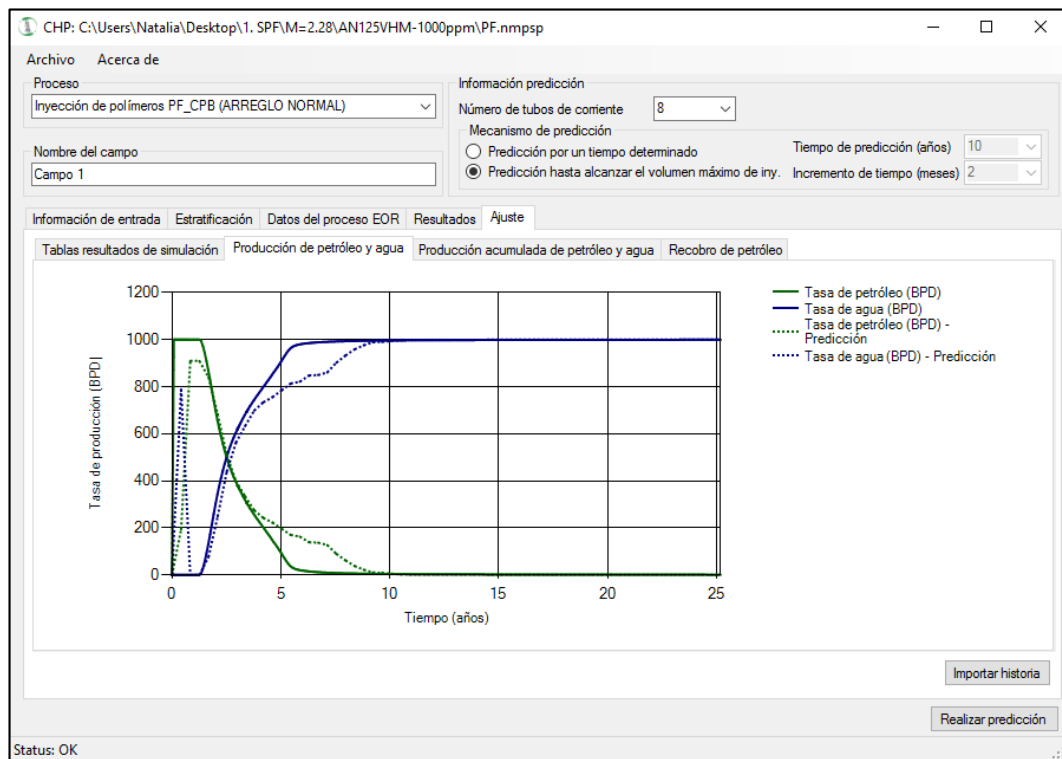


Figura 101. Producción acumulada. Modelo PF vs. CMG. AN125VHM. CASO 2

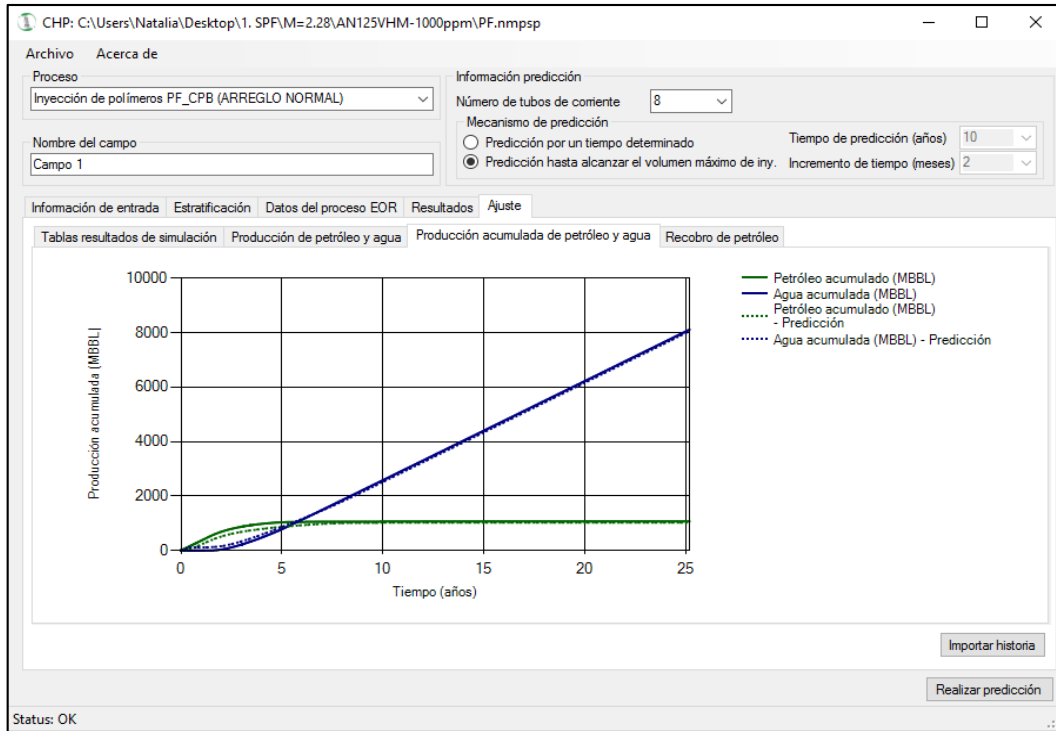
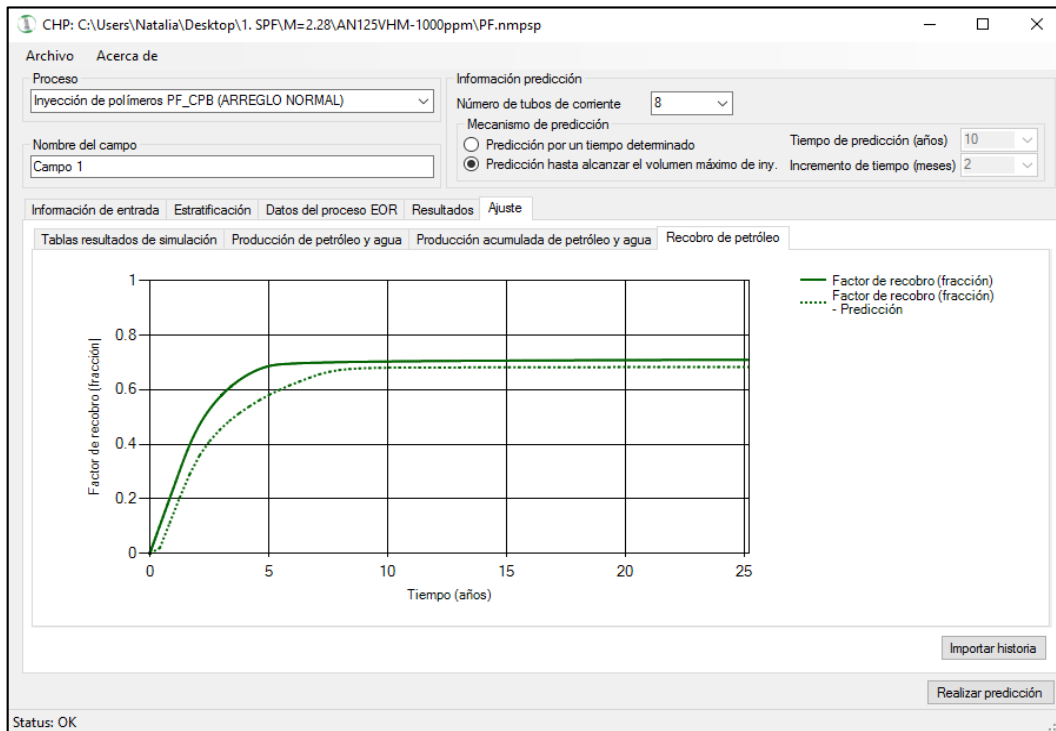


Figura 102. Factor de recobro. Modelo PF vs. CMG. AN125VHM. CASO 2

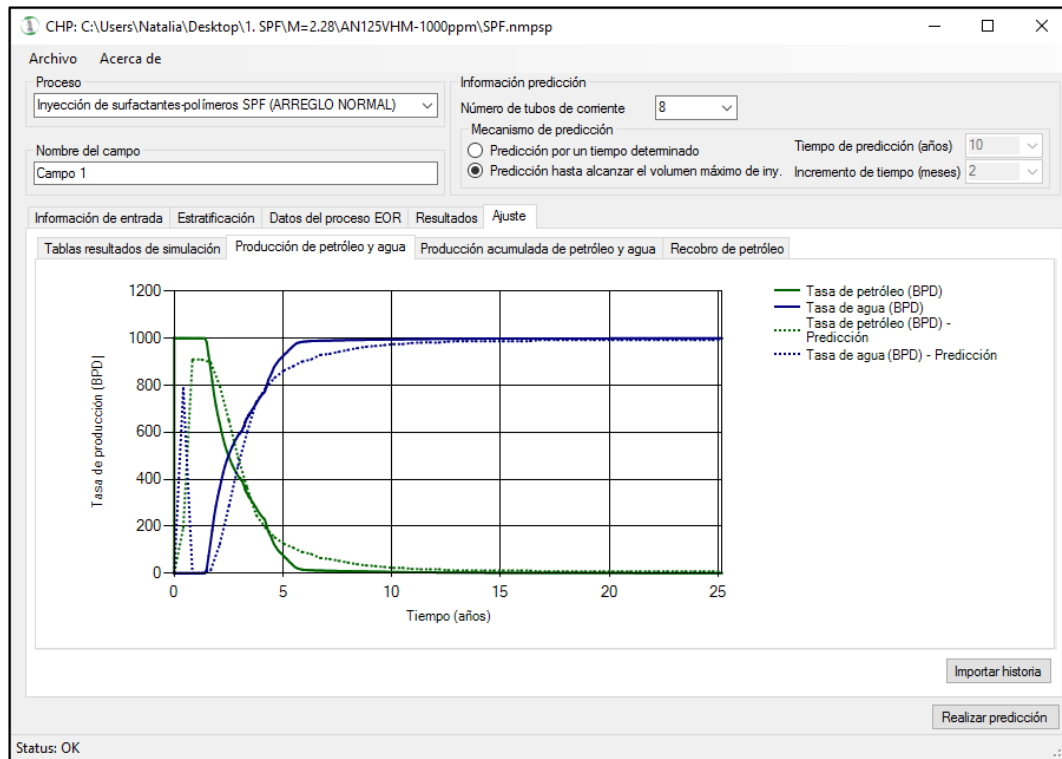


En la figura 102, se ilustra el factor de recobro de acuerdo con los dos métodos de estimación. En la primera etapa de evaluación, se presenta una diferencia, debido a que según la estimación del simulador, la tasa de producción diaria de fluidos es mayor en ese momento; pero al final los valores se acercan, dando una idea del recobro final aproximado.

Con las mismas condiciones de este polímero, se realiza el proceso de inyección de surfactantes-polímeros, los resultados obtenidos de las comparaciones con el simulador CMG, se muestran a continuación.

La figura 103, muestra la comparación entre las tasas de producción diaria del método desarrollado, y el simulador CMG; estos resultados, son mejores que los obtenidos por la inyección de polímero, logrando una muy buena aproximación.

Figura 103. Tasas de producción. Modelo SPF vs. CMG. AN125VHM. CASO 2



La figura 104, muestra el ajuste logrado para la producción acumulada de petróleo y de agua, para este caso, se puede observar que las curvas se sobreponen, indicando pronósticos certeros del comportamiento de un yacimiento bajo inyección de surfactante-polímero con el método predictivo desarrollado.

Figura 104. Producción acumulada. Modelo SPF vs. CMG. AN125VHM. CASO 2

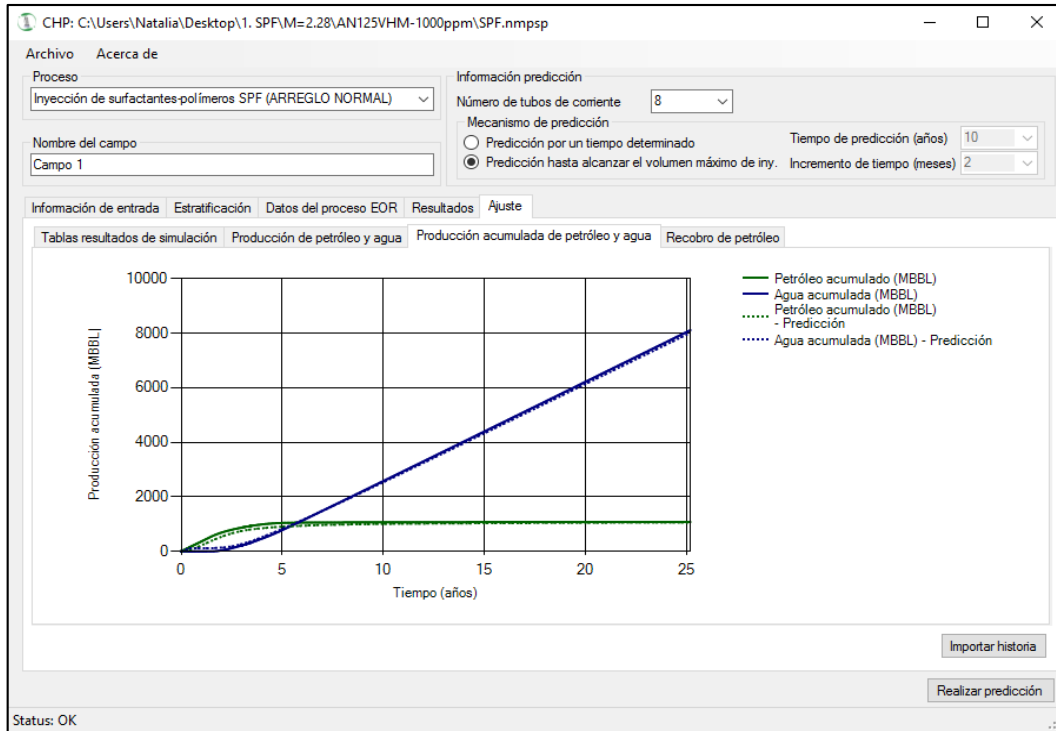
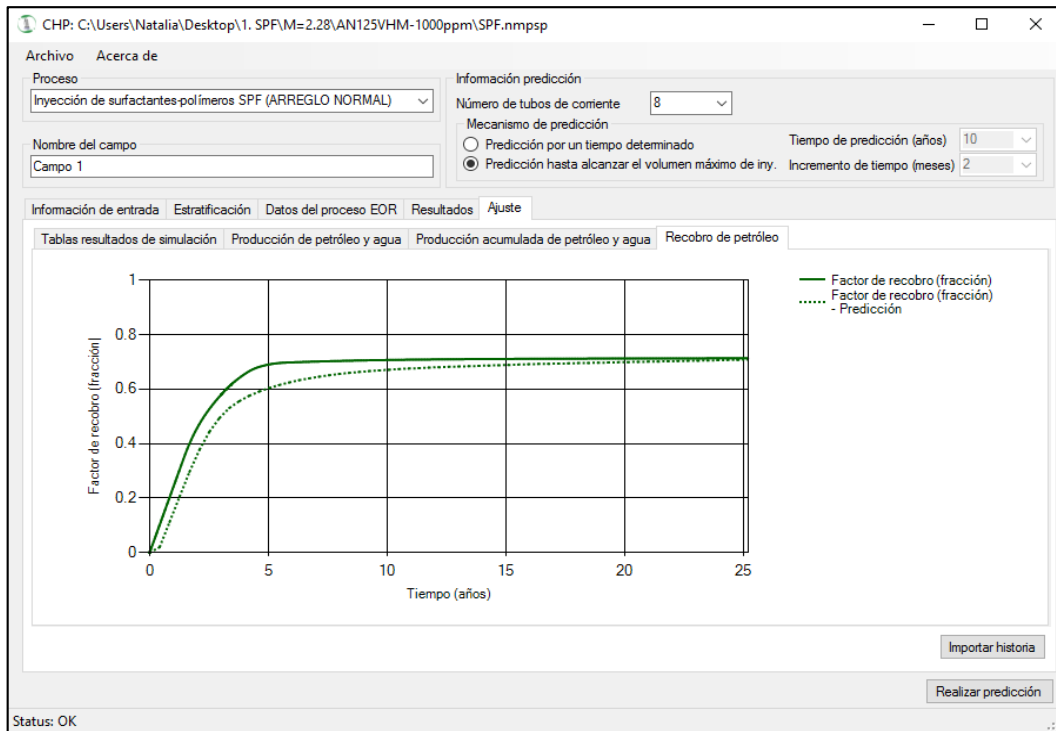


Figura 105. Factor de recobro. Modelo SPF vs. CMG. AN125VHM. CASO 2



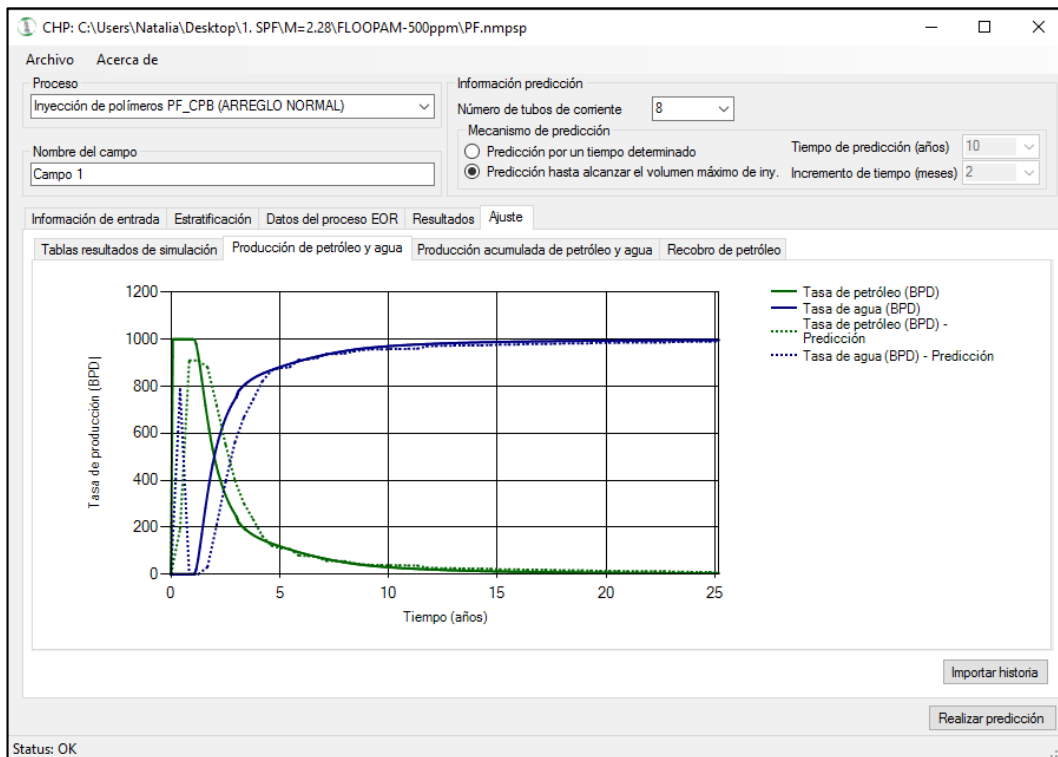
Para los resultados de factor de recobro de petróleo las gráficas difieren, pero muestran el mismo comportamiento; hasta un tiempo menor a 5 años, las gráficas aumentan considerablemente, luego de este tiempo el comportamiento es casi constante, como se muestra en la figura 105.

- Polímero 2: FLOOPAM, 500 ppm.

En el mismo campo de estudio, se considera la inyección de 500 ppm de un polímero que tiene una viscosidad de 15.41 cP, esto con el fin de evaluar el comportamiento de los resultados, para diferentes tipos de polímero, y demostrar que excluir el tipo de polímero usado en los análisis de sensibilidades, logra el efecto deseado. Los resultados y análisis de resultados se pueden observar en las figuras que se muestran a continuación:

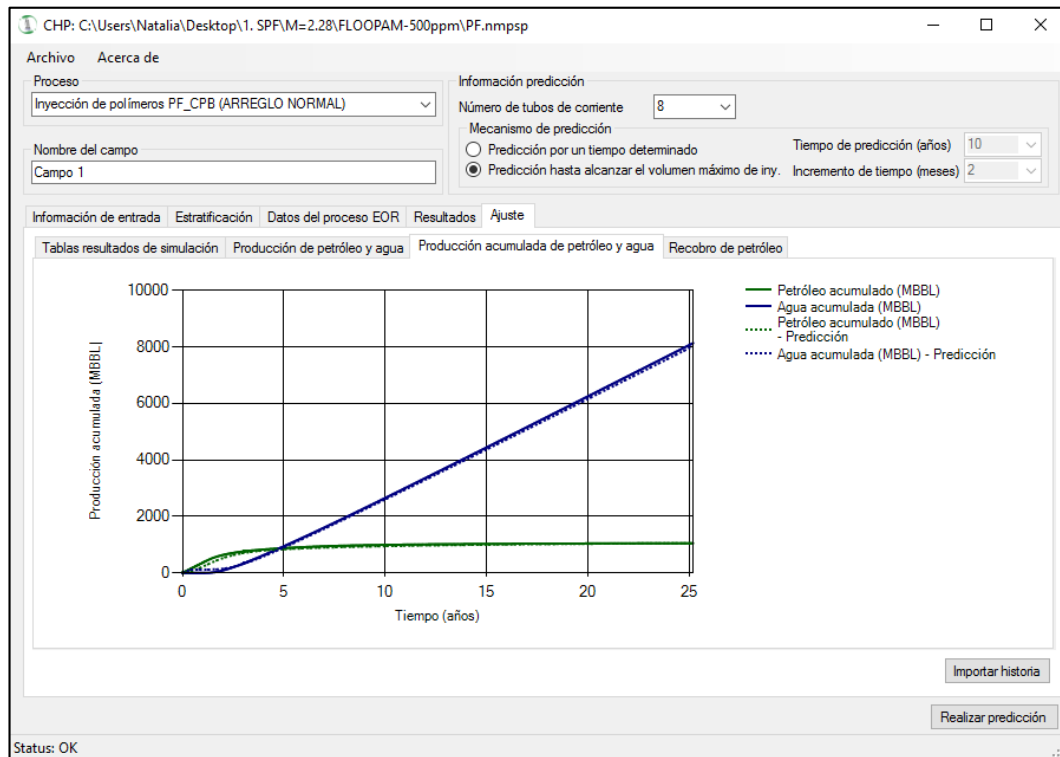
La tasa de producción de fluidos del yacimiento, aparece en la figura 106, y se puede observar, que la evaluación del proceso por medio de los dos métodos, genera resultados similares; las curvas presentan un comportamiento similar y al final de la predicción se vuelven constantes.

Figura 106. Tasas de producción. Modelo PF vs. CMG. FLOOPAM. CASO 2



En la figura 107, se observa que la predicción de la producción acumulada de petróleo y agua por medio de la aplicación se ajusta a los resultados de la simulación importados en la sección de ajuste; eso quiere decir, que el modelo predictivo genera un pronóstico rápido confiable.

Figura 107. Producción acumulada. Modelo PF vs. CMG. FLOOPAM. CASO 2



El factor de recobro de petróleo se reproduce de manera consistente utilizando la herramienta predictiva, como se observa en la figura 108; de acuerdo con la simulación numérica del caso, los resultados son apropiados y con sentido, en una predicción que utiliza poca información y permite generar una idea sobre el esquema de explotación planteado.

Los resultados de la inyección de surfactantes-polímeros, para la comparación de la tasa de producción diaria de petróleo y agua, se pueden observar en la figura 109, y los resultados para la producción acumulada de petróleo y agua, se muestran en la figura 110; con la información se puede concluir, que se da un buen ajuste de los datos del modelo predictivo desarrollado con respecto a la simulación numérica.

Figura 108. Factor de recobro. Modelo PF vs. CMG. FLOOPAM. CASO 2

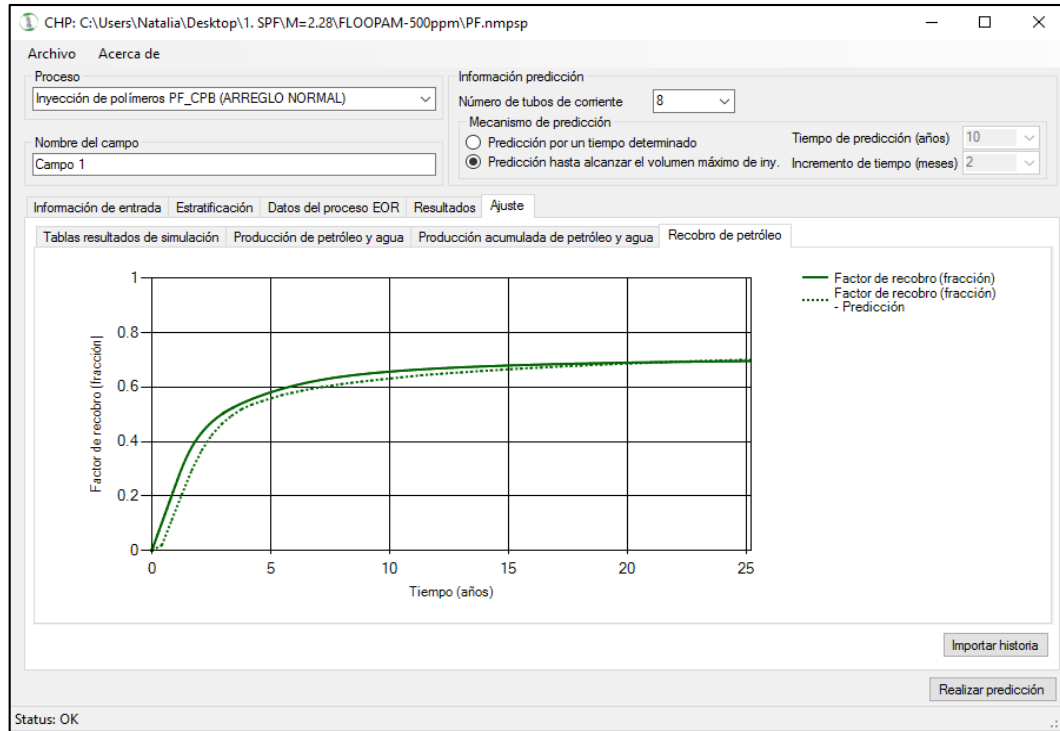


Figura 109. Tasas de producción. Modelo SPF vs. CMG. FLOOPAM. CASO 2

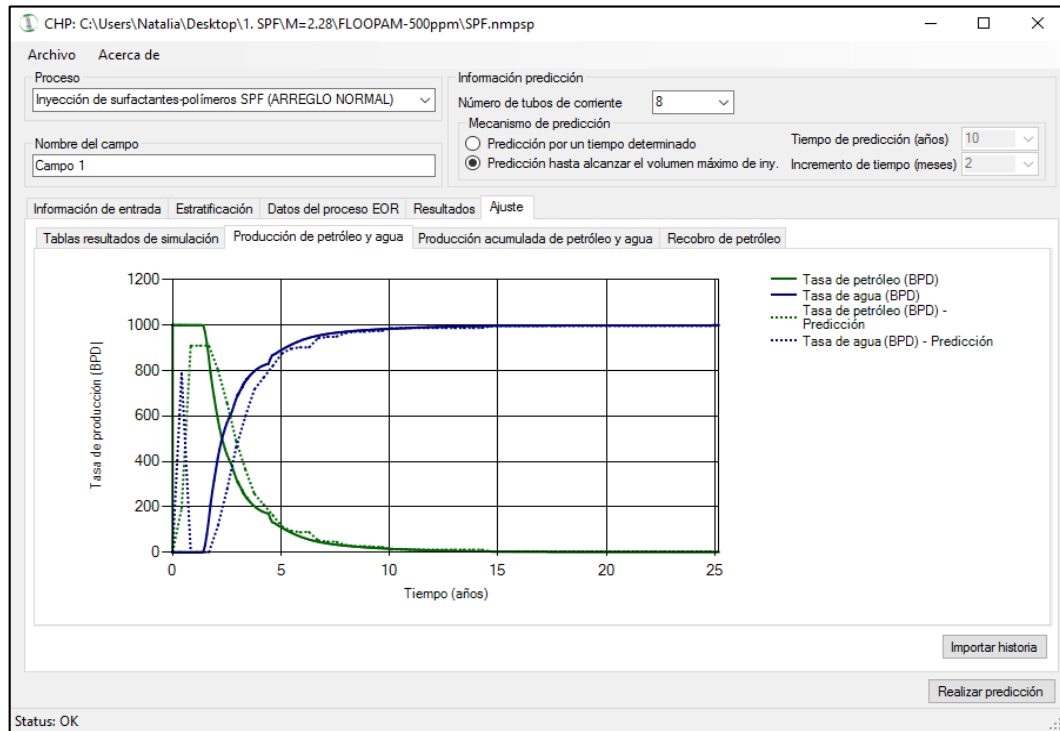


Figura 110. Producción acumulada. Modelo SPF vs. CMG. FLOOPAM. CASO 2

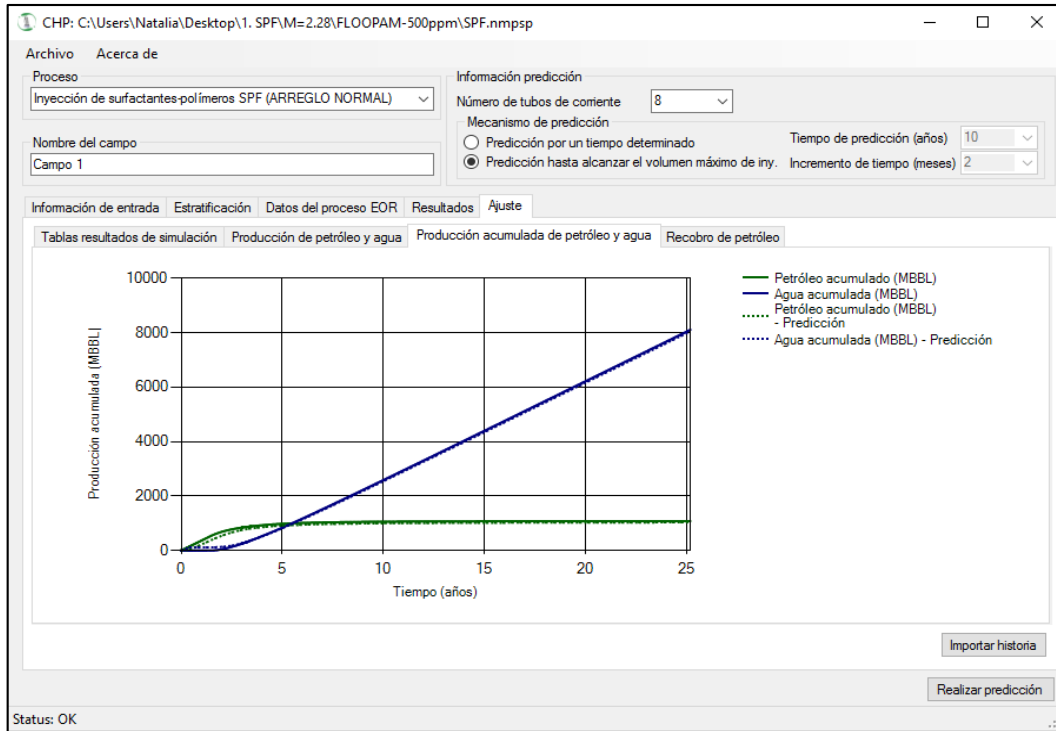
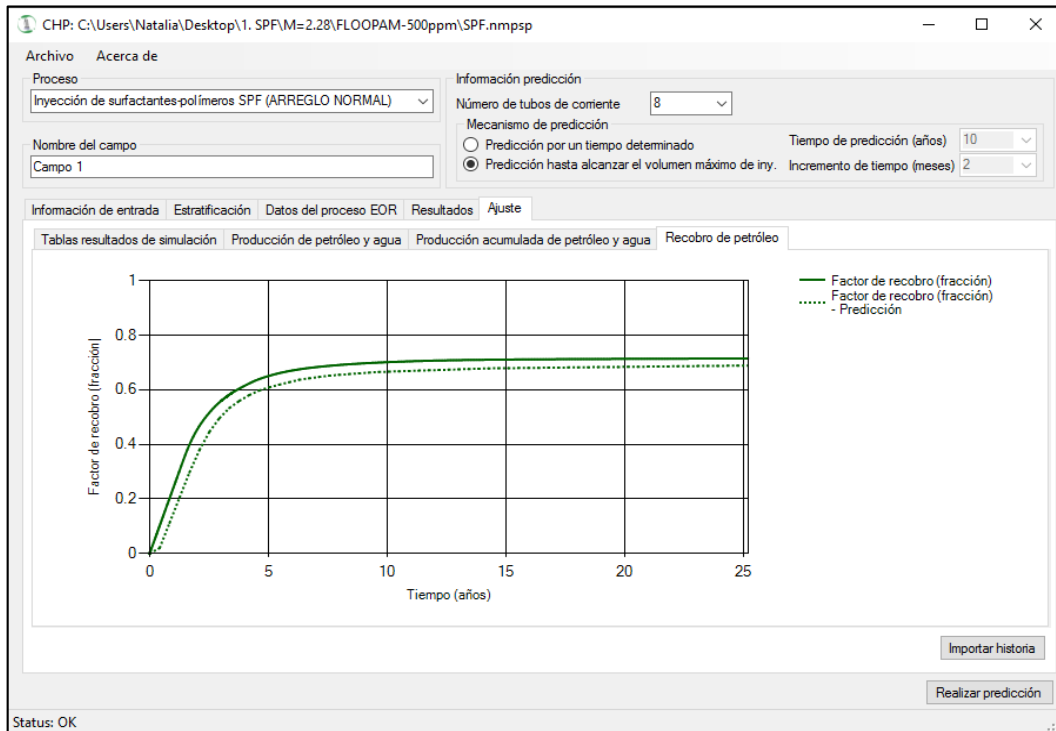


Figura 111. Recobro de petróleo. Modelo SPF vs. CMG. FLOOPAM. CASO 2



La recuperación de petróleo esperada a 25 años para este caso, presenta una pequeña variación entre los resultados obtenidos por el simulador CMG y los del modelo predictivo desarrollado, como se presenta en la figura 111.

- Polímero 3: HPAM, 1,000 ppm.

El proceso de inyección para un polímero con una viscosidad es de 18.46 cP.

La producción diaria, como permite apreciar la figura 112, y de acuerdo a lo que se ha dicho previamente, no se reproduce exactamente como la simulación; pero los recobros al final del proceso indican de forma más apropiada lo que se quiere conocer del esquema. Por eso, se puede afirmar que es más preciso evaluar un caso teniendo en cuenta la producción acumulada y el factor de recobro final, que se presentan en la figura 113 y en la figura 114, respectivamente; considerando que para establecer la viabilidad financiera de un proyecto, se estudia un esquema de explotación con respecto al petróleo en sitio recuperable.

Los resultados de la inyección SP para tasas de producción, acumulados y factor de recobro, se muestran en la figura 115, figura 116 y figura 117, respectivamente.

Figura 112. Tasas de producción. Modelo PF vs. CMG. HPAM. CASO 2

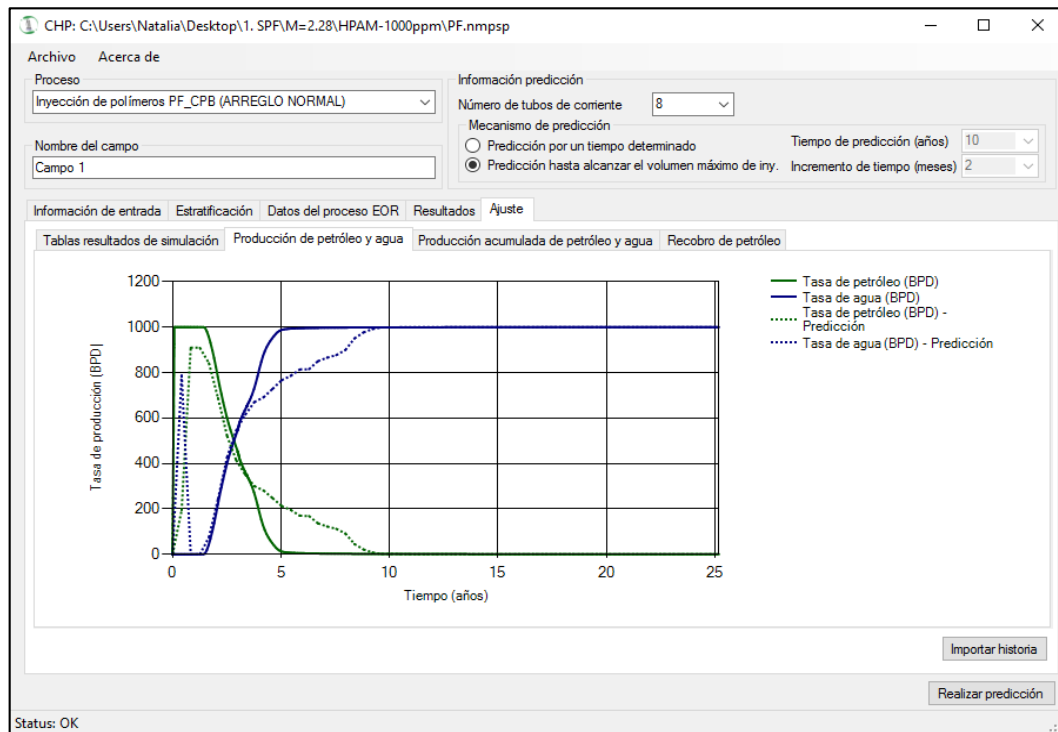


Figura 113. Producción acumulada. Modelo PF vs. CMG. HPAM. CASO 2

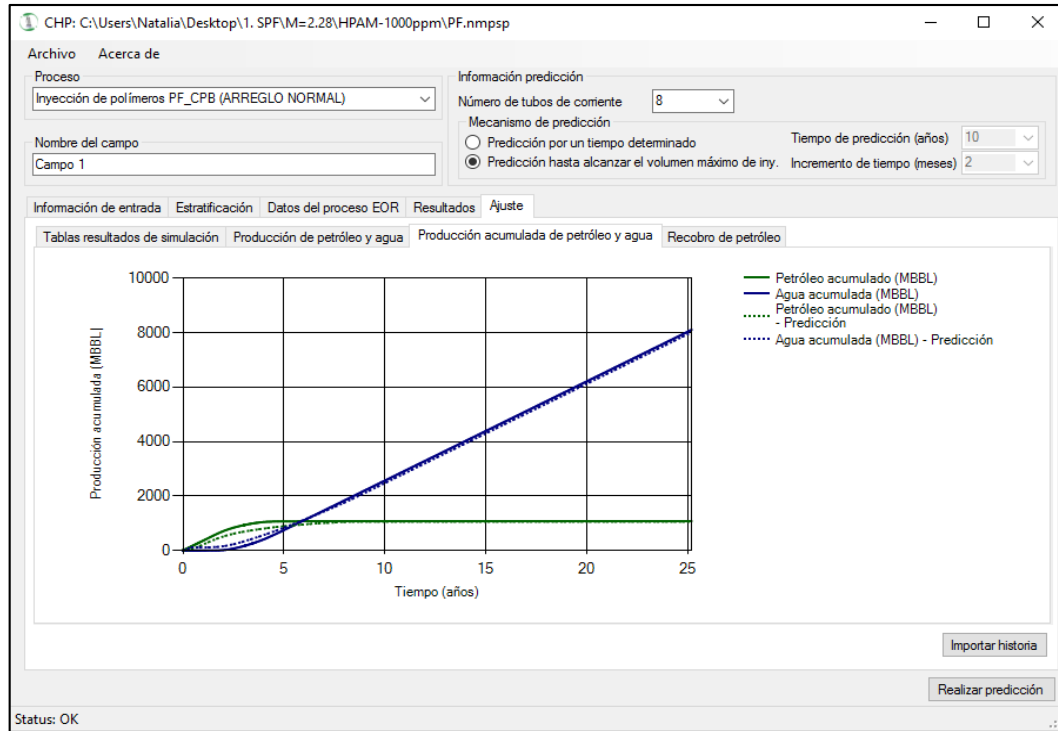


Figura 114. Recobro de petróleo. Modelo PF vs. CMG. HPAM. CASO 2

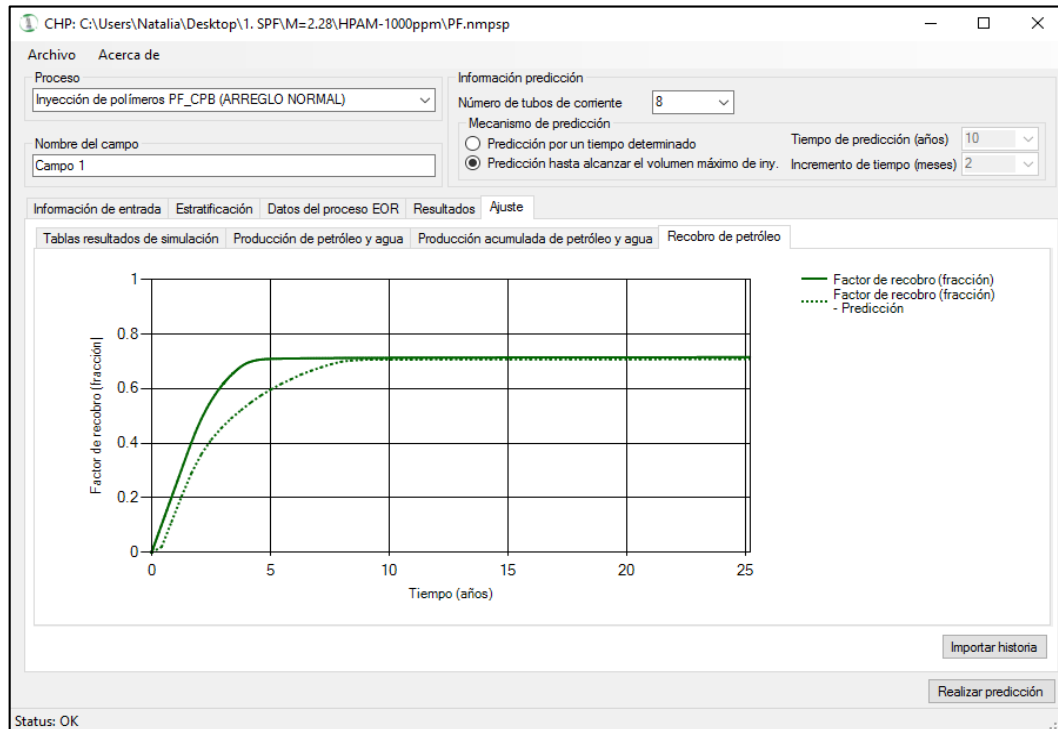


Figura 115. Tasas de producción. Modelo SPF vs. CMG. HPAM. CASO 2

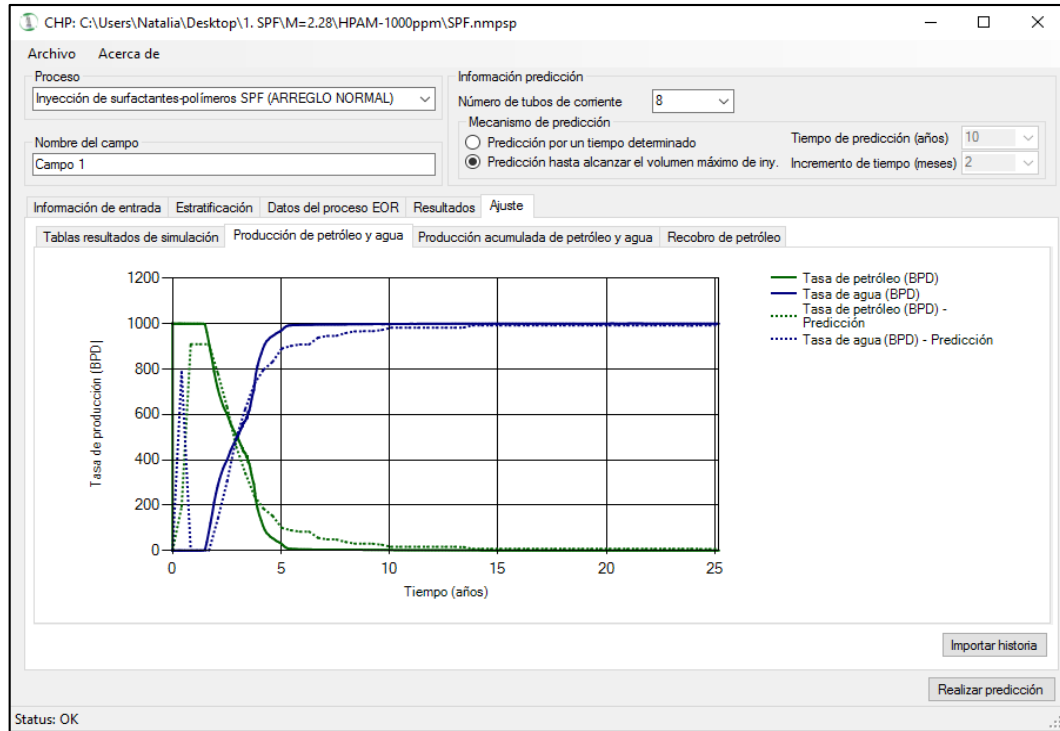


Figura 116. Producción acumulada. Modelo SPF vs. CMG. HPAM. CASO 2

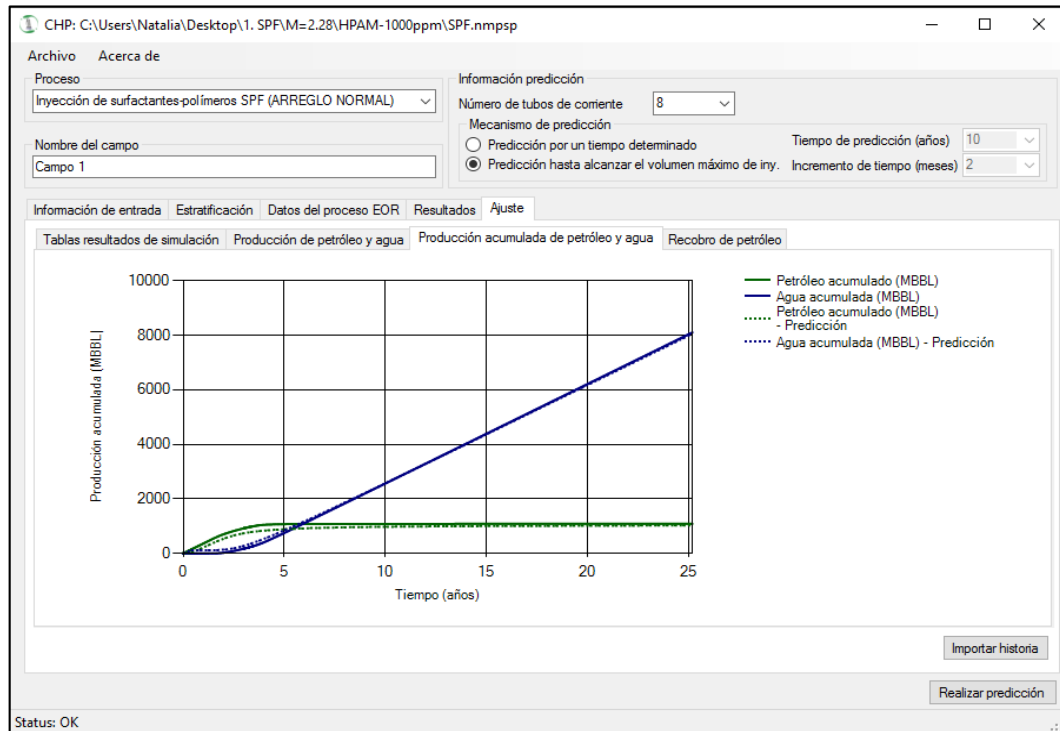
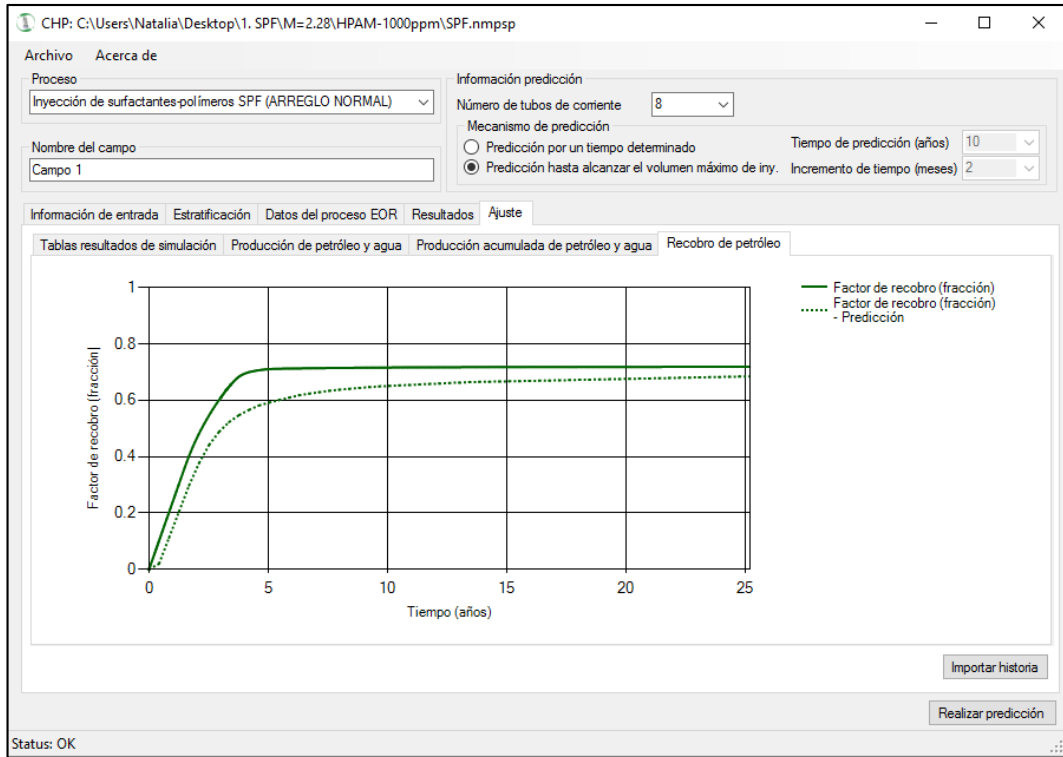


Figura 117. Factor de recobro. Modelo SPF vs. CMG. HPAM. CASO 2



- Polímero 4: SUPERPUSHER, 250 ppm.

Por último, se emplea el polímero SUPERPUSHER con una concentración baja de 250 ppm; debido a que es un químico muy viscoso que disminuye significativamente la inyectividad de los pozos.

Utilizando este polímero, se puede observar en la figura 118 (tasas de producción de petróleo y agua), el pronóstico realizado con el modelo predictivo es más optimista, que el pronóstico que arroja el simulador. De acuerdo a los resultados de simulación numérica, al final del proceso de inyección, no hay un incremento considerable en el recobro de petróleo.

Los resultados de producción acumulada plasmados en la figura 119, permiten considerar que el comportamiento que predice la herramienta es consistente, porque es muy similar al presentado según el simulador.

Figura 118. Tasa de producción. Modelo PF vs. CMG. SUPERPUSHER. CASO 2

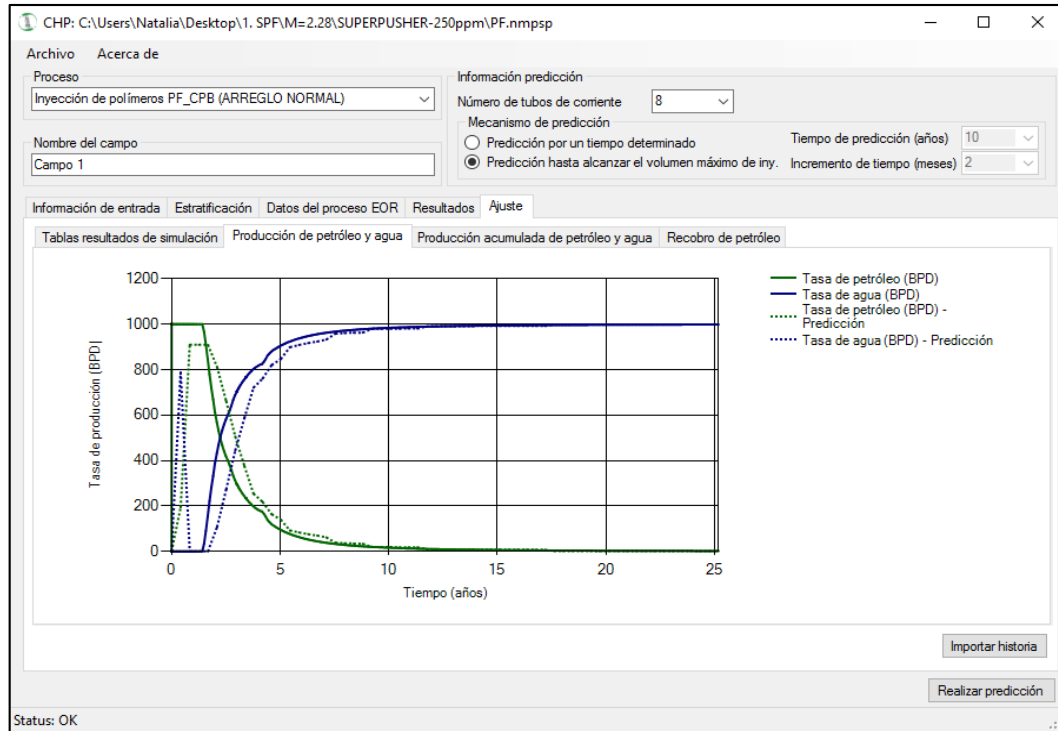


Figura 119. Producción acumulada. Modelo PF vs. CMG. SUPERPUSHER

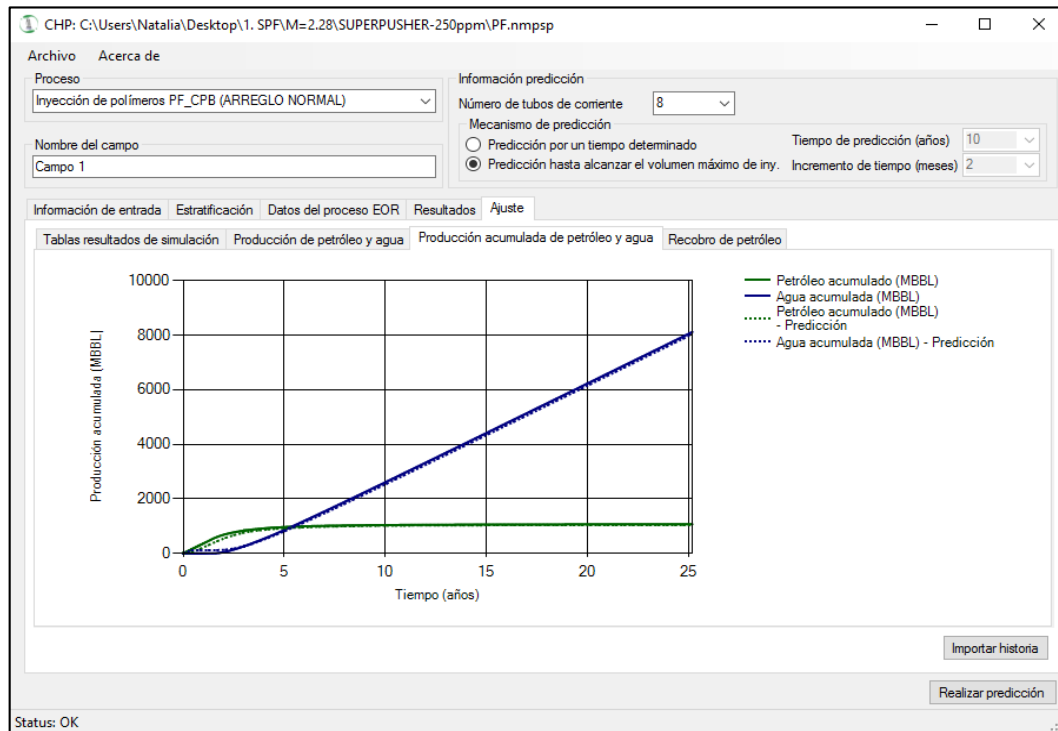
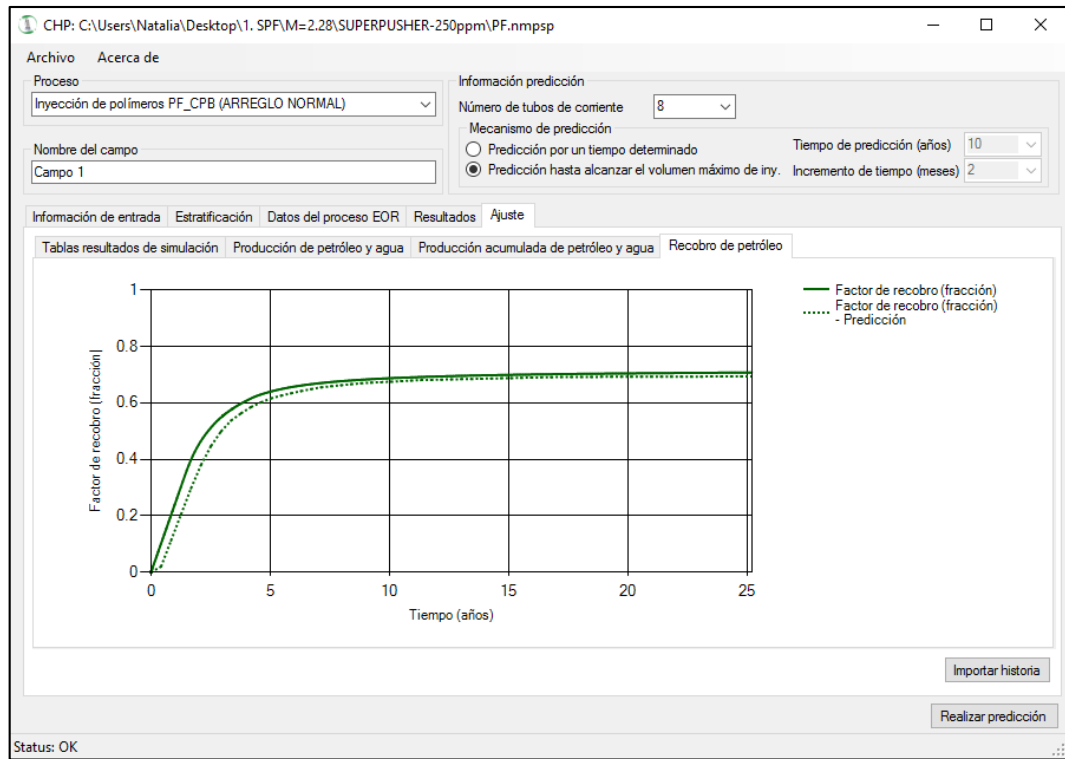


Figura 120. Factor de recobro. Modelo predictivo PF vs. CMG. SUPERPUSHER



Al igual que la producción acumulada de petróleo, el ajuste del factor de recobro es bastante preciso. En la figura 120, se puede observar que al final del proceso, los resultados están entre 67 y 69% del petróleo recuperable en el yacimiento.

Para la inyección de surfactantes-polímeros y la inyección de polímero, se puede observar que las tasas de producción varían en los primeros años de evaluación con respecto a los resultados de CMG, años posteriores logran que la curva de tasas se sobreponga, esto puede ser observado en la figura 121.

Los resultados de producción acumulada y factor de recobro, para este caso, son los que mejor ajuste dan a los datos obtenidos por el simulador numérico CMG, pues sus curvas se sobreponen casi todo el tiempo, durante los 25 años de evaluación del proyecto (ver figura 122 y figura 123). La gráfica de factor de recobro por la escala de maneja de 0 a 1, es la que visualmente muestra de manera más fácil los ajustes realizados, debido a que las gráficas de producción acumulada al presentarse en miles, no permite ver variaciones pequeñas de los datos, es por esto que en la siguiente sección se presentan los errores calculados para cada una de las variables.

Figura 121. Tasa de producción. Modelo SPF vs. CMG. SUPERP. CASO 2

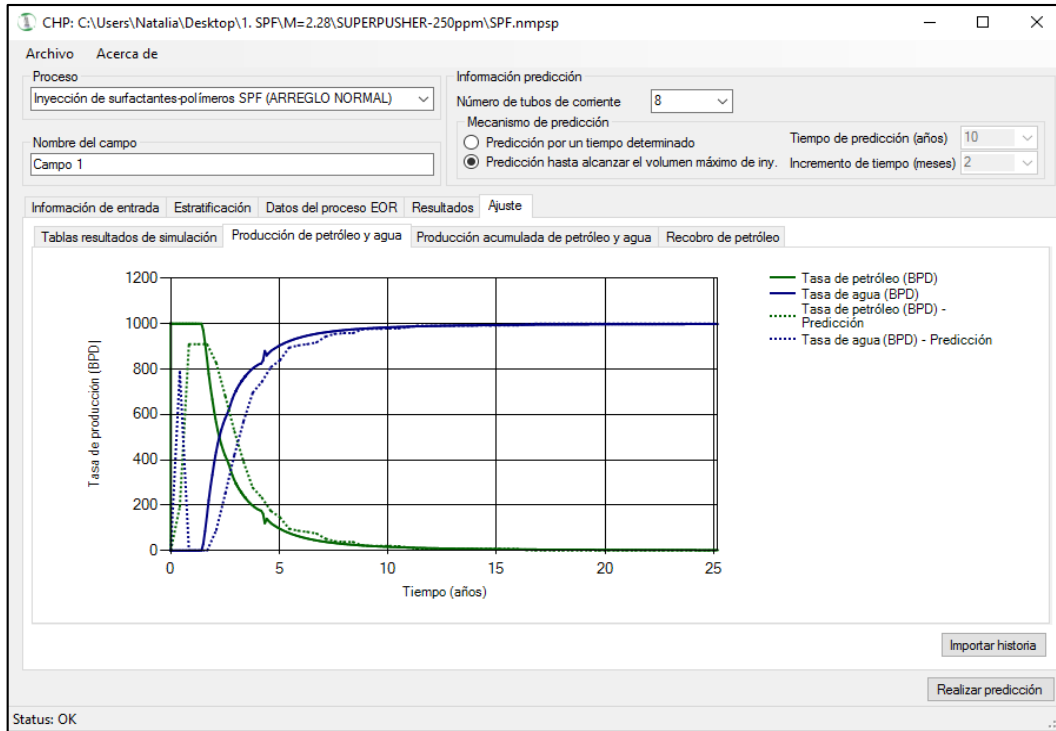


Figura 122. Producción acumulada. Modelo SPF vs. CMG. SUPERP. CASO 2

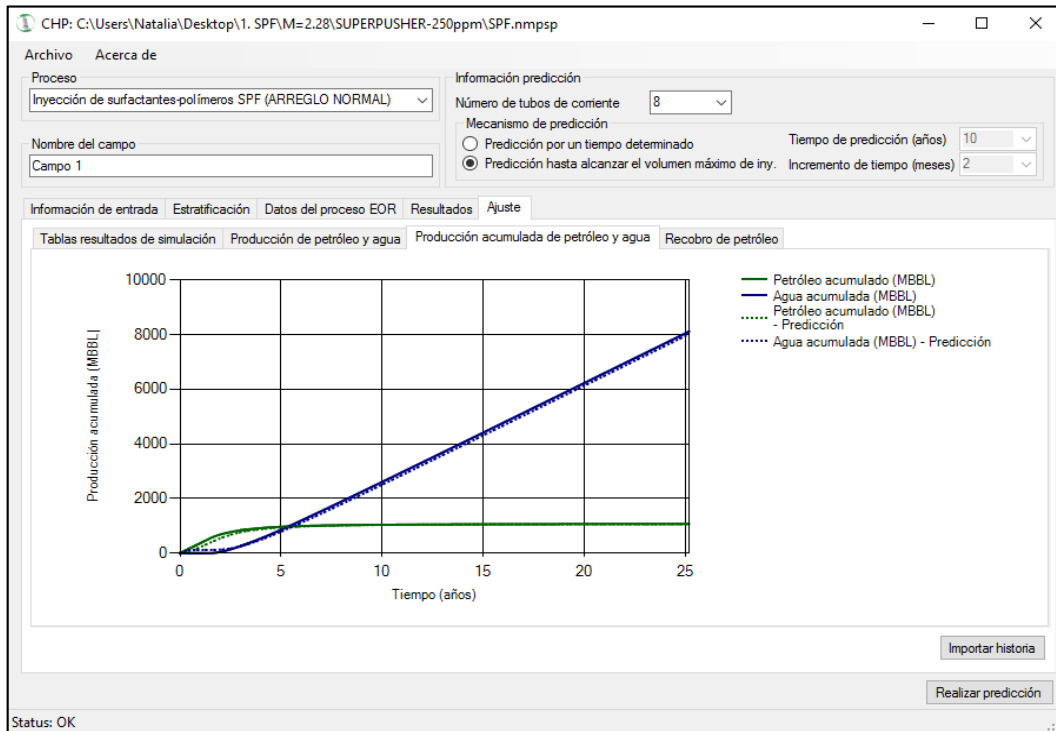
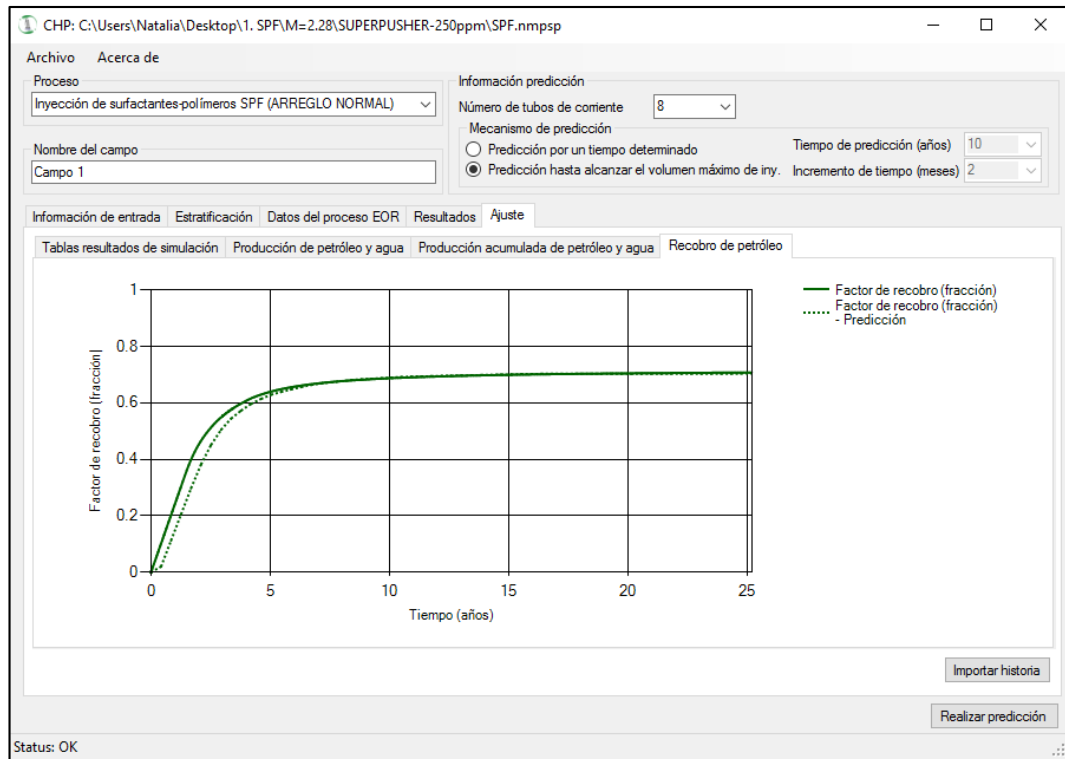


Figura 123. Factor de recobro. Modelo SPF vs. CMG. SUPERPUSHER. CASO 2



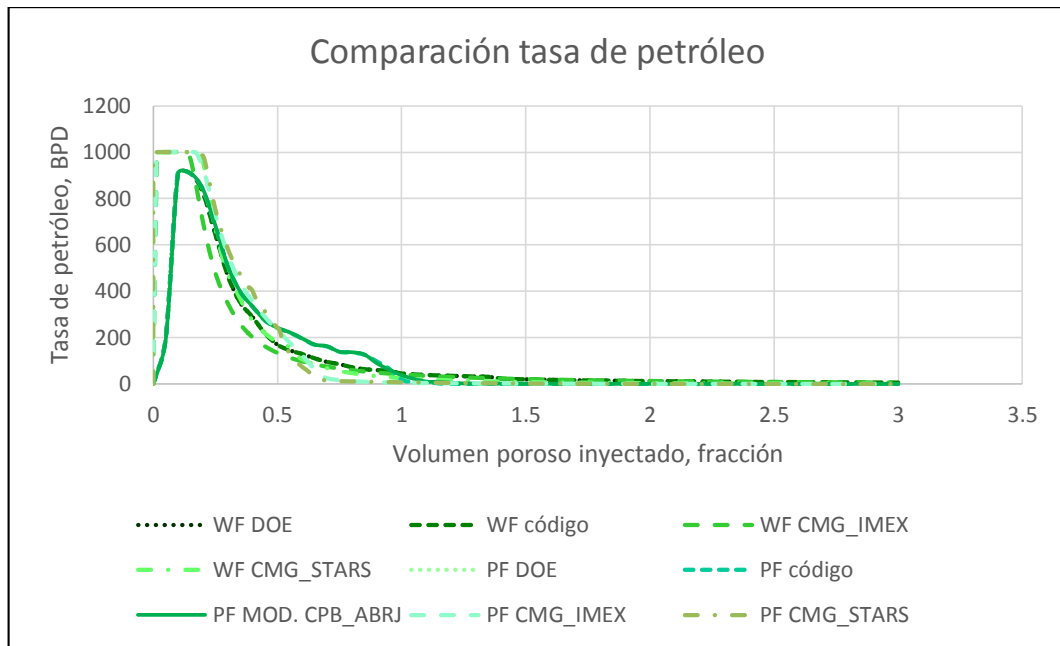
6.2.2.2 Comparación en la aplicación Microsoft Excel. Con el fin de presentar los resultados de los métodos evaluados, se generan gráficas de los procesos de inyección de agua, inyección de polímeros e inyección de surfactantes-polímeros, los resultados se muestran a continuación.

– Polímero 1: AN125VHM, 1000 ppm

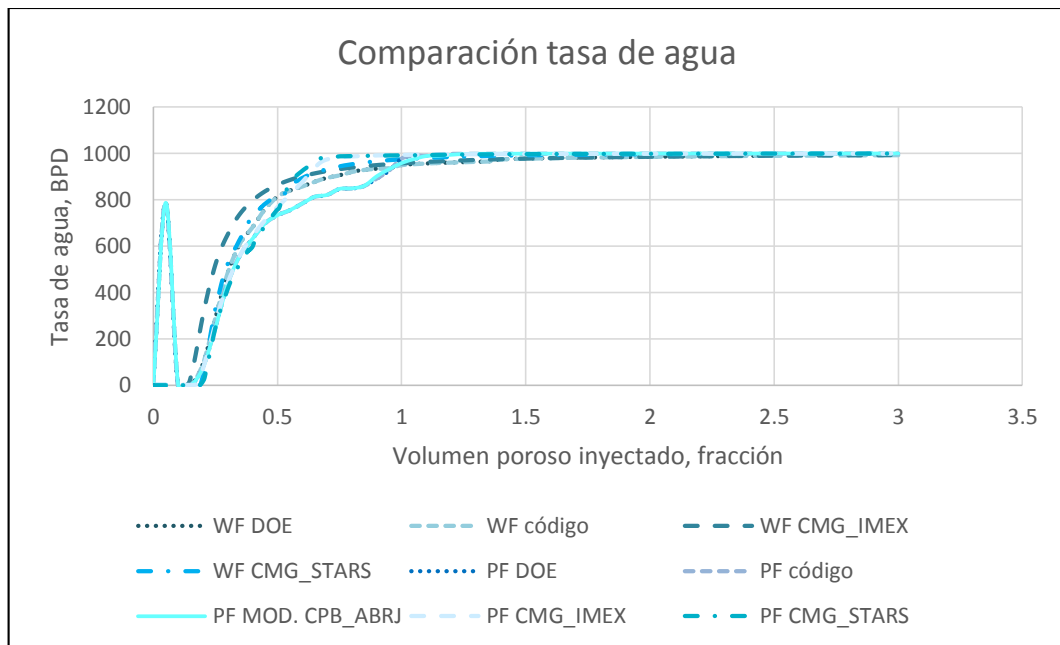
La tasa de producción de petróleo se puede apreciar en la gráfica 127, mostrando un ajuste relativamente bueno a la predicción realizada en el simulador. Es más claro el resultado en esta comparación, porque los resultados se presentan con respecto al volumen poroso inyectado, que puede cambiar en términos del tiempo (años) según el método de evaluación.

Igualmente, la tasa de agua producida que se presenta con respecto al volumen poroso inyectado, en la gráfica 128, permite una mejor visualización de los resultados. El pronóstico es lo suficientemente válido, teniendo en cuenta que es rápido y con poca información.

Gráfica 127. Tasa de petróleo vs. VP. Modelo PF. AN125VHM. CASO 2



Gráfica 128. Tasa de agua vs. VP. Modelo PF. AN125VHM. CASO 2



La producción de petróleo acumulada después de inyectar tres volúmenes porosos, presentada en la gráfica 129, se evalúa con respecto a la simulación

numérica; los porcentajes de error del modelo predictivo, son como se describen en la tabla 56 (comparado con la evaluación del caso en el simulador IMEX y en el simulador STARS).

Gráfica 129. Petróleo acumulado vs. VP. Modelo PF. AN125VHM. CASO 2

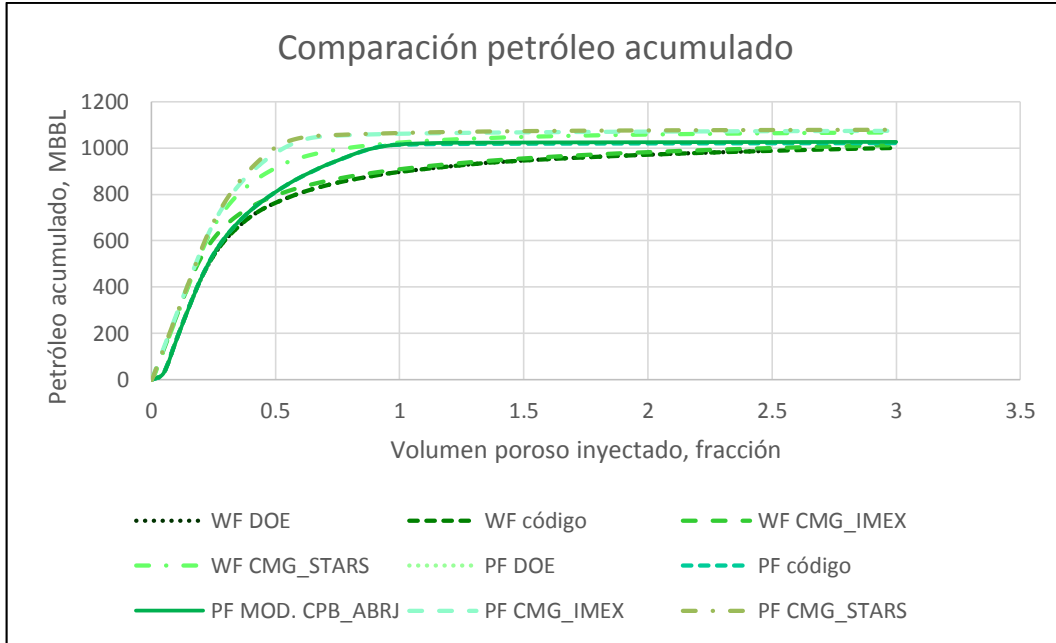


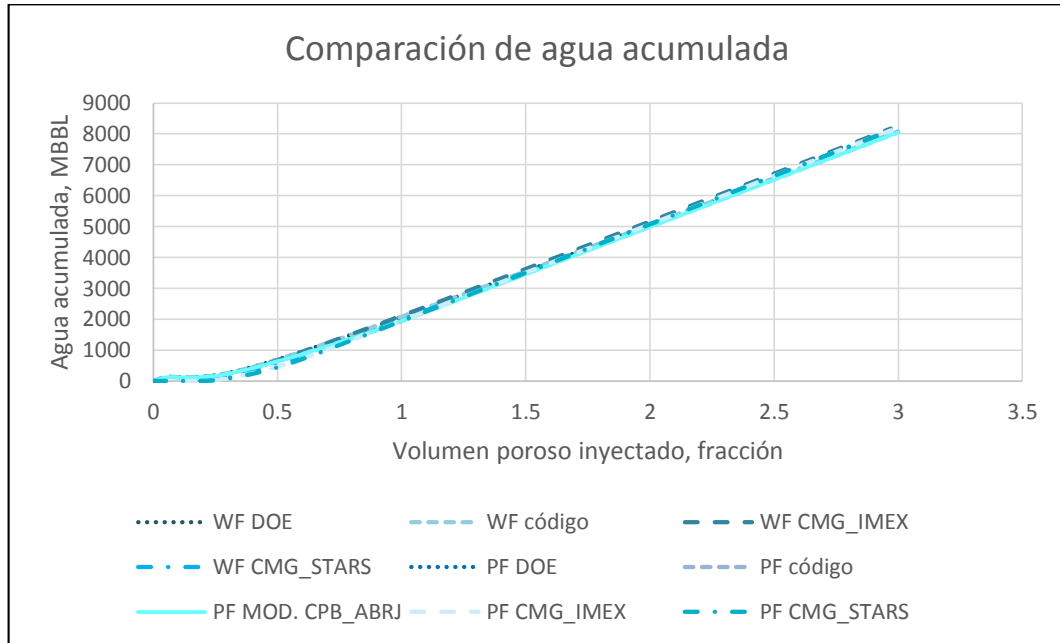
Tabla 56. %Error. Petróleo acumulado. Modelo PF. AN125VHM. CASO 2

Simulador	Modelo DOE PFPM	Nuevo modelo
IMEX	4.7902%	4.3740%
STARS	5.2113%	4.7971%

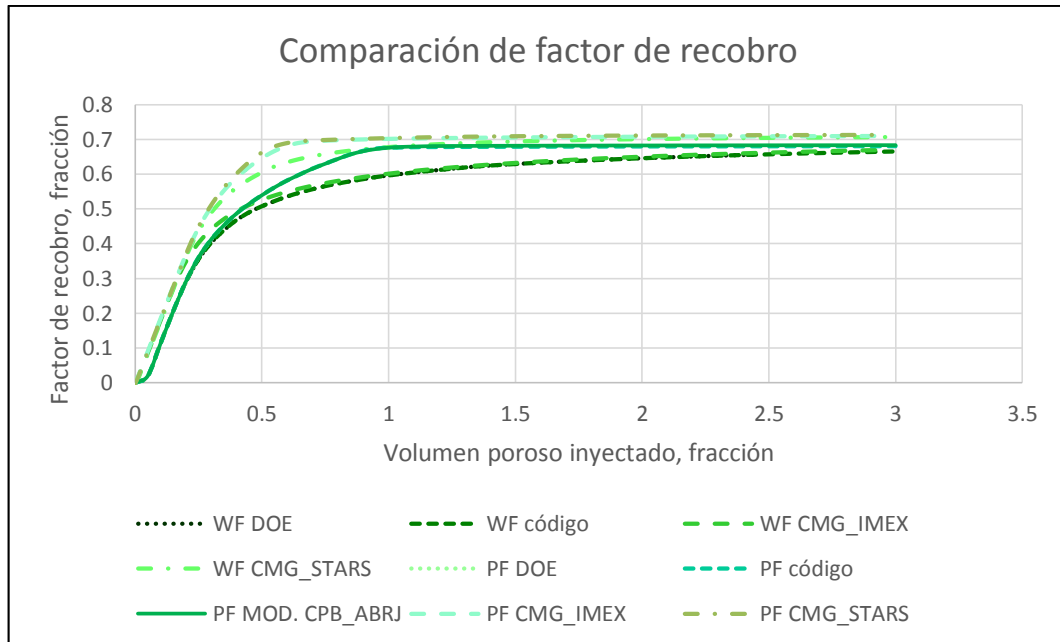
Por otra parte, se observa en la gráfica 130, que de acuerdo con la simulación, el nuevo modelo predictivo, reproduce de forma consistente los resultados de la producción acumulada de agua. La tabla 57 muestra el porcentaje de error.

La razón de movilidad agua-petróleo es 2.28 en el CASO 2, por lo tanto, el proceso de inyección de agua, permite que se produzca un porcentaje alto del petróleo en sitio recuperable, y el incremental por la inyección de polímeros, no es muy grande. Como se aprecia en la gráfica 131, los incrementales de factor de recobro son: 1.75% de acuerdo con la aplicación y 4% de acuerdo con el simulador. En la tabla 58, se presentan los porcentajes de error de la predicción del factor de recobro por medio de la aplicación.

Gráfica 130. Agua acumulada vs. VP. Modelo PF. AN125VHM. CASO 2



Gráfica 131. Factor de recobro vs. VP. Modelo PF. AN125VHM. CASO 2



En las gráficas de esta sección, se puede observar el buen ajuste de los datos del modelo predictivo realizado, pues muestra una tendencia similar a los resultados de las simulaciones numéricas.

Tabla 57. %Error. Agua acumulada. Modelo PF. AN125VHM. CASO 2

Simulador	Modelo DOE PFPM	Nuevo modelo
IMEX	0.7818%	0.8424%
STARS	0.7405%	0.8011%

Tabla 58. %Error. Factor de recobro. Modelo PF. AN125VHM. CASO 2

Simulador	Modelo DOE PFPM	Nuevo modelo
IMEX	4.1409%	3.7324%
STARS	4.5845%	4.1779%

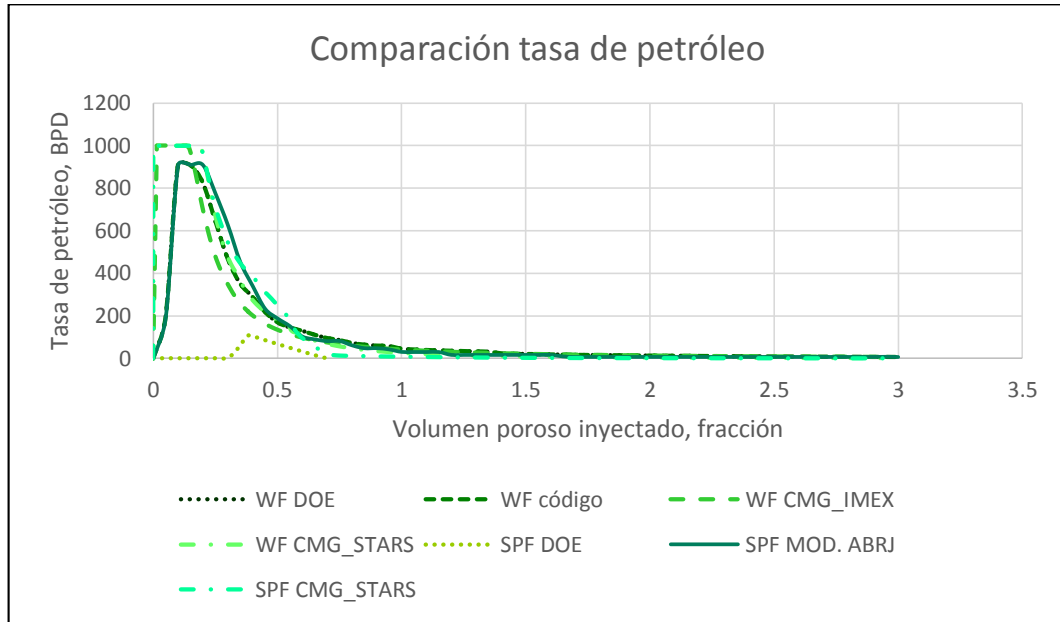
Las tasas de petróleo y agua, se comportan de manera similar según los diferentes métodos empleados para pronosticar la inyección de polímeros, al comparar su comportamiento con respecto al volumen poroso inyectado. Como en el caso anterior, también se puede observar la predicción realizada utilizando el modelo CFPM, que pronostica la evaluación química en un caso que tiene condiciones diferentes porque al iniciar la inyección, la saturación de petróleo es igual a la saturación residual.

La gráfica 132, muestra los resultados de la tasa de petróleo bajo un esquema de inyección de surfactante-polímero, mostrando un ajuste bastante bueno de los datos al compararlo con el modelo desarrollado por DOE, y la simulación en IMEX y STARS; y la gráfica 133, muestra los resultados de tasa de agua.

Los resultados de la producción acumulada de petróleo de acuerdo con la aplicación CHP, son parecidos a los generados mediante simulación numérica, como se puede apreciar en la gráfica 134, con el respectivo porcentaje de error, mostrado en la tabla 59. La herramienta predice 1,026,738.5 Bbl de petróleo acumulado luego de inyectar 3 volúmenes porosos; y la simulación, 1,078,499.625 Bbl de petróleo acumulado.

Como se puede observar en la gráfica 135, el desempeño pronosticado por la herramienta predictiva para la producción acumulada de agua con respecto al volumen poroso de inyección, reproduce los resultados generados con el simulador CMG, por lo que, el porcentaje de error en la estimación es bajo (ver tabla 60).

Gráfica 132. Tasa de petróleo vs. VP. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 2



Gráfica 133. Tasa de agua vs. VP. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 2

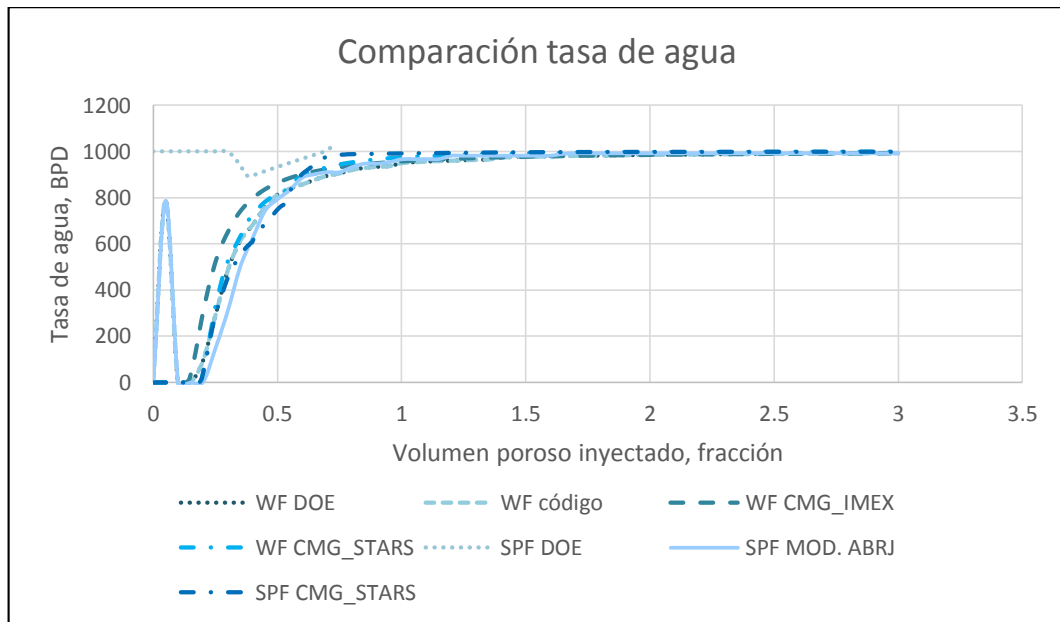
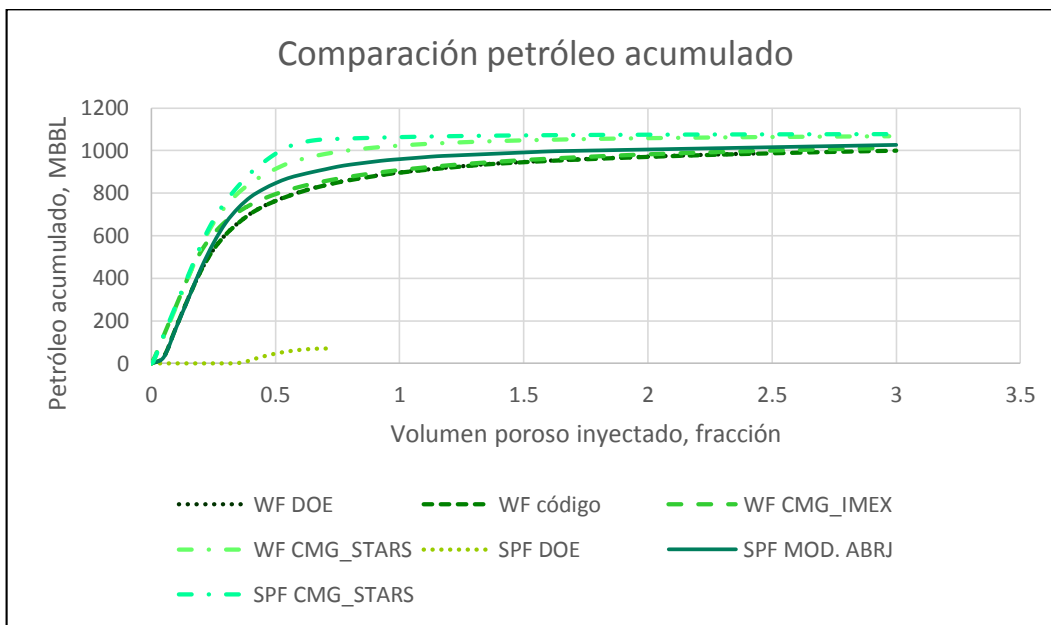


Tabla 59. %Error. Petróleo acumulado. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 2

Simulador	Nuevo modelo
STARS	4.7994%

Gráfica 134. Petróleo acumulado vs. VP. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 2



Gráfica 135. Agua acumulada vs. VP. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 2

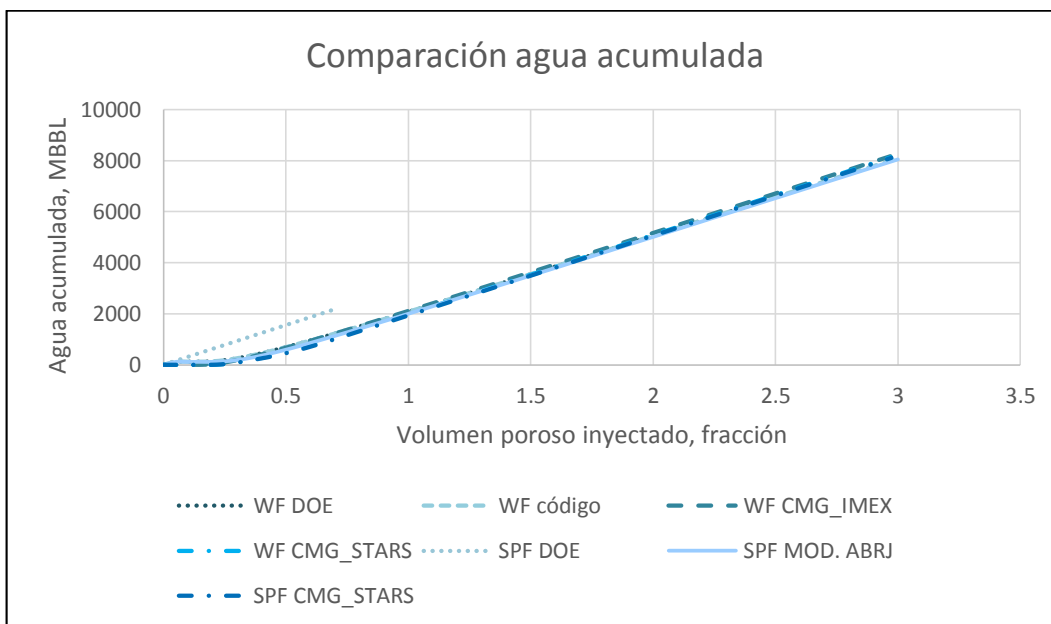


Tabla 60. %Error. Agua acumulada. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 2

<i>Simulador</i>	<i>Nuevo modelo</i>
STARS	0.8008%

El factor de recobro, luego de realizar la inyección SP es de 68.38% según la herramienta CHP, y 71.35% de acuerdo con el simulador (ver gráfica 136). Los resultados se acercan lo suficiente, considerando que la aplicación es un método analítico de predicción. El porcentaje de error, se muestra en la tabla 61.

Gráfica 136. Factor de recobro vs. VP. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 2

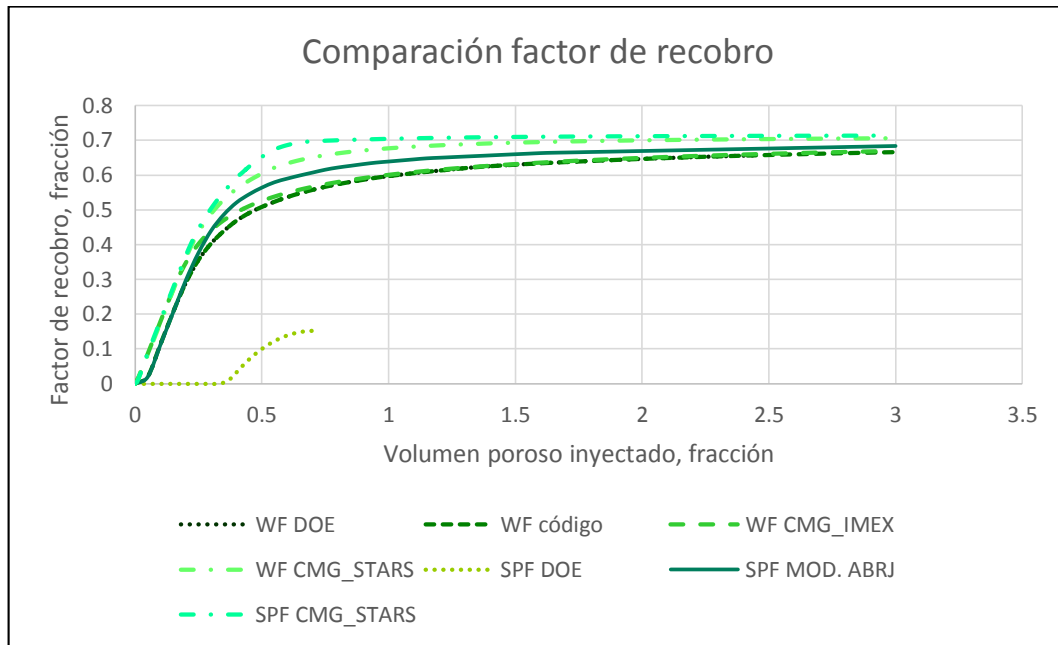


Tabla 61. %Error. Factor de recobro. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 2

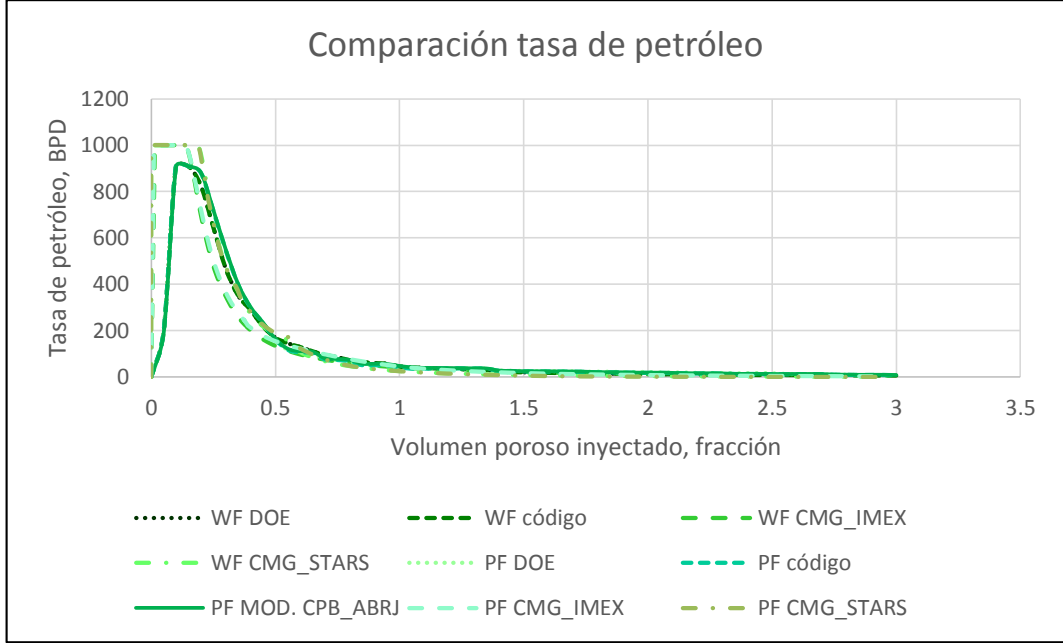
Simulador	Nuevo modelo
STARS	4.1675%

– Polímero 2: FLOOPAM, 500 ppm

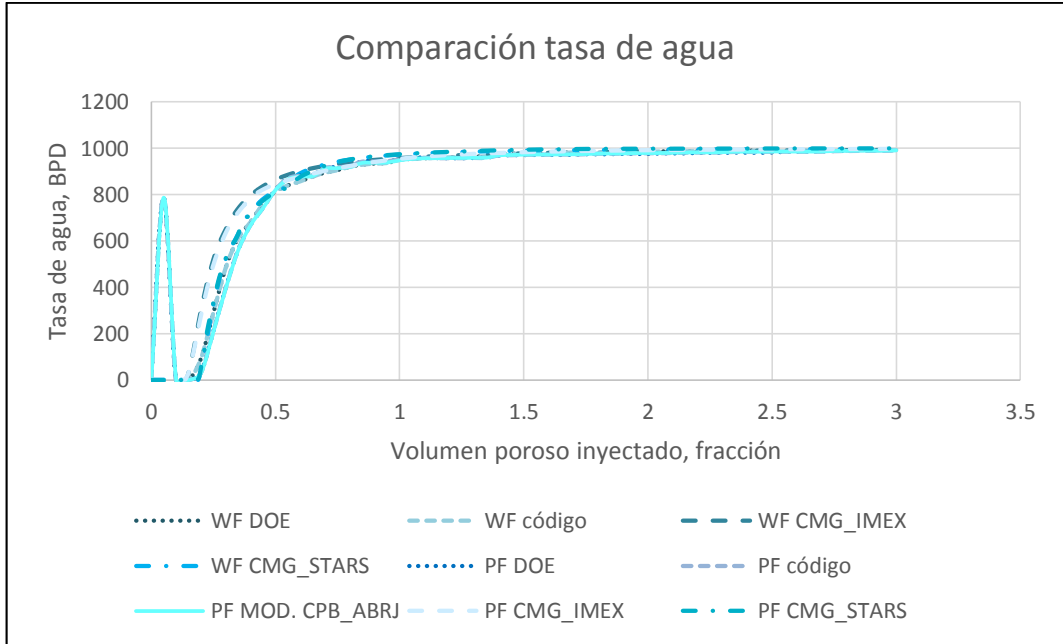
La tasa de producción de petróleo y la tasa de producción de agua se pueden observar en la gráfica 137 y en la gráfica 138, respectivamente, se muestra una tendencia de los resultados bastante cercana a los obtenidos por medio de simulación numérica.

Es posible considerar, que los resultados aproximados que genera la aplicación, permitirían tener una buena idea del desempeño futuro del yacimiento, mediante esta técnica de recobro mejorado.

Gráfica 137. Tasa de petróleo vs. VP. Modelo PF. FLOOPAM. CASO 2



Gráfica 138. Tasa de agua vs. VP. Modelo PF. FLOOPAM. CASO 2



La producción acumulada de petróleo con la inyección de agua, incrementa al aumentar la viscosidad del fluido desplazante con la inyección de polímero; los resultados son: 39,400.63 Bbl según la evaluación realizada en el simulador y

52,385.7 Bbl según la predicción del modelo desarrollado. Los resultados se presentan en la gráfica 139 y el porcentaje de error en la tabla 62.

Gráfica 139. Petróleo acumulado vs. VP. Modelo PF. FLOOPAM. CASO 2

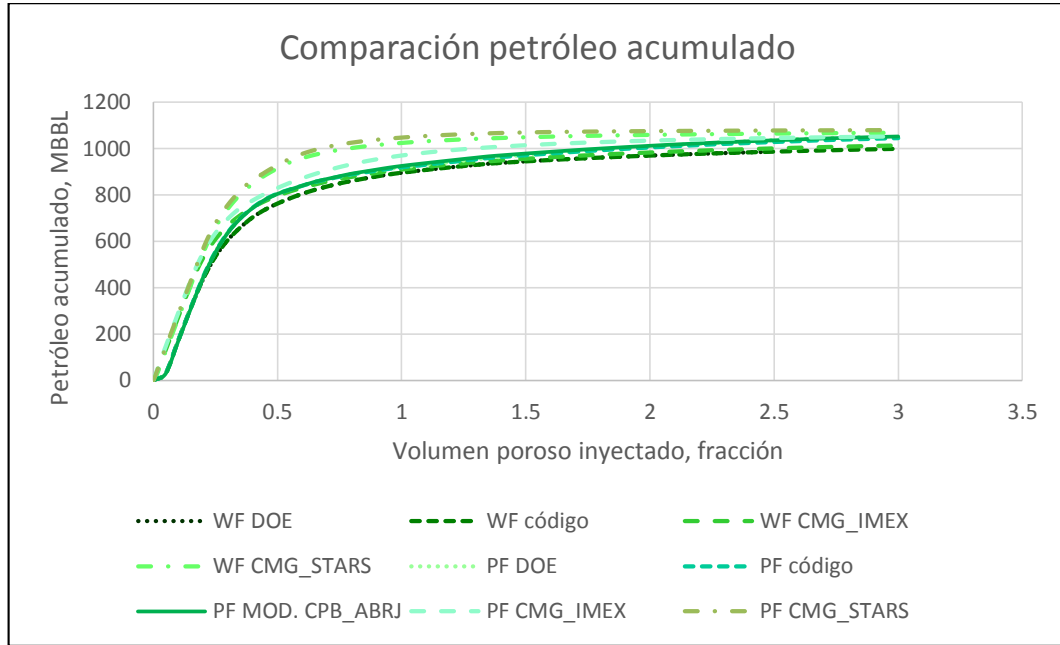


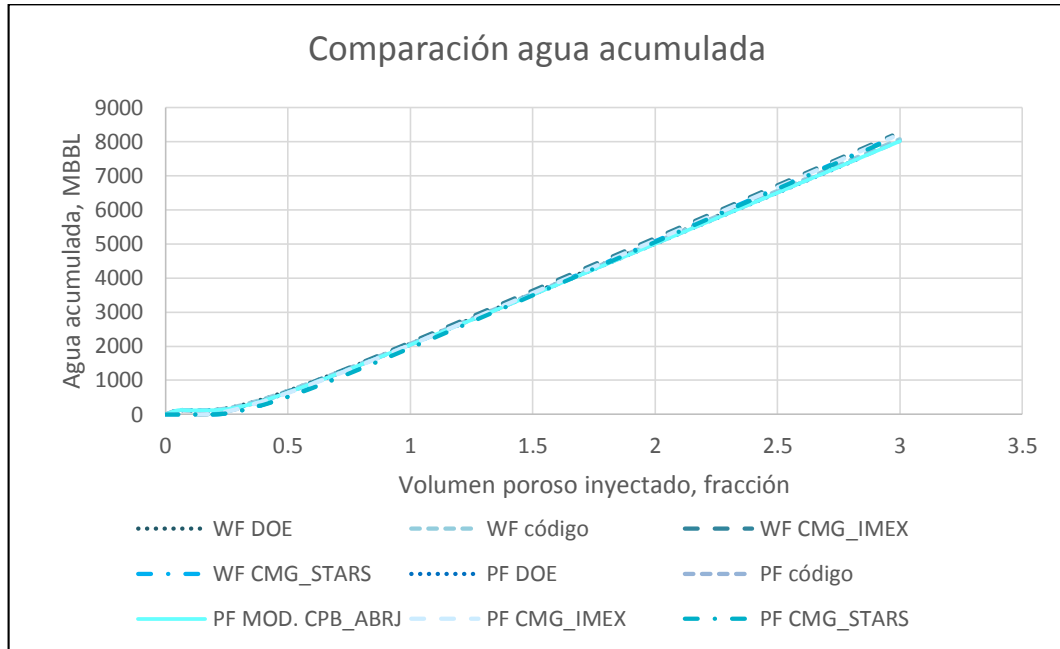
Tabla 62. %Error. Petróleo acumulado. Modelo PF. FLOOPAM. CASO 2

Simulador	Modelo DOE PFPM	Nuevo modelo
IMEX	0.7342%	0.0223%
STARS	3.1900%	2.4522%

Por el contrario, la producción acumulada de agua disminuye, obteniéndose 39,401 Bbl de agua para el simulador, y 57,629.24 Bbl de agua para el modelo predictivo desarrollado. En la gráfica 140, se puede observar el comportamiento de la producción acumulada de petróleo en el yacimiento, y en la tabla 63, el porcentaje de error que tiene la evaluación del proceso, en la aplicación con respecto a la simulación.

En la gráfica 141, se puede observar que al final de la inyección de polímeros, se ajustan los resultados estimados por medio del modelo predictivo con los resultados de la simulación, con un porcentaje de error que se calcula y se presenta en la tabla 64.

Gráfica 140. Agua acumulada vs. VP. Modelo PF. FLOOPAM. CASO 2



Gráfica 141. Factor de recobro vs. VP. Modelo PF. FLOOPAM. CASO 2

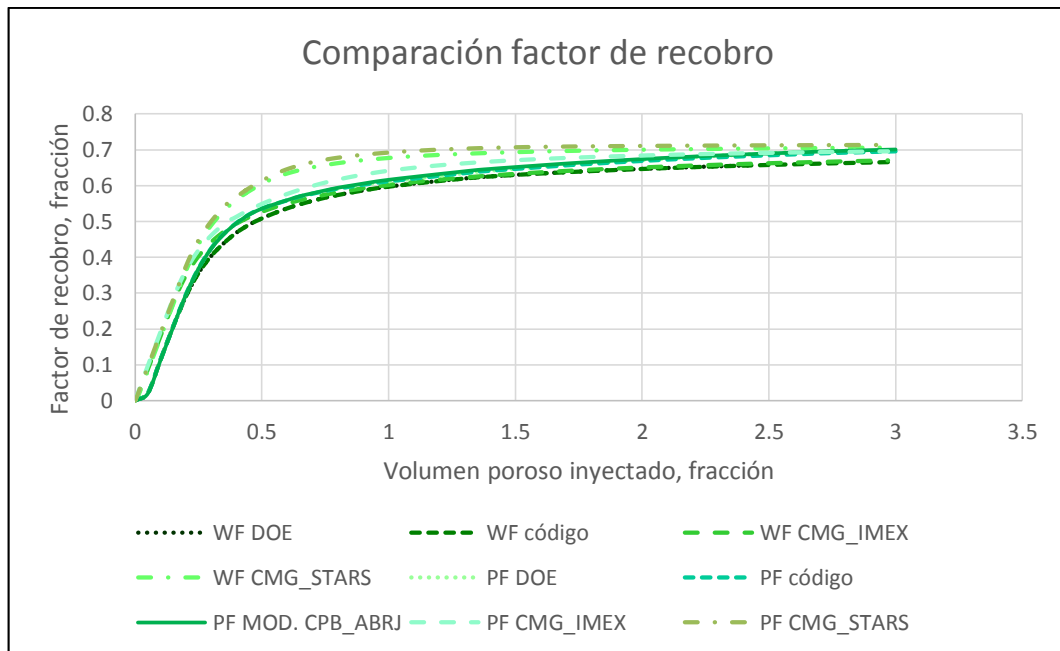


Tabla 63. %Error. Agua acumulada. Modelo PF. FLOOPAM. CASO 2

Simulador	Modelo DOE PFPM	Nuevo modelo
IMEX	1.3443%	1.4519%
STARS	1.0112%	1.1192%

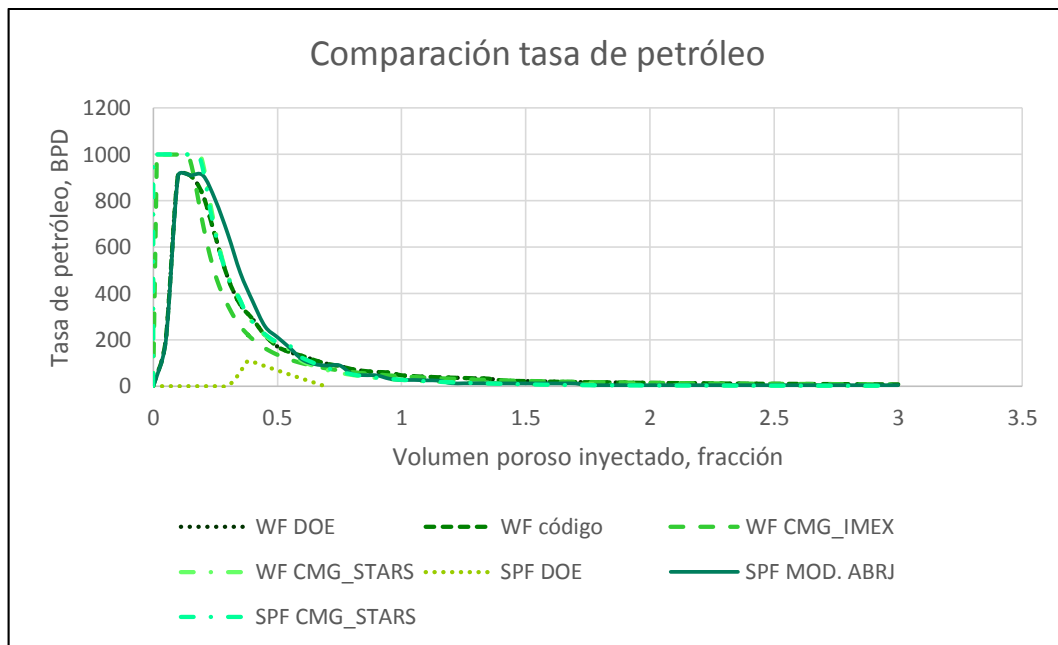
Tabla 64. %Error. Factor de recobro. Modelo PF. FLOOPAM. CASO 2

Simulador	Modelo DOE PFPM	Nuevo modelo
IMEX	0.0605%	0.7011%
STARS	2.5528%	1.8102%

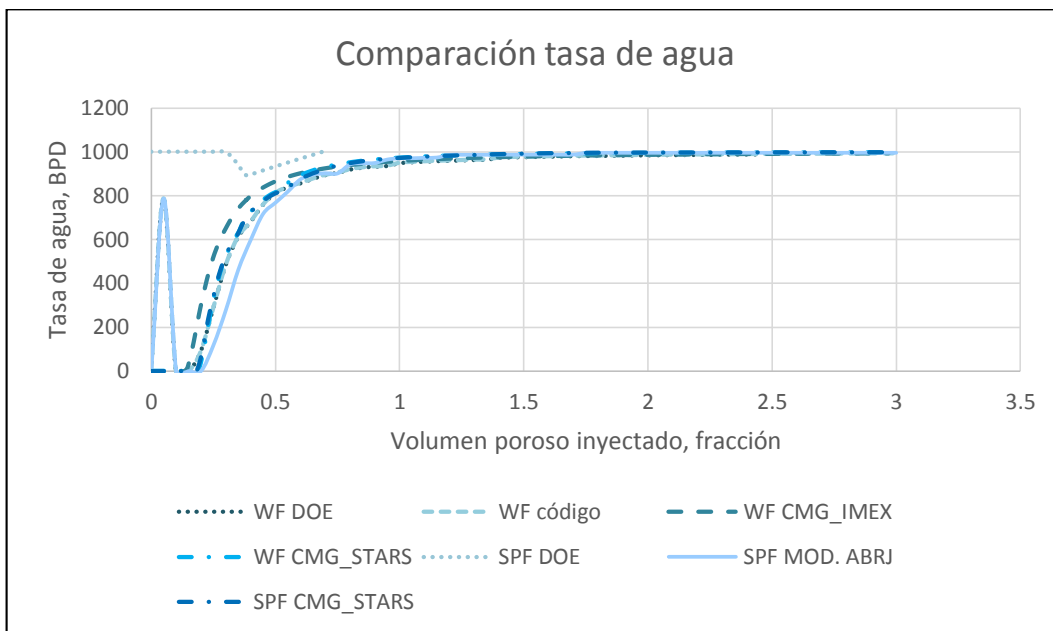
En teoría, la inyección de surfactantes-polímeros, debería obtener un recobro o incremental de factor de recobro, mayor a la inyección de polímeros, debido a la combinación de los efectos asociados a cada uno de los químicos. A continuación, se muestran los resultados de este tipo de proceso de inyección para este caso.

Las tasas de producción tanto de agua como de petróleo, presentan un buen ajuste de los datos, esto puede ser observado en la gráfica 142 y la gráfica 143. Para los dos casos, las curvas difieren poco al inicio de la evaluación del proceso, pero con el tiempo disminuyen, logrando que se sobrepongan; y demostrando la validez del método predictivo desarrollado.

Gráfica 142. Tasa de petróleo vs. VP. Modelo SPF. FLOOPAM. CASO 2



Gráfica 143. Tasa de agua vs. VP. Modelo SPF. FLOOPAM. CASO 2



El petróleo acumulado producido por la inyección de surfactantes-polímeros, con respecto a la inyección de agua, aumenta; con el nuevo modelo predictivo es de 1,034,858.28 Bbl, y con STARS, 1,080,646.25 Bbl, como se observa en la gráfica 144. El porcentaje de error obtenido para esta variable, se muestra en la tabla 65.

Gráfica 144. Petróleo acumulado vs. VP. Modelo SPF. FLOOPAM. CASO 2

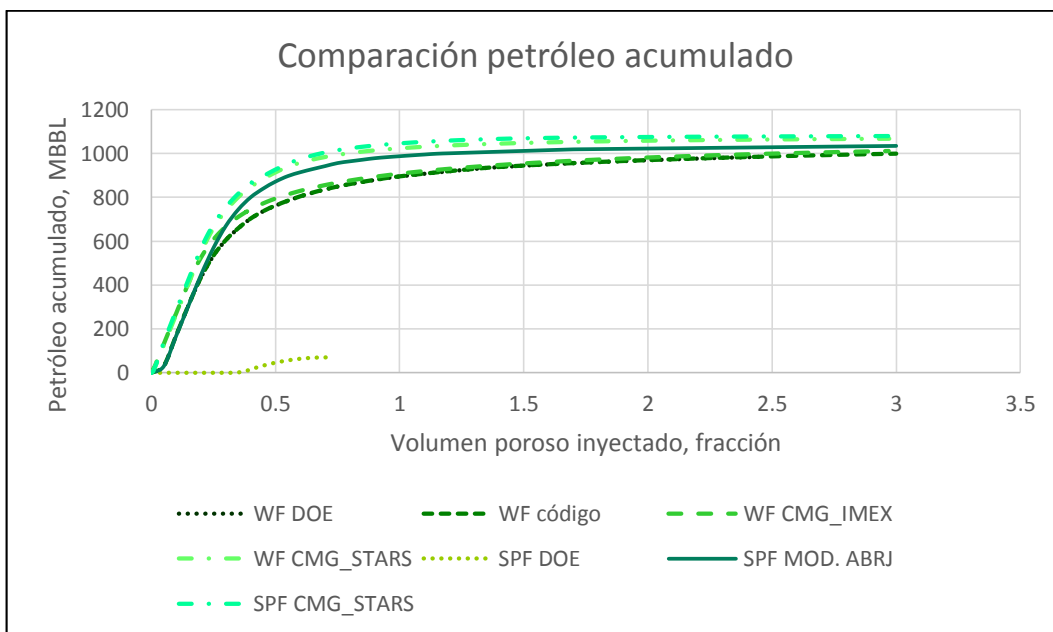


Tabla 65. %Error. Petróleo acumulado. Modelo SPF. FLOOPAM. CASO 2

<i>Simulador</i>	<i>Nuevo modelo</i>
STARS	4.2371%

En el caso de estudio de la variable, agua acumulada producida, mediante la aplicación del modelo predictivo y el simulador, se obtienen: 8,038,966.64 Bbl y 8,108,512 Bbl, respectivamente.

Los resultados son semejantes de acuerdo con los diferentes métodos de evaluación del caso, presentando un error menor al 1%, en la comparación del modelo predictivo desarrollado y la simulación numérica en CMG. A lo largo de esta sección, se muestra que el agua producida acumulada, es la variable que mejor reproduce los datos, pues presenta los porcentajes de error, más bajos, como se muestra en la gráfica 145 y tabla 66.

Gráfica 145. Agua acumulada vs. VP. Modelo SPF. FLOOPAM. CASO 2

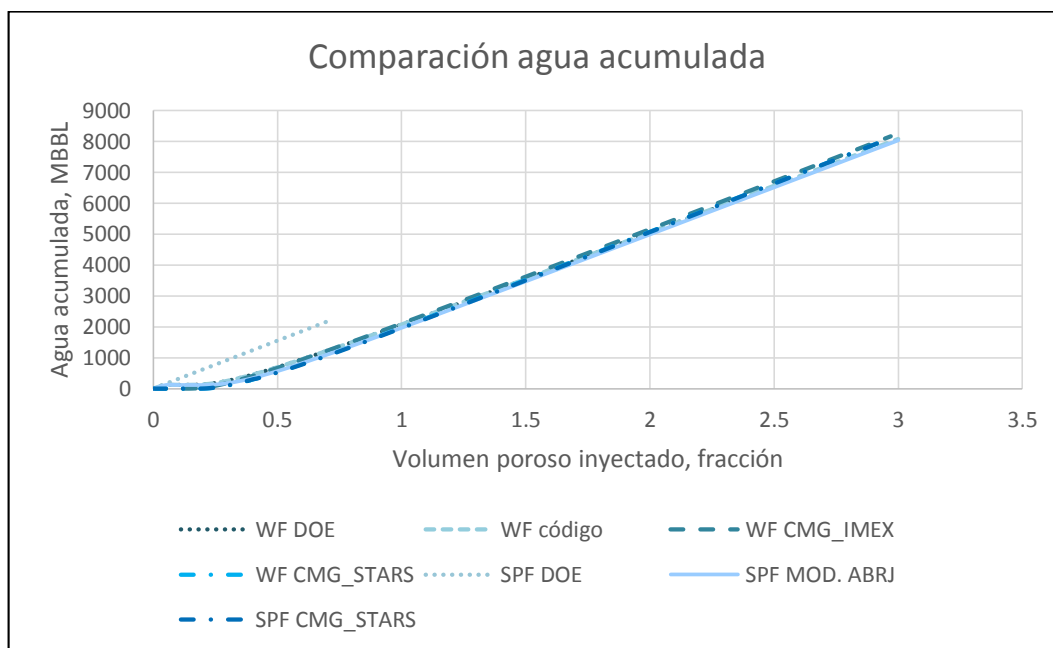


Tabla 66. %Error. Agua acumulada. Modelo SPF. FLOOPAM. CASO 2

<i>Simulador</i>	<i>Nuevo modelo</i>
STARS	0.8577%

En la gráfica 146, se muestra los resultados para el factor de recobro de petróleo, los valores obtenidos por el modelo desarrollado y la simulación, son bastante cercanos, lo que puede ser confirmado con el porcentaje de error mostrado en la tabla 67.

Gráfica 146. Factor de recobro vs. VP. Modelo SPF. FLOOPAM. CASO 2

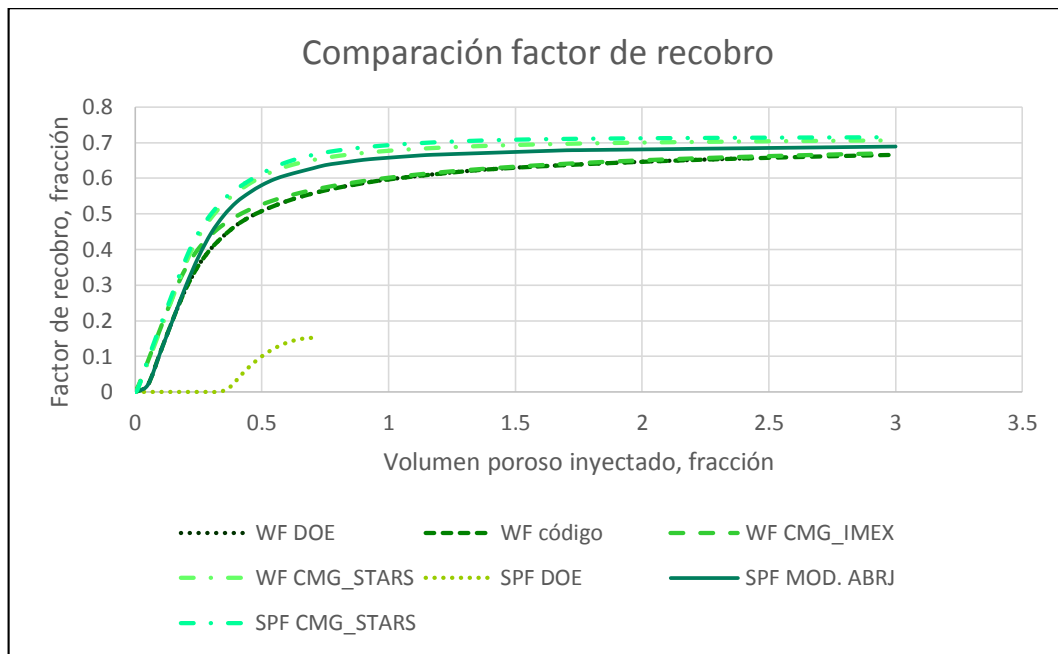


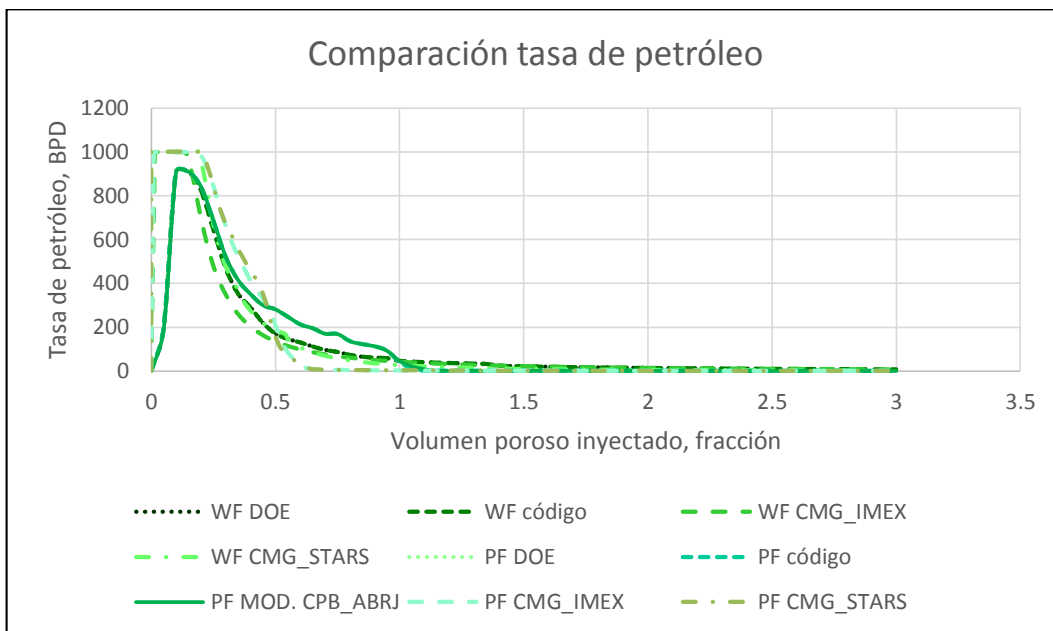
Tabla 67. %Error. Factor de recobro. Modelo SPF. FLOOPAM. CASO 2

Simulador	Nuevo modelo
STARS	3.6026%

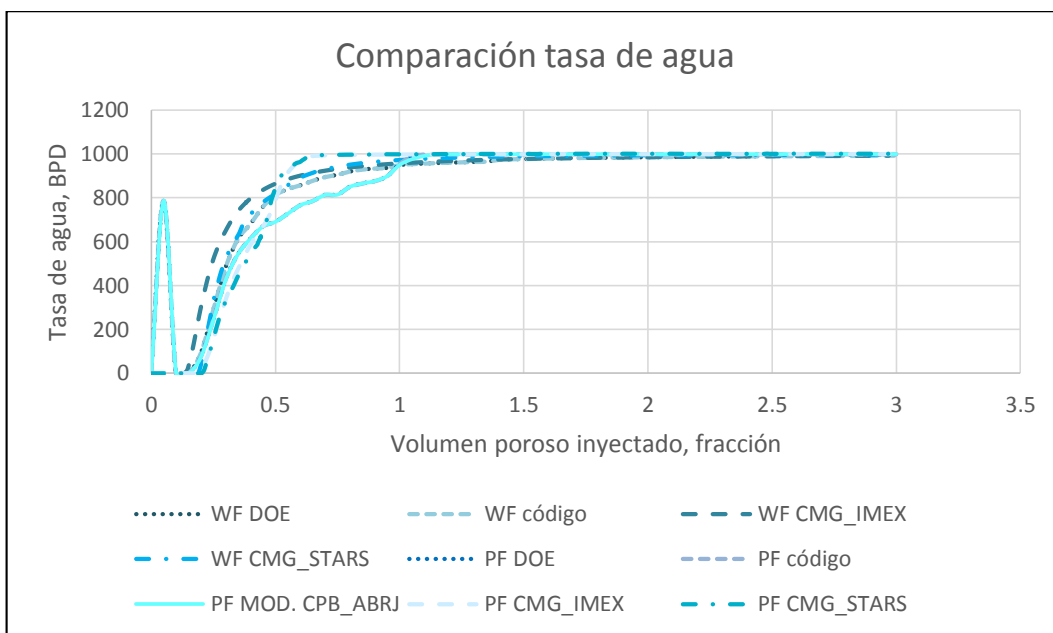
– Polímero 3: HPAM, 1000 ppm

La gráfica 147, muestra la tasa de producción de petróleo, y la gráfica 148, la tasa de producción de agua. Se puede observar que al inyectar 1000 ppm de HPAM, en un bache de 25% de volumen poroso, la tasa de producción de petróleo aumenta, con respecto a la tasa de producción de petróleo en la inyección de agua. Los resultados del modelo predictivo, al ajustar el factor de corrección por tamaño de tapón finito, son coherentes con la predicción realizada en el simulador numérico.

Gráfica 147. Tasa de petróleo vs. VP. Modelo PF. HPAM. CASO 2



Gráfica 148. Tasa de producción de agua vs. VP. Modelo PF. HPAM. CASO 2



En la estimación del petróleo acumulado, las curvas que representan los resultados de los métodos de evaluación, coinciden al final del proceso como es posible observar en la gráfica 149, en un rango que establece el porcentaje de

error presentado en la tabla 68. El simulador estima un incremental de 69,083.875 Bbl, y el modelo predictivo de 63,610.71 Bbl, al comparar el proceso de inyección de agua con el proceso de inyección de polímeros.

Gráfica 149. Petróleo acumulado vs. VP. Modelo PF. HPAM. CASO 2

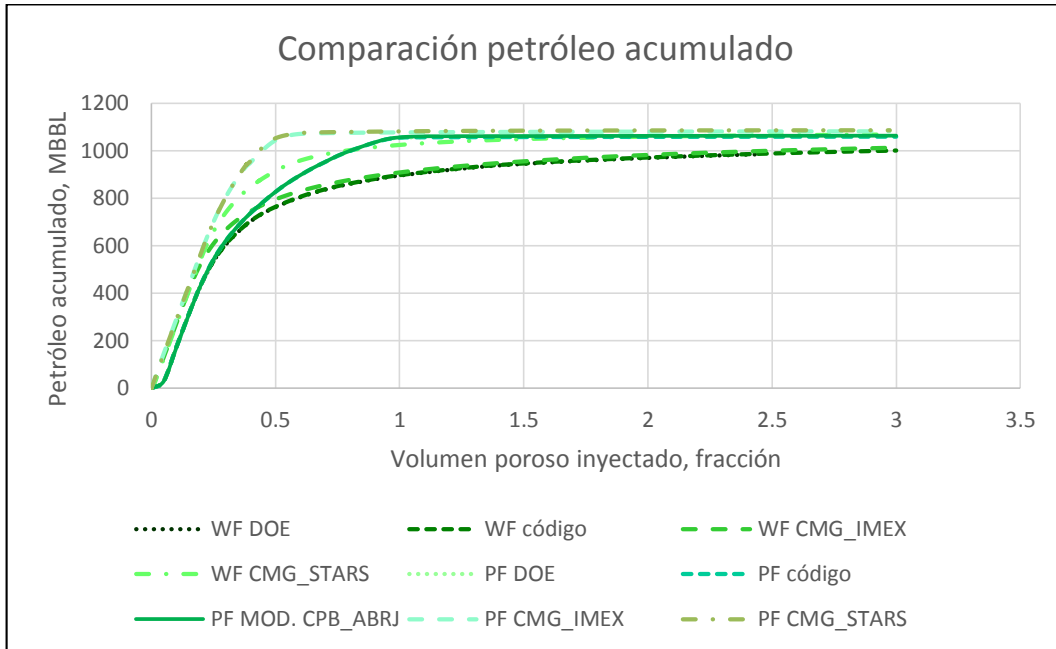


Tabla 68. %Error. Petróleo acumulado. Modelo PF. HPAM. CASO 2

Simulador	Modelo DOE PFPM	Nuevo modelo
IMEX	1.9998%	1.6846%
STARS	2.452%	2.1382%

La producción acumulada de agua aparece en la gráfica 150. El simulador STARS calcula una disminución en la producción acumulada de agua de 69,084.5 Bbl y la aplicación *Chemical Prediction* de 69,977.82 Bbl, indicando que el pronóstico es confiable y válido como primera aproximación.

El porcentaje de error de la estimación del acumulado de agua en la herramienta predictiva, con respecto a la simulación numérica, se puede apreciar en la tabla 69. Como se puede observar, es bajo y aceptable para este tipo de métodos para pronosticar procesos de recobro mejorado.

Gráfica 150. Agua acumulada vs. VP. Modelo PF. HPAM. CASO 2

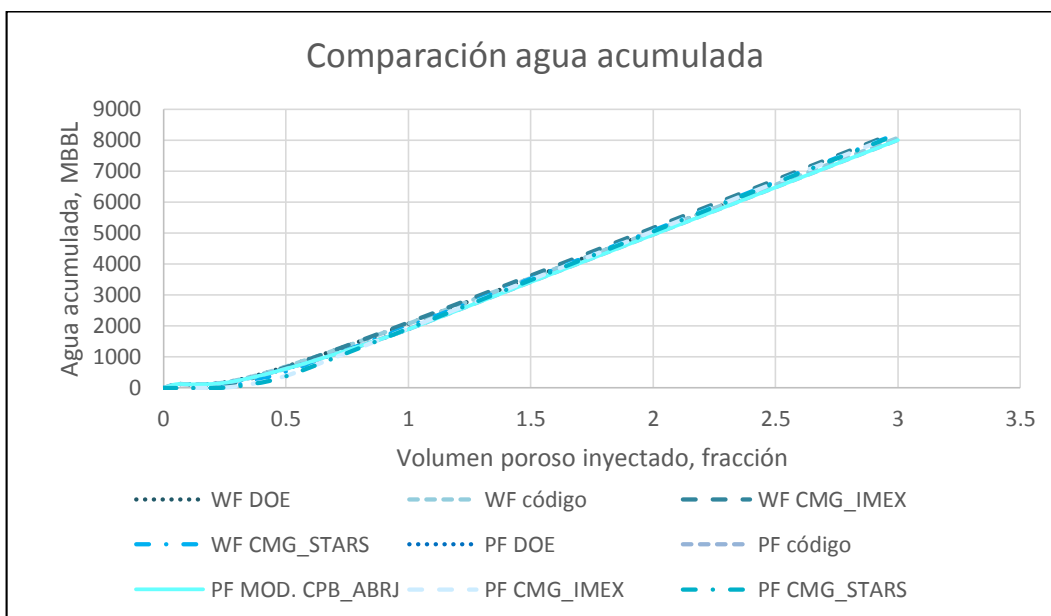


Tabla 69. %Error. Agua acumulada. Modelo PF. HPAM. CASO 2

Simulador	Modelo DOE PFPM	Nuevo modelo
IMEX	1.1972%	1.2435%
STARS	1.1736%	1.2199%

El factor de recobro de petróleo calculado por medio del modelo desarrollado, es de 70.83%, y utilizando el simulador numérico, de 71.56%; los resultados se pueden observar en la gráfica 151, para los procesos de inyección de agua e inyección de polímeros. Se puede establecer que la predicción es acertada, pues el porcentaje de error que se presenta con respecto a la simulación numérica es muy bajo, como se establece en la tabla 70. Además, es posible ver que las curvas se ajustan acertadamente obteniendo un pronóstico válido si se quiere evaluar de forma general un esquema de inyección química.

Para la validación, no se calcula porcentaje de error en la predicción realizada de tasas de petróleo y agua, pero se puede observar, que el comportamiento de las curvas, da una aproximación de la respuesta del yacimiento, al realizar un proceso de inyección química en el caso planteado. Los resultados de tasa de producción diaria de petróleo y tasa de producción diaria de agua para el proceso de inyección de surfactantes-polímeros, se presentan en la gráfica 152 y gráfica 153, respectivamente, para los diferentes métodos de predicción evaluados.

Gráfica 151. Factor de recobro de petróleo vs. VP. Modelo PF. HPAM. CASO 2

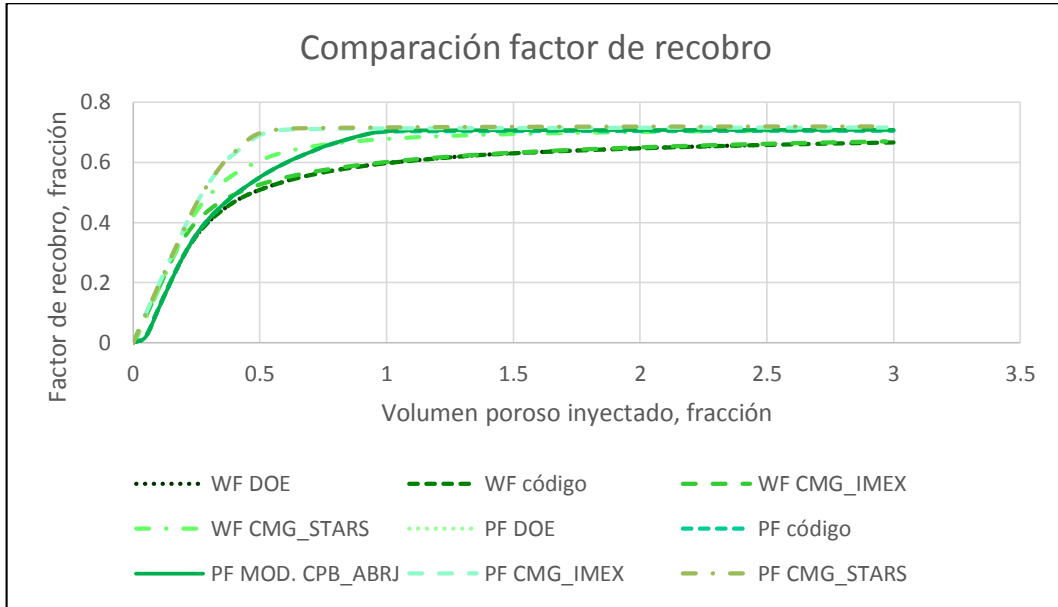
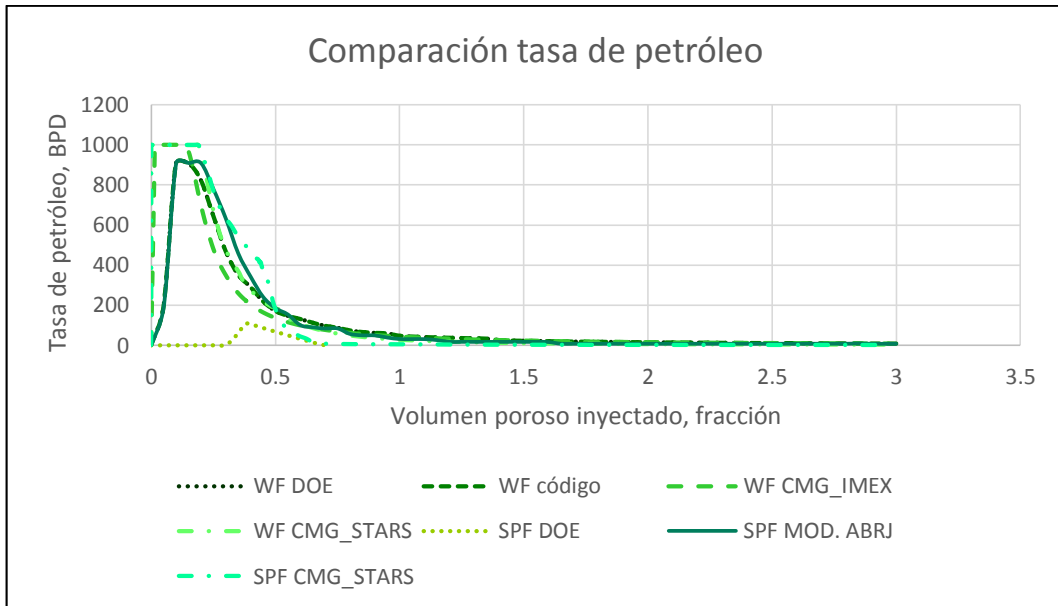


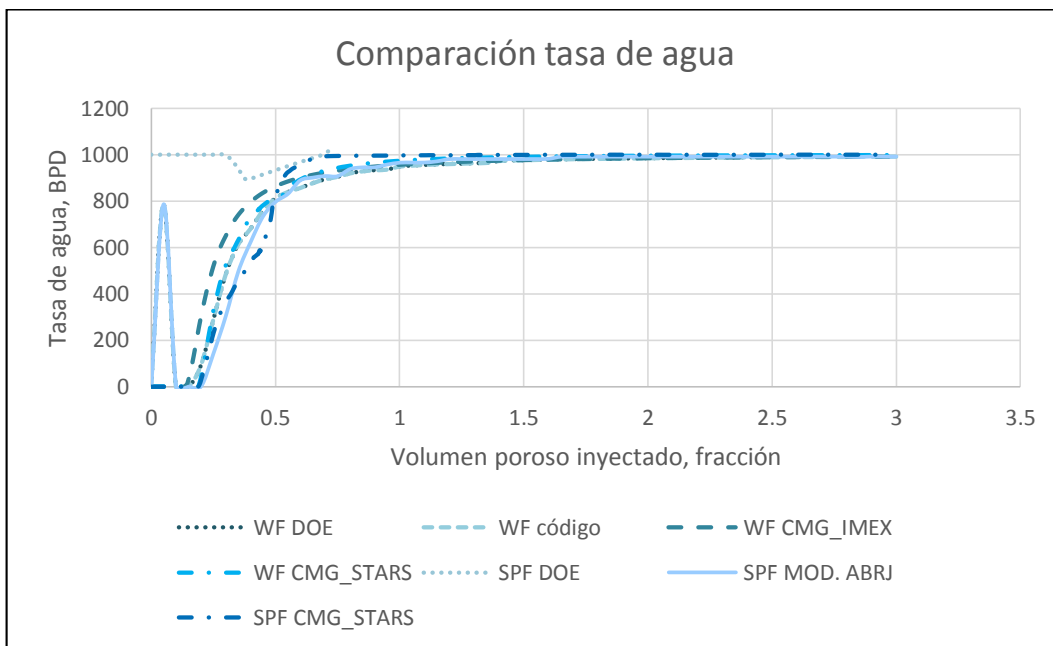
Tabla 70. %Error. Factor de recobro. Modelo PF. HPAM. CASO 2

Simulador	Modelo DOE PFP	Nuevo modelo
IMEX	1.3354%	1.0139%
STARS	1.8106%	1.4907%

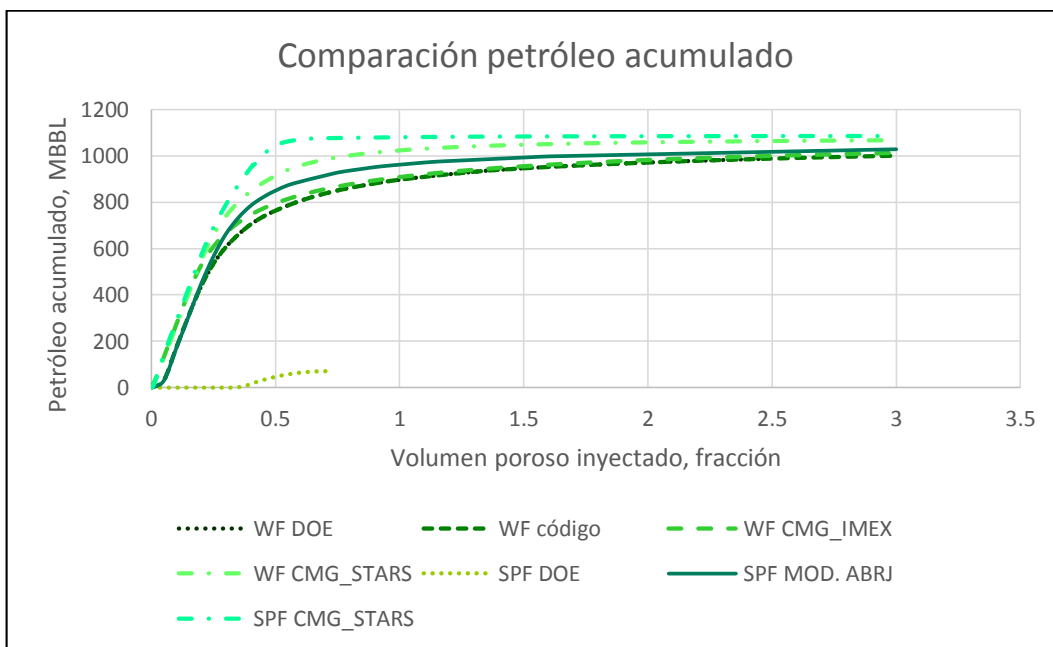
Gráfica 152. Tasa de petróleo vs. VP. Modelo SPF. HPAM. CASO 2



Gráfica 153. Tasa de agua vs. VP. Modelo SPF. HPAM. CASO 2



Gráfica 154. Petróleo acumulado vs. VP. Modelo SPF. HPAM. CASO 2



El porcentaje de error de la estimación realizada de la producción acumulada de petróleo, es relativamente bajo (ver tabla 71); se puede decir que la predicción

realizada con la aplicación CHP, es acertada, y permite generar una idea del comportamiento futuro del yacimiento.

Considerando que la saturación de petróleo residual es baja (0.15), el petróleo producido acumulado que se puede obtener por medio de una inyección química de surfactantes-polímeros, es muy bajo (debido a que el petróleo objetivo, también lo es); como se puede determinar al observar los resultados del modelo de DOE (ver gráfica 154).

Tabla 71. %Error. Petróleo acumulado. Modelo SPF. HPAM. CASO 2

<i>Simulador</i>	<i>Nuevo modelo</i>
STARS	5.3187%

El agua acumulada producida, como se mencionó anteriormente, es la variable que mejor ajuste presenta, los resultados obtenidos para este caso, se pueden observar en la gráfica 155, y el porcentaje de error asociado, en la tabla 72.

Gráfica 155. Agua acumulada vs. VP. Modelo SPF. HPAM. CASO 2

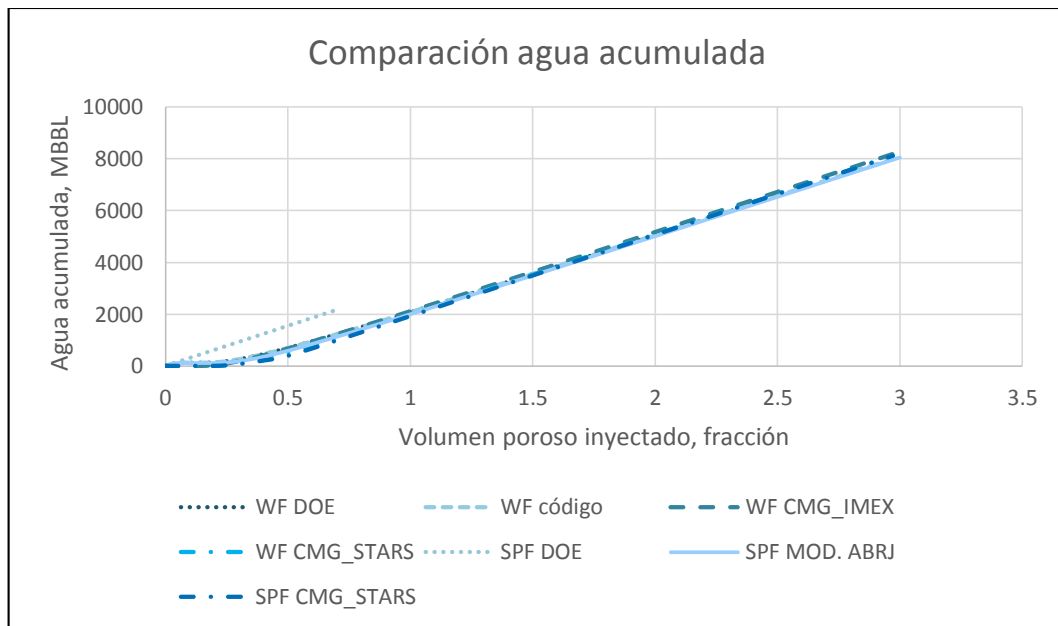
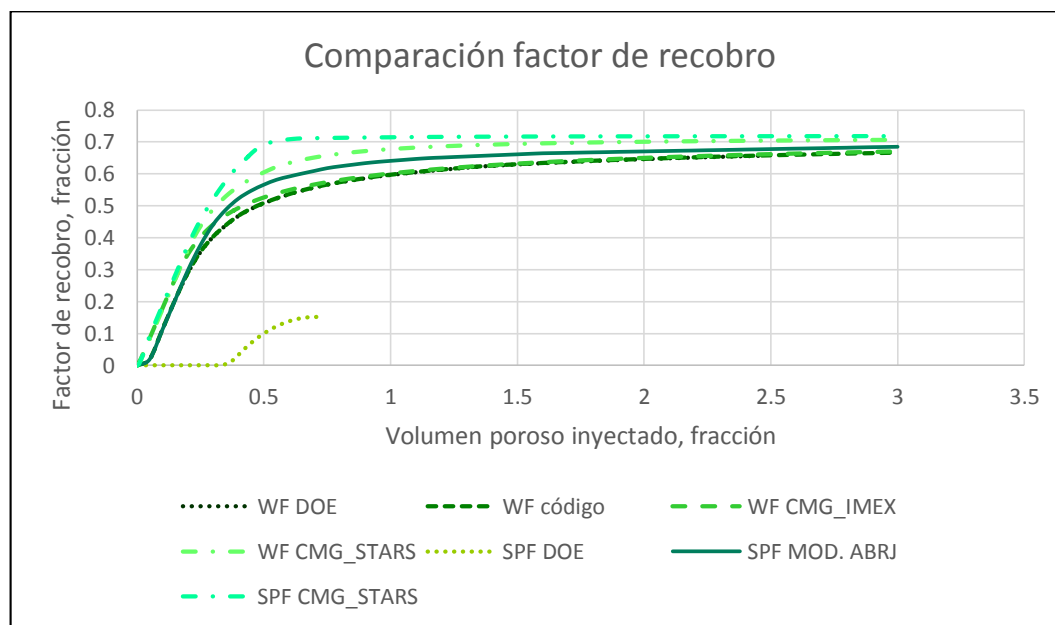


Tabla 72. %Error. Agua acumulada. Modelo SPF. HPAM. CASO 2

<i>Simulador</i>	<i>Nuevo modelo</i>
STARS	0.7475%

Gráfica 156. Factor de recobro de petróleo vs. VP. Modelo SPF. HPAM. CASO 2



Los resultados obtenidos para factor de recobro, se muestran en la gráfica 156, y su respectivo porcentaje de error, en la tabla 73.

Tabla 73. %Error. Factor de recobro. Modelo SPF. HPAM. CASO 2

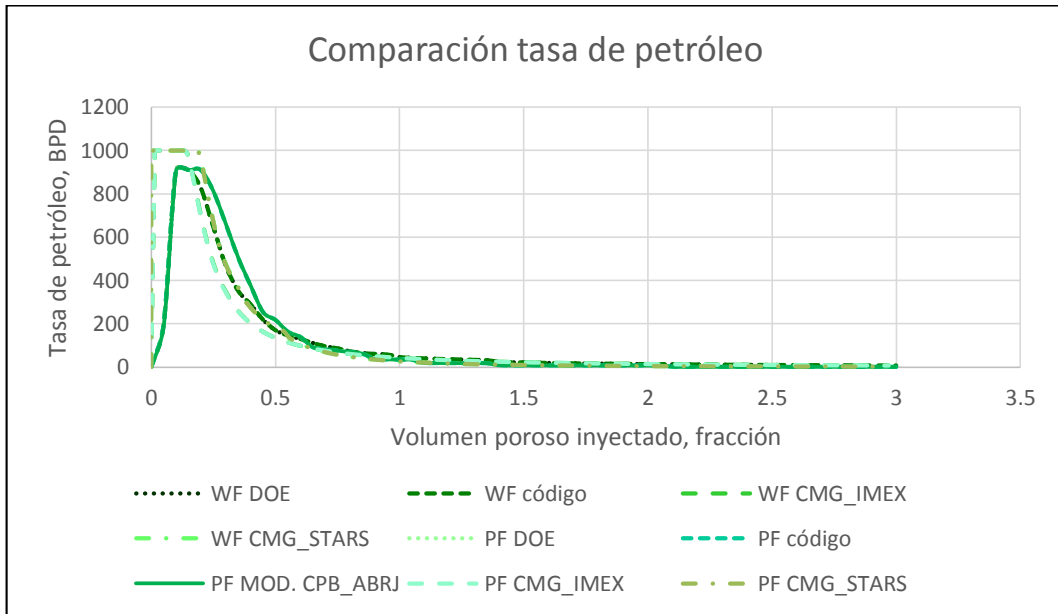
<i>Simulador</i>	<i>Nuevo modelo</i>
STARS	4.7018%

– Polímero 4: SUPERPUSHER, 250 ppm

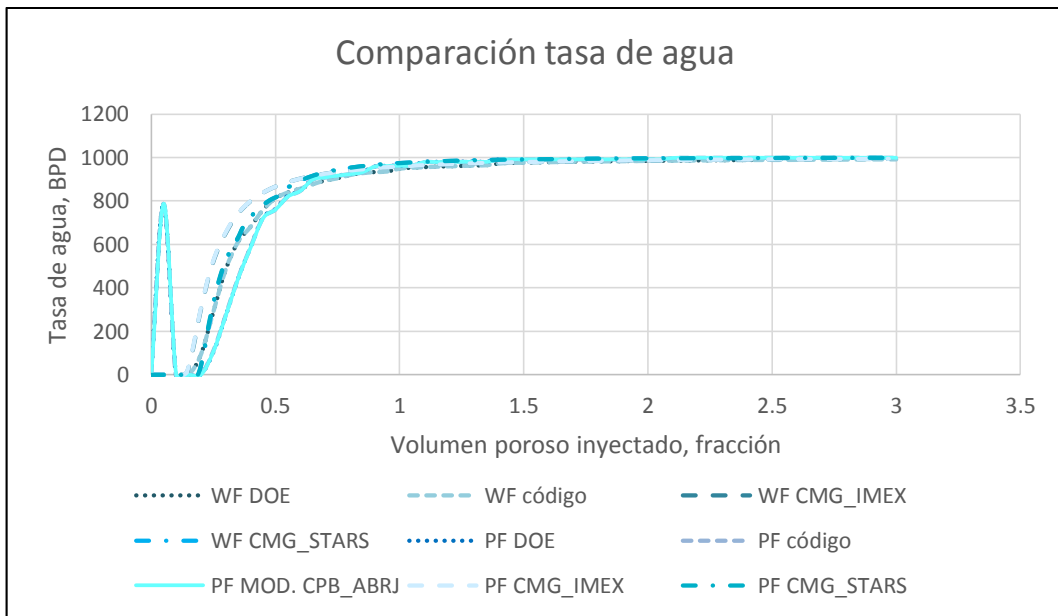
Finalmente, se evalúa el caso propuesto con 250 ppm de SUPERPUSHER. Se considera esta concentración en la predicción, porque se trata de un polímero muy viscoso que disminuye la inyectividad en el patrón; y para que el caso de simulación se pueda comparar con los resultados que arroja la herramienta predictiva, es necesario que se mantenga una tasa de inyección constante a lo largo del proceso de evaluación.

La gráfica 157, muestra los resultados de la tasa de producción de petróleo y la gráfica 158, de la tasa de producción de agua; como se aprecia en las curvas de producción, la predicción se aproxima a la respuesta que se genera con simulación numérica. Además, es posible darse cuenta de que no hay un incremental considerable en los resultados de la inyección de polímeros.

Gráfica 157. Tasa de petróleo vs. VP. Modelo PF. SUPERPUSHER. CASO 2



Gráfica 158. Tasa de agua vs. VP. Modelo PF. SUPERPUSHER. CASO 2



Por otra parte, se presenta la predicción del petróleo acumulado en la gráfica 159, y se determina que la aproximación es válida; considerando el porcentaje de error mostrado en la tabla 74. De acuerdo con el modelo predictivo, el petróleo acumulado es 1,041,918.94 Bbl, y con la simulación, es 1,069,671.5 Bbl.

Gráfica 159. Petróleo acumulado vs. VP. Modelo PF. SUPERPUSHER. CASO 2

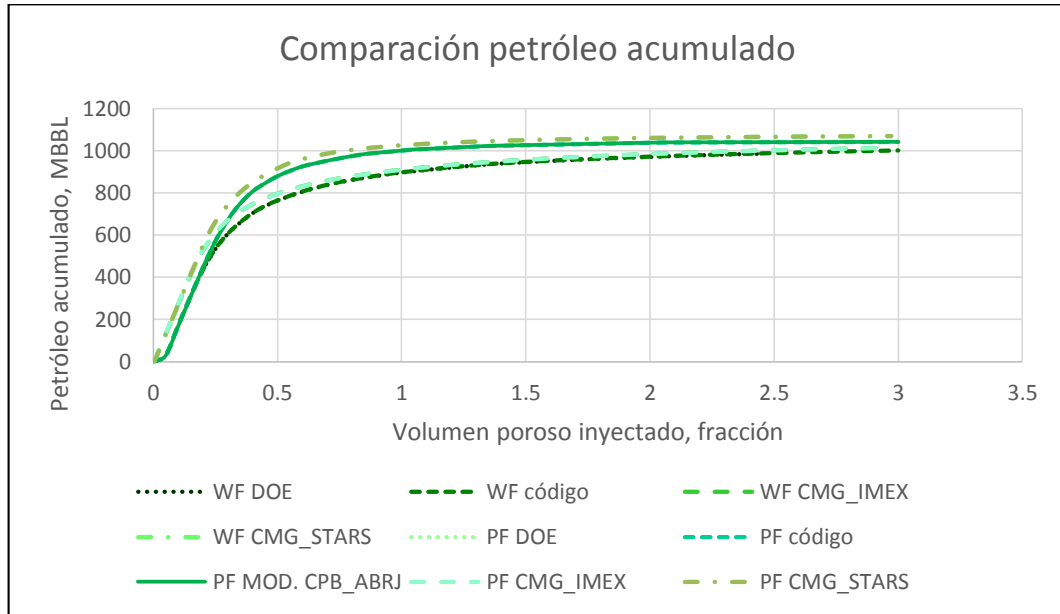
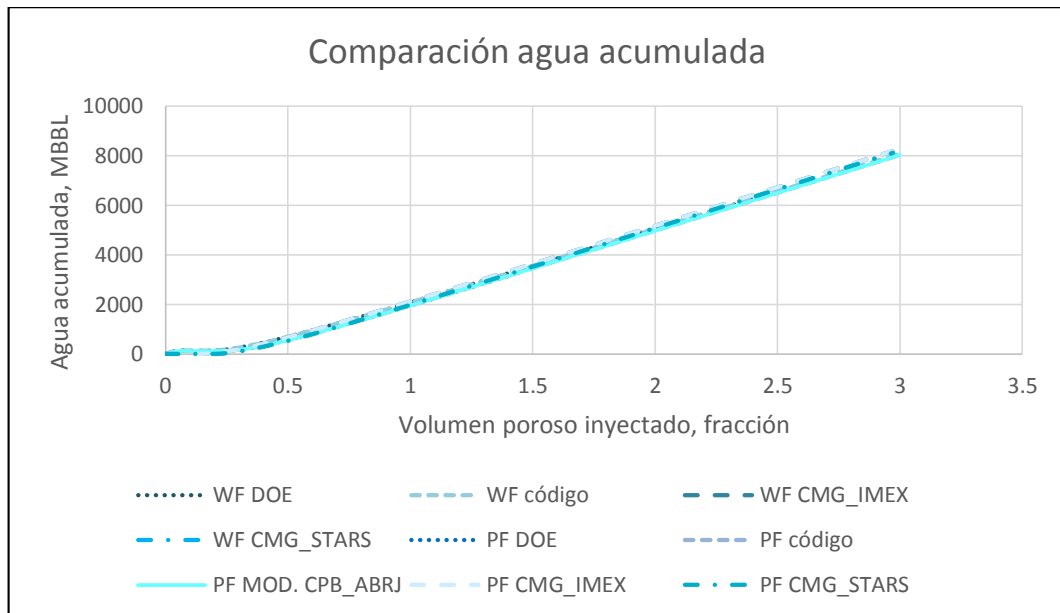


Tabla 74. %Error. Petróleo acumulado. Modelo PF. SUPERPUSHER. CASO 2

Simulador	Modelo DOE PFPM	Nuevo modelo
IMEX	2.8350%	2.8350%
STARS	2.5945%	2.5945%

Gráfica 160. Agua acumulada vs. VP. Modelo PF. SUPERPUSHER. CASO 2



Los resultados de la producción acumulada de agua, son representados en la gráfica 160, que permite observar la buena aproximación del pronóstico realizado; al finalizar el período evaluado, se producen 8,031,199.25 Bbl de agua, según la predicción de la aplicación, y 8,120,464 Bbl según el simulador. El porcentaje de error de los datos obtenidos, se expone en la tabla 75.

Tabla 75. %Error. Agua acumulada. Modelo PF. SUPERPUSHER. CASO 2

Simulador	Modelo DOE PFPM	Nuevo modelo
IMEX	1.7807%	1.7807%
STARS	1.0993%	1.0993%

El factor de recobro de petróleo, se presenta en la gráfica 161, que muestra la aproximación de los resultados con un porcentaje de error aceptable como lo plantea la tabla 76.

Gráfica 161. Factor de recobro vs. VP. Modelo PF. SUPERPUSHER. CASO 2

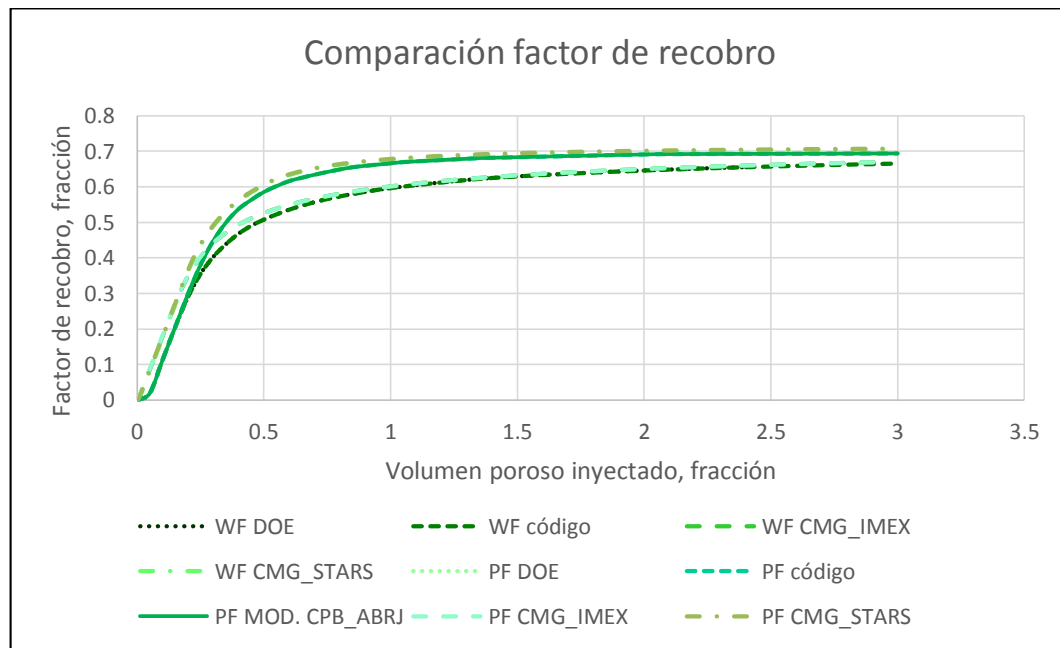


Tabla 76. %Error. Factor de recobro. Modelo PF. SUPERPUSHER. CASO 2

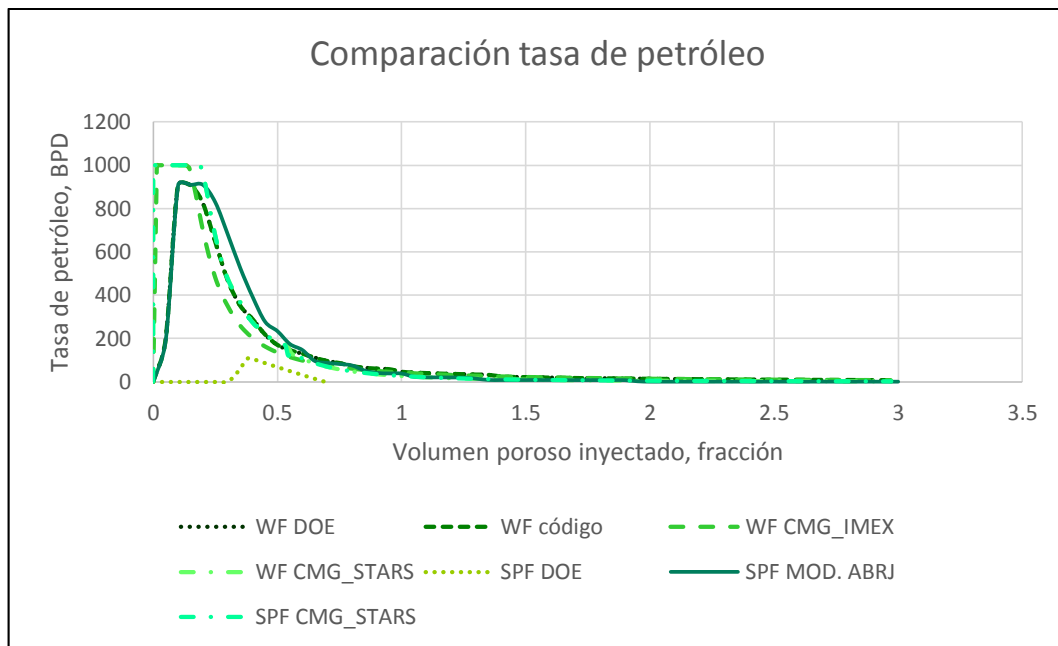
Simulador	Modelo DOE PFPM	Nuevo modelo
IMEX	3.5371%	3.5371%
STARS	1.9495%	1.9495%

Los resultados de la inyección de surfactantes-polímeros para el último polímero evaluado en este caso, se muestran a continuación. Cabe aclarar que los porcentajes de error presentados para este tipo de inyección, solo se comparan con respecto al simulador STARS, debido a que el simulador IMEX, no predice comportamientos de inyección de surfactantes, al no incluir el modelaje de este tipo de químico.

Además, como se explicó en el CASO 1, los pronósticos realizados con el software EOR, no son representativos para una comparación acertada, al no asumir los mismos datos de entrada que la aplicación CHP, y por tanto, no es posible crear los mismos casos de predicción, como la predicción de inyección de polímero.

En la gráfica 162 y la gráfica 163, se presentan los resultados de tasa de inyección de petróleo y agua, respectivamente; mostrando un ajuste bastante cercano a los datos de la simulación.

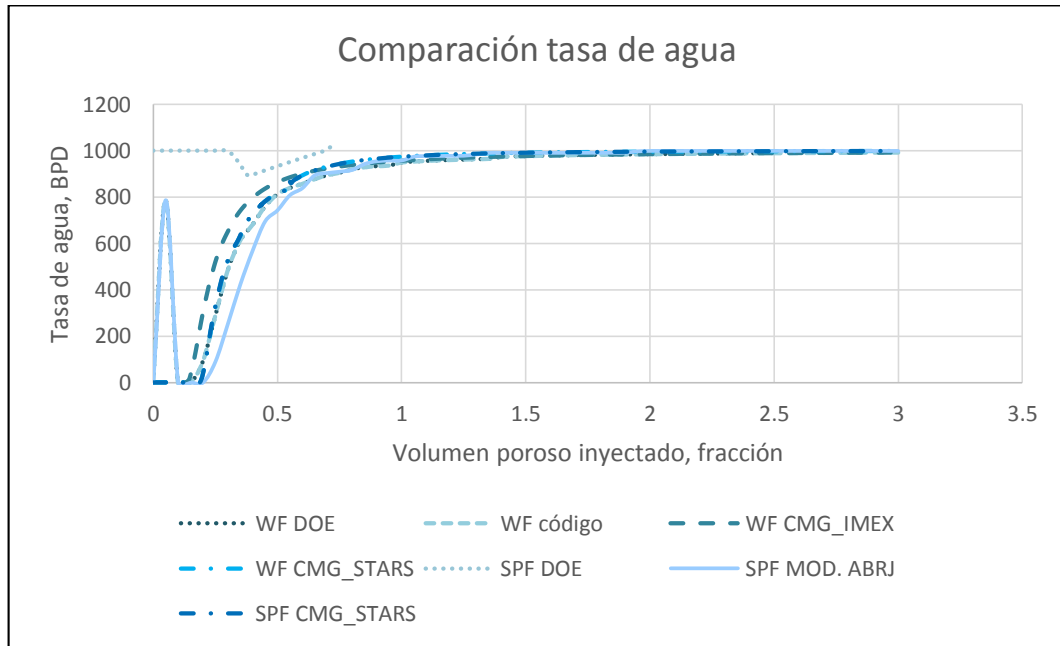
Gráfica 162. Tasa de petróleo vs. VP. Modelo SPF. SUPERPUSHER. CASO 2



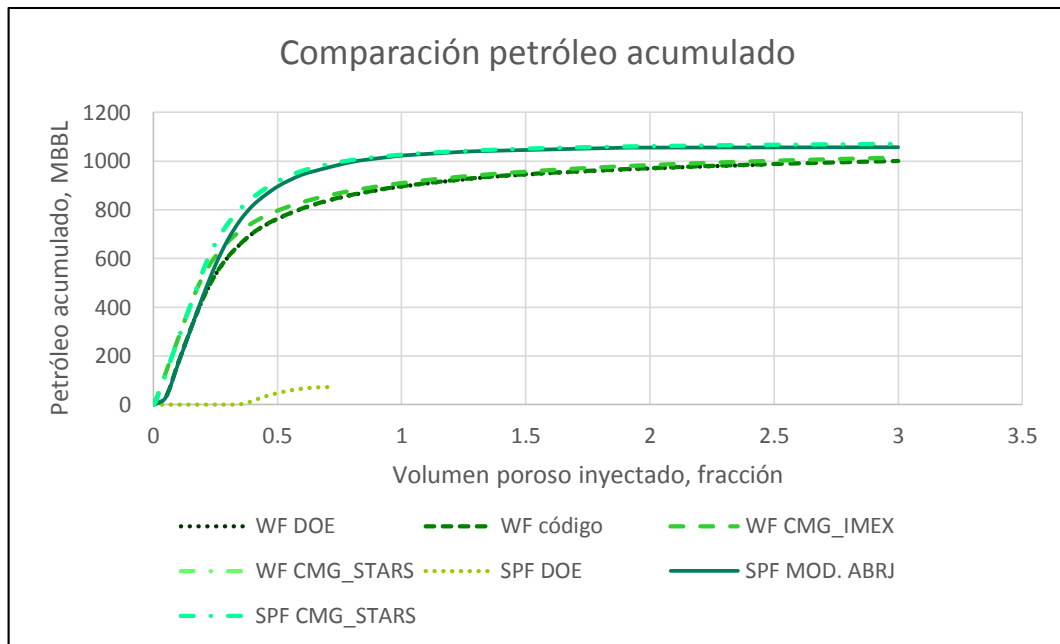
Los resultados para este caso presentan un mejor ajuste, debido al tipo de polímero utilizado, lo cual se le puede atribuir a sus altos valores de adsorción. El petróleo acumulado obtenido con la aplicación, es de 1,057,017.5 Bbl, y con el simulador STARS, de 1,069,849.625 Bbl (ver gráfica 164 y tabla 77); en el caso de

la producción acumulada de agua, los resultados son 8,014,589.39 Bbl y 8,120,277 Bbl, respectivamente, como se muestra en la gráfica 165.

Gráfica 163. Tasa de agua vs. VP. Modelo SPF. SUPERPUSHER. CASO 2



Gráfica 164. Petróleo acumulado vs. VP. Modelo SPF. SUPERP. CASO 2



Gráfica 165. Agua acumulada vs. VP. Modelo SPF. SUPERPUSHER. CASO 2

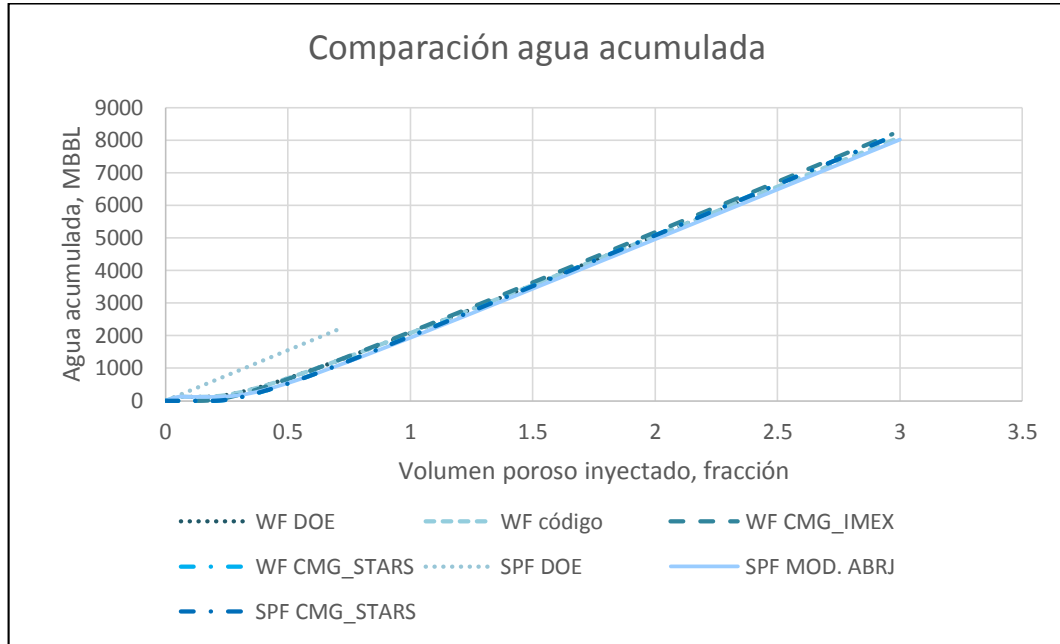


Tabla 77. %Error. Petróleo acumulado. Modelo SPF. SUPERPUSHER. CASO 2

Simulador	Nuevo modelo
STARS	1.1994%

El porcentaje de error del agua acumulada, se puede observar en la tabla 78, este porcentaje es bajo, y por tanto se puede concluir que el modelo realiza un buen ajuste de los datos, para la predicción del comportamiento de un yacimiento bajo diferentes esquemas de inyección de químicos.

Tabla 78. %Error. Agua acumulada. Modelo SPF. SUPERPUSHER. CASO 2

Simulador	Nuevo modelo
STARS	1.3015%

Los resultados de la aplicación en cuanto al factor de recobro en este caso, son muy buenos, de acuerdo con el porcentaje de error obtenido (ver tabla 79). El comportamiento de la predicción realizada por DOE, tiene la misma tendencia pero el factor de recobro es muy bajo por el petróleo objetivo del proceso planteado, como se presenta en la gráfica 166.

Gráfica 166. Factor de recobro vs. VP. Modelo SPF. SUPERPUSHER. CASO 2

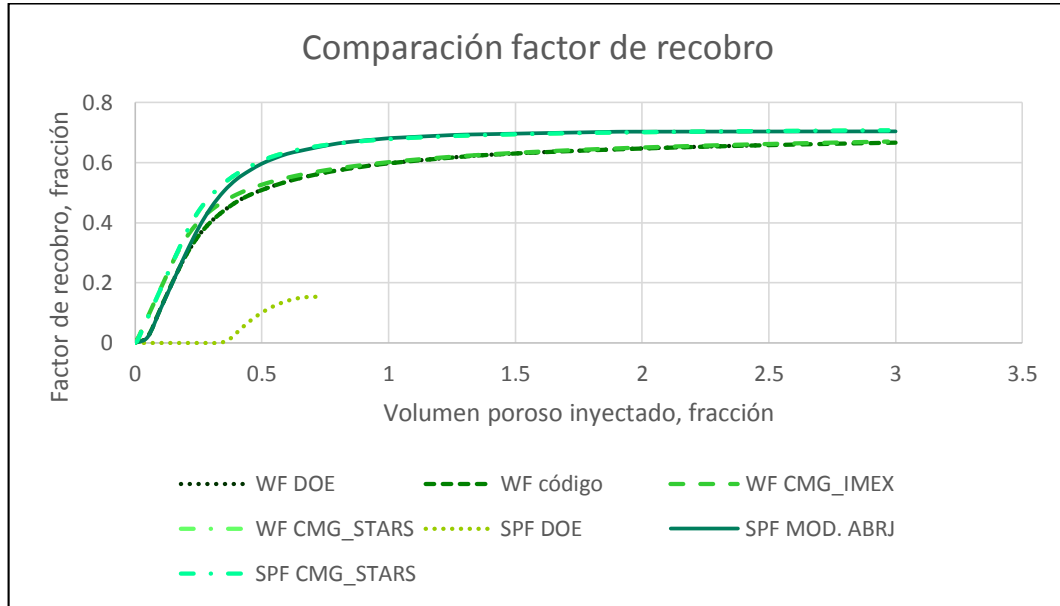


Tabla 79. %Error. Factor de recobro. Modelo SPF. SUPERPUSHER. CASO 2

<i>Simulador</i>	<i>Nuevo modelo</i>
STARS	0.553%

6.3 CASO 3

Como en el caso anterior, se crea un modelo conceptual con propiedades diferentes. En la tabla 80, se presenta la información necesaria para generar el caso de simulación y realizar la predicción en la aplicación.

Tabla 80. Propiedades del yacimiento. CASO 3

<i>Propiedades del yacimiento</i>	
Presión (psia)	2850
Temperatura (°F)	100
Profundidad (ft)	5000
Espesor (ft)	100
Porosidad (fracción)	0.3
Swc (fracción)	0.3
Swi (fracción)	0.3
Sor (fracción)	0.2
Buzamiento (°)	0
$\partial P_c / \partial x$ (psi/ft)	0

Tabla 80. (Continuación)

<i>Estratificación</i>	
VDP (fracción)	0.7
# capas	5
Permeabilidad (mD)	2200
Perm. Vertical (mD)	990
<i>Propiedades de los fluidos</i>	
°API	15
Geg (adimensional)	0.63
Pb (psia)	1550
Bo (RB/STB)	1.070581
Bw (RB/STB)	1.00739
RHOo (lb/ft ³)	57.03677
RHOw (lb/ft ³)	63.230943
Mo (cP)	60.256635
Mw (cP)	0.757448
GOR (SCF/STB)	177.71038
Salinidad (ppm)	30,000
<i>Interacción roca-fluido</i>	
kro@Swc (fracción)	0.8
krw@Sor (fracción)	0.3
No (adimensional)	2
Nw (adimensional)	2
<i>Información de inyección</i>	
Razón mov. w-o (adimen)	29.83
Área del patrón (acres)	20
Rw (ft)	0.5
VP total (BBL)	4,655,006.58
OOIP inicio iny. (STB)	3,043,678.72
VP máx de inyección	3
Tasa de iny. (RB/D)	1173.60935
BHP máx (psi)	3290
CP (psia/ft)	0.301

6.3.1 Modelo de simulación. Se generan resultados en un simulador numérico, para poder comparar la capacidad de predicción del modelo desarrollado.

6.3.1.1 Inyección de polímeros (PF). En esta sección se describen las propiedades y los resultados obtenidos, utilizando el modelo numérico.

Para el grid de simulación, se considera un cuadrado y se ubican los pozos en las esquinas, como en el CASO 2. La tabla 81, muestra la resolución de la malla.

Tabla 81. Resolución del modelo. CASO 3

Número de celdas	
Eje X	53
Eje Y	53
Eje Z	5
Total	14,045

En la tabla 82, se presenta la fecha de finalización de la inyección de polímeros, teniendo en cuenta el volumen poroso del patrón, el volumen de inyección y la tasa de inyección máxima.

Tabla 82. Parámetros para cálculo de fechas de inyección de polímeros. CASO 3

Fechas de inyección PF	
Inyección (Bbl/día)	1,165
Inyección (días)	1,208.987124
Inyección (años)	3.3
Volumen poroso (Bbl)	4,694,900
Volumen inyección (Bbl)	1,408,470
Factor volumen total	30%
Fecha inicio PF	1/01/2010
Fecha fin PF	23/04/2013

En este esquema de explotación, se evalúa el comportamiento del yacimiento al inyectar una concentración determinada del polímero FLOOPAM; sus propiedades se resumen en la tabla 83.

Tabla 83. Propiedades del polímero. CASO 3

Datos del polímero	Polímero 1
Concentración (ppm)	1000
Mp (cP)	34.69
FR (adimensional)	125.45
FRR (adimensional)	2.74
Adsorción (lb/acre.ft)	2,506.54

6.3.1.2 Inyección de surfactantes-polímero (SPF). Para este caso, se inyecta un bache de 3% de volumen poroso de surfactante, a una concentración de 2000 ppm, seguido de un bache de 30% de volumen poroso de FLOOPAM a 1000 ppm.

Tabla 84. Parámetros para cálculo de fechas de inyección de SP. CASO 3

Parámetros	SF	PF
Inyección (Bbl/día)	1,165	1,165
Inyección (días)	120.8987124	1208.98712
Inyección (años)	0.3	3.3
Volumen poroso (Bbl)	4,694,900	4,694,900
Volumen inyección (Bbl)	140,847	1,408,470
Factor volumen total	3%	30%
Fecha inicio	01/01/2010	01/05/2010
Fecha fin	01/05/2010	22/08/2013

Las fechas de inicio y fin de los dos baches, se presentan en la tabla 84, las cuales son necesarias para la inyección en el simulador CMG, debido a que este reconoce solo el tiempo de la inyección; en cambio, la aplicación desarrollada, utiliza el volumen poroso de inyección para predecir los resultados del comportamiento de un campo.

6.3.2 Comparación de los resultados. Con el fin de verificar la predicción realizada por la aplicación, se comparan los resultados con la evaluación que genera el simulador, en términos de años y de volumen poroso inyectado.

Los resultados se presentan en la aplicación desarrollada, con el fin de demostrar el uso del módulo Ajuste, de la aplicación CHP, los cuales pueden ser comparados con demás datos obtenidos por otras herramientas predictivas; además, se presenta los resultados de validaciones realizadas en Excel para varias herramientas predictivas, cuyo propósito es confirmar que las gráficas de resultados de la aplicación, fueron realizadas y se presenta de forma correcta, en los módulos de resultados de la aplicación.

6.3.2.1 Comparación en la aplicación del modelo predictivo. En esta sección, se generan gráficas en las que se comparan los resultados, con el fin observar el comportamiento de las variables a través del tiempo.

- Polímero 1: FLOOPAM, 1000 ppm

En la figura 124, se puede observar la comparación de los resultados generados por la herramienta *Chemical Prediction* y los resultados obtenidos por medio de simulación numérica para los esquemas de explotación mediante procesos de inyección de polímeros e inyección de surfactantes-polímeros.

Figura 124. Tasa de producción. Modelo PF vs. CMG. CASO 3

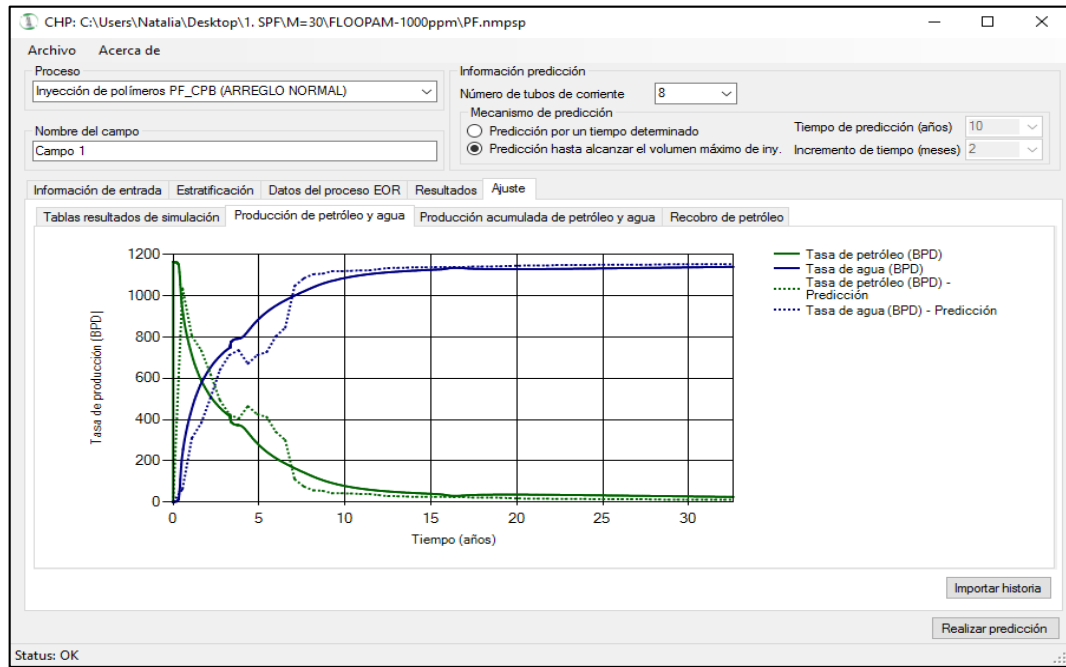
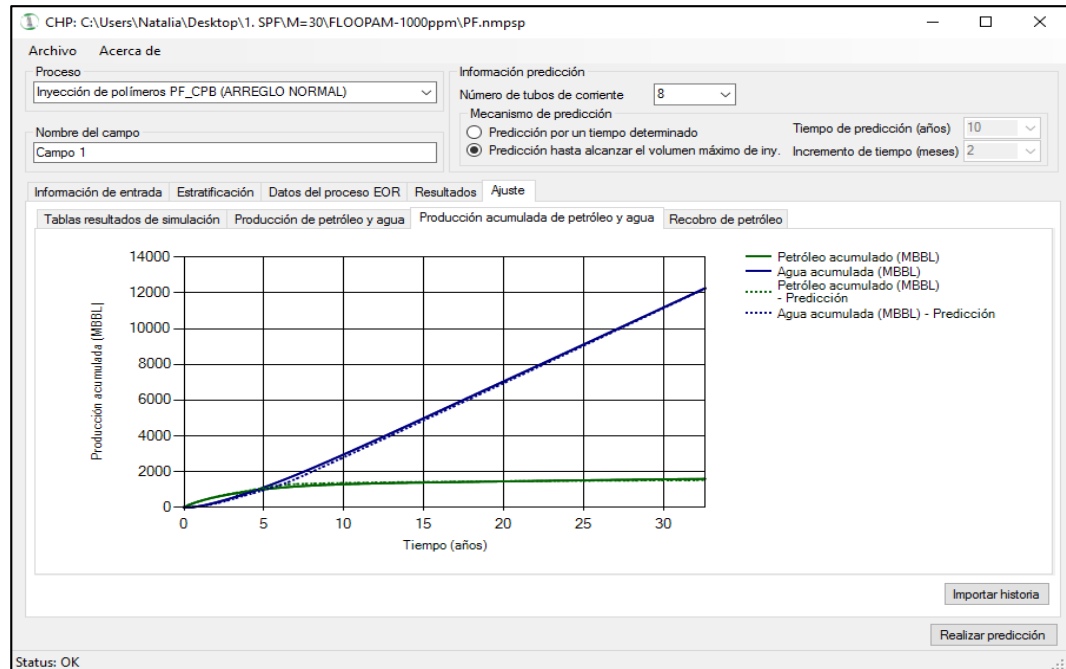


Figura 125. Producción acumulada. Modelo PF vs. CMG. CASO 3



Adicionalmente se puede afirmar, que la predicción de la producción acumulada de fluidos, y del recobro de petróleo, es generada de forma coherente con la

herramienta, considerando la evaluación en el simulador; así se puede apreciar en la figura 125 y en la figura 126.

Figura 126. Factor de recobro. Modelo PF vs. CMG. CASO 3

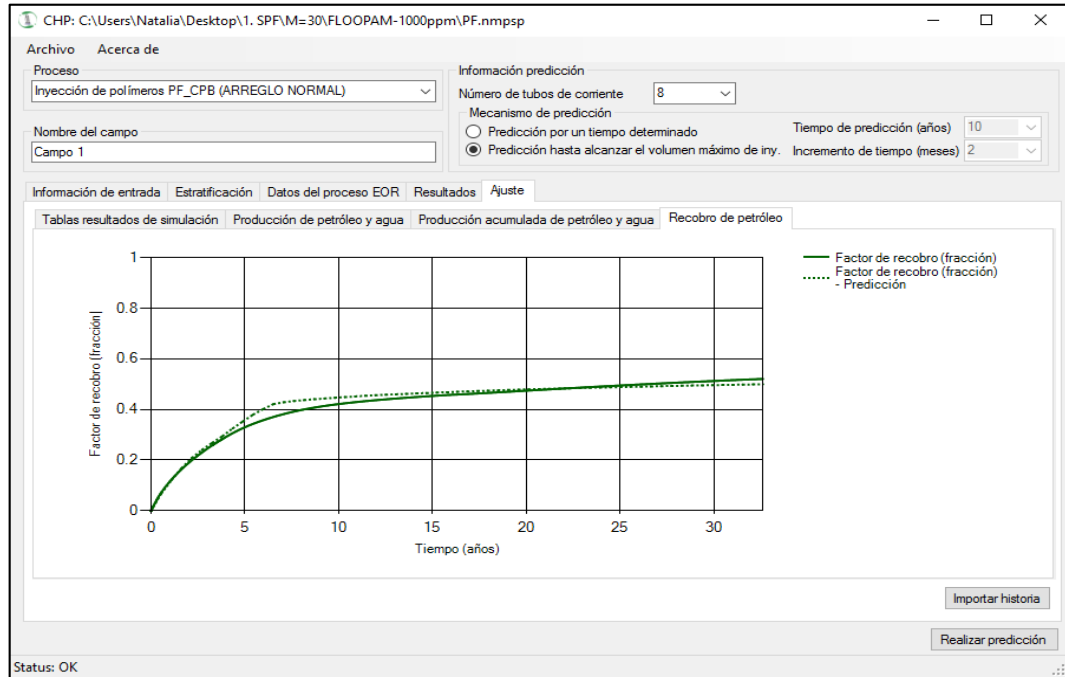
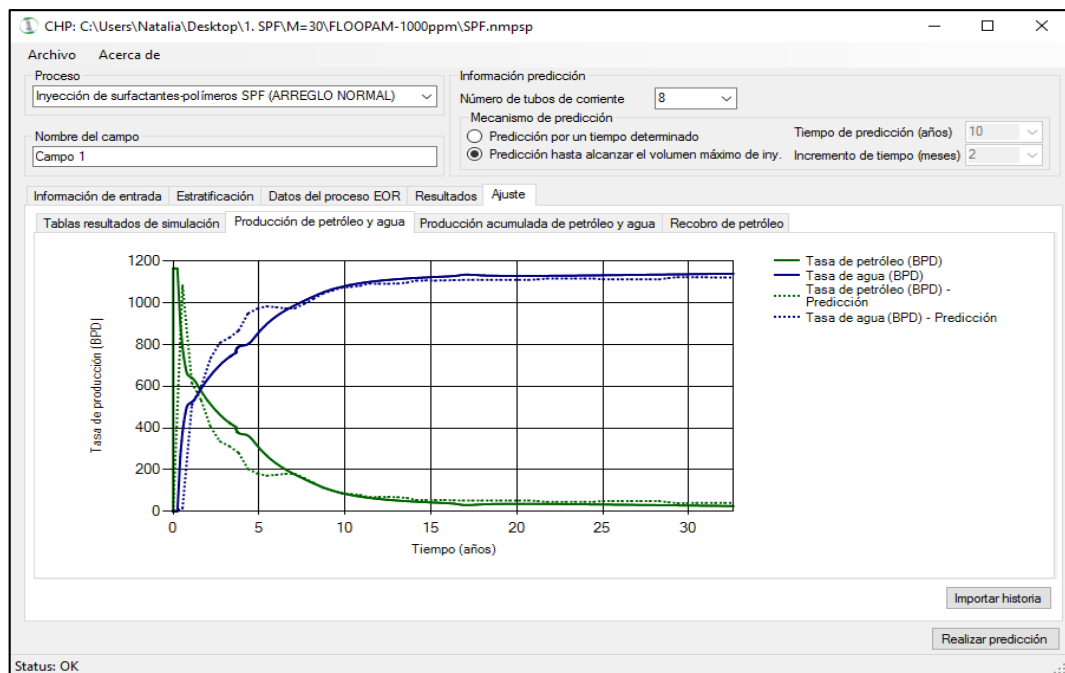
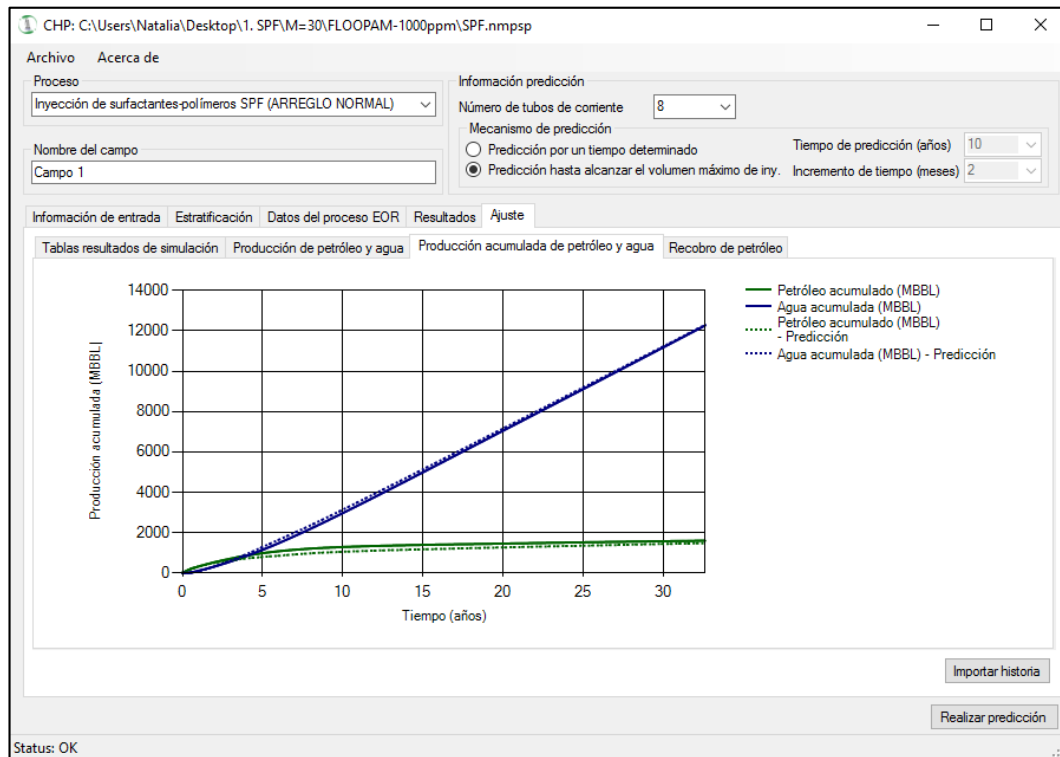


Figura 127. Tasa de producción. Modelo SPF vs. CMG. CASO 3



La figura 127, muestra la comparación de las tasa de producción de agua y de petróleo del modelo predictivo con el simulador CMG, como es de esperarse, el modelo predictivo no tiene buen ajuste al principio de la predicción, pero con el tiempo, logra reproducir los datos de tasas de muy buena manera.

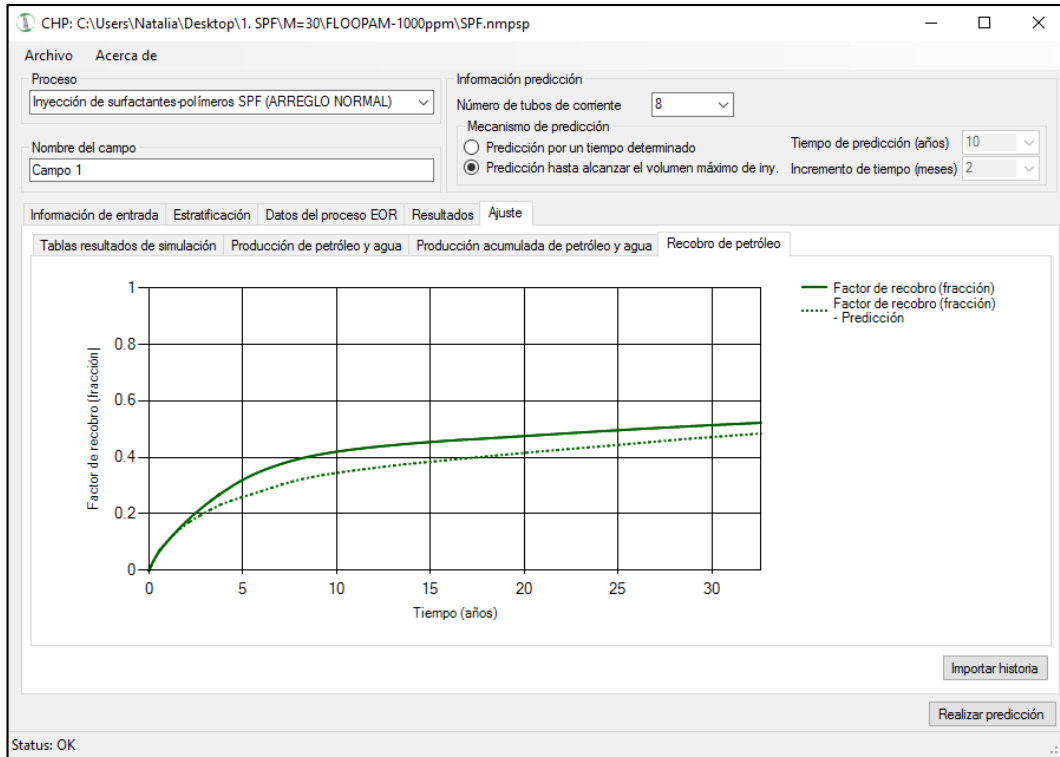
Figura 128. Producción acumulada. Modelo SPF vs. CMG. CASO 3



Para este caso, tanto la predicción de polímero, como la de surfactante-polímero, lograron un buen ajuste de los datos para la predicción de producción acumulada de agua y petróleo, la comparación de los datos para inyección de surfactantes-polímeros, son mostrados en la figura 128.

En la figura 129, se muestra los ajuste del factor de recobro de petróleo del modelo desarrollado, el comportamiento del factor de recobro del modelo predictivo y de CMG, difieren más, que los ajustes realizados con las otras variables, debido a las diferencias del ajuste al principio de la predicción; pero aún, se mantiene un ajuste aceptable en esta variable, lo cual puede ser comprobado en la siguiente sección, donde se muestra los porcentajes de error de las comparaciones.

Figura 129. Factor de recobro. Modelo SPF vs. CMG. CASO 3



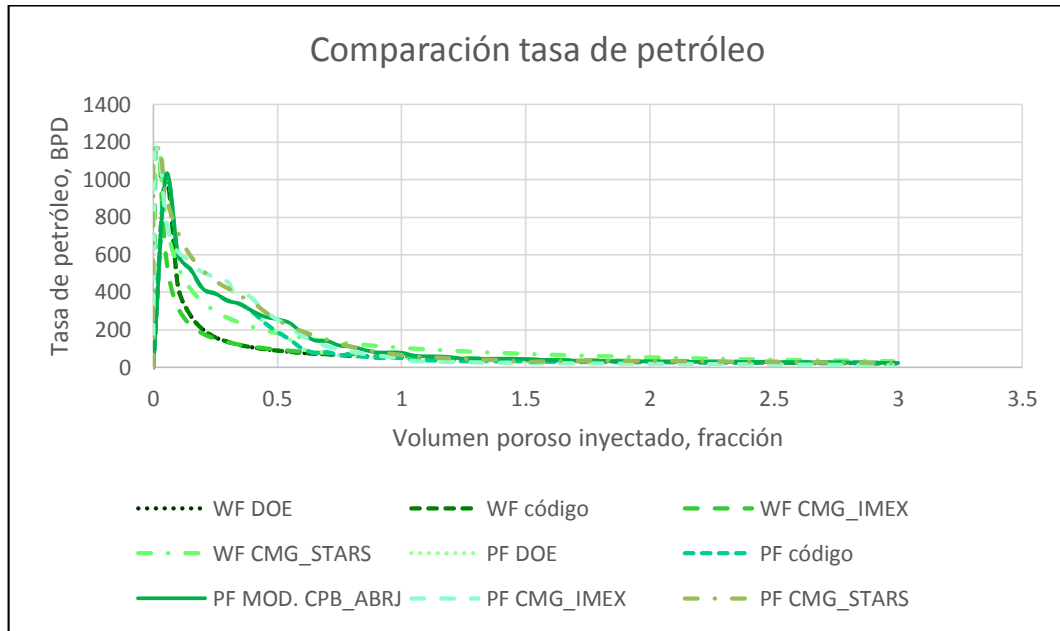
6.3.2.2 Comparación en la aplicación Microsoft Excel. La evaluación del caso mediante los modelos predictivos: PFFM, CPFM, CHP; y la simulación numérica en IMEX (para inyección de polímero) y STARS, se plasma en gráficas que se describen a continuación.

Los resultados obtenidos por el modelo de inyección de surfactante-polímero, desarrollado por DOE y codificado en el software EOR, se presentan en cada una de las gráficas de este tipo de proceso, pero no se incluyen, ni en los resultados de porcentaje de error, ni en los análisis de los resultados, puesto que, como se explicó en el CASO 1, una comparación representativa no sería posible.

- Polímero 1: FLOOPAM, 1000 ppm.

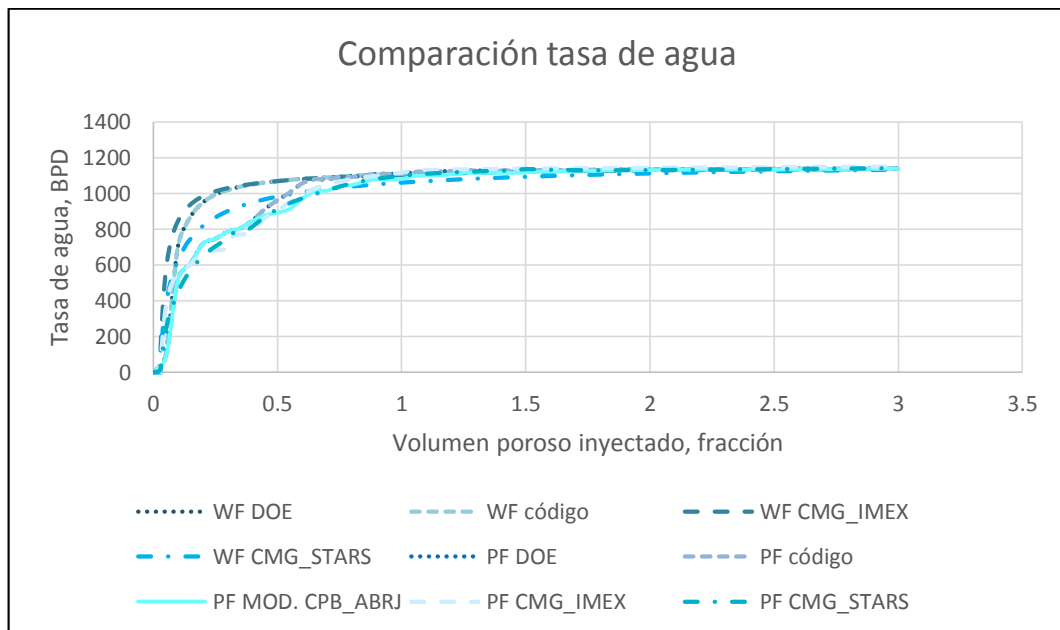
En la gráfica 167, se observa el comportamiento de la tasa de producción de petróleo con respecto al volumen poroso inyectado del yacimiento. La reproducción de los datos de la simulación en IMEX, a través de la aplicación, es aceptable, porque permitiría tener una idea sobre el futuro de un campo, al llevar a cabo un proceso de inyección de polímeros.

Gráfica 167. Tasa de producción de petróleo vs. VP. Modelo PF. CASO 3



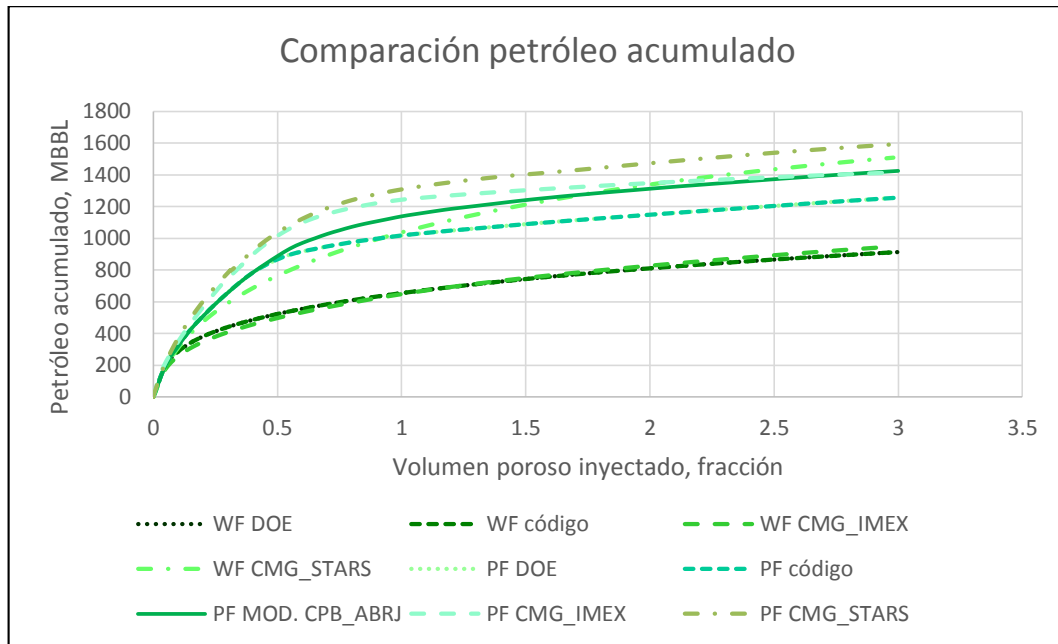
La tasa de producción de agua, que se genera por medio del modelo predictivo planteado, es una aproximación aceptable según este caso; porque como se puede observar en la gráfica 168, que la predicción de la herramienta genera resultados muy parecidos a los de la simulación.

Gráfica 168. Tasa de producción de agua vs. VP. Modelo PF. CASO 3



La gráfica 169, presenta la producción acumulada de petróleo, donde se puede observar que se realiza una estimación cercana a la generada mediante simulación numérica. Al finalizar el proceso de inyección en el escenario planteado, se recupera 1,424,808.97 Bbl de petróleo de acuerdo con la aplicación y 1,414,141.375 Bbl de acuerdo con el simulador IMEX.

Gráfica 169. Producción acumulada de petróleo vs. VP. Modelo PF. CASO 3



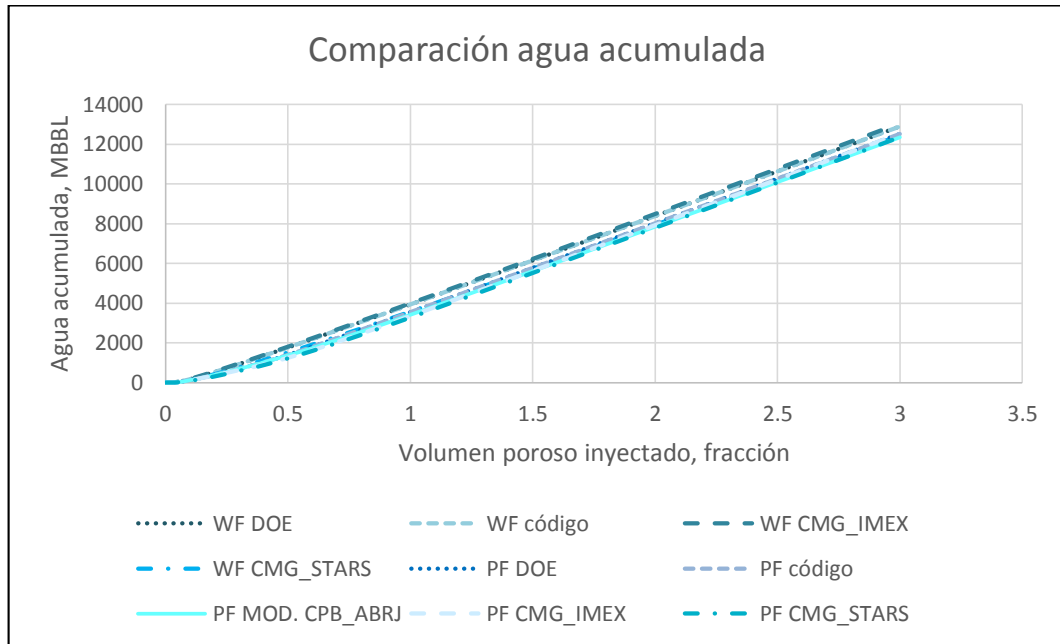
En la tabla 85, se presentan los porcentajes de error del modelo predictivo realizado por el Departamento de Energía de Estados Unidos y el modelo predictivo planteado, con respecto a los resultados que se obtienen por medio de simulación numérica en IMEX y en STARS.

Tabla 85. %Error. Petróleo acumulado. Modelo PF. CASO 3

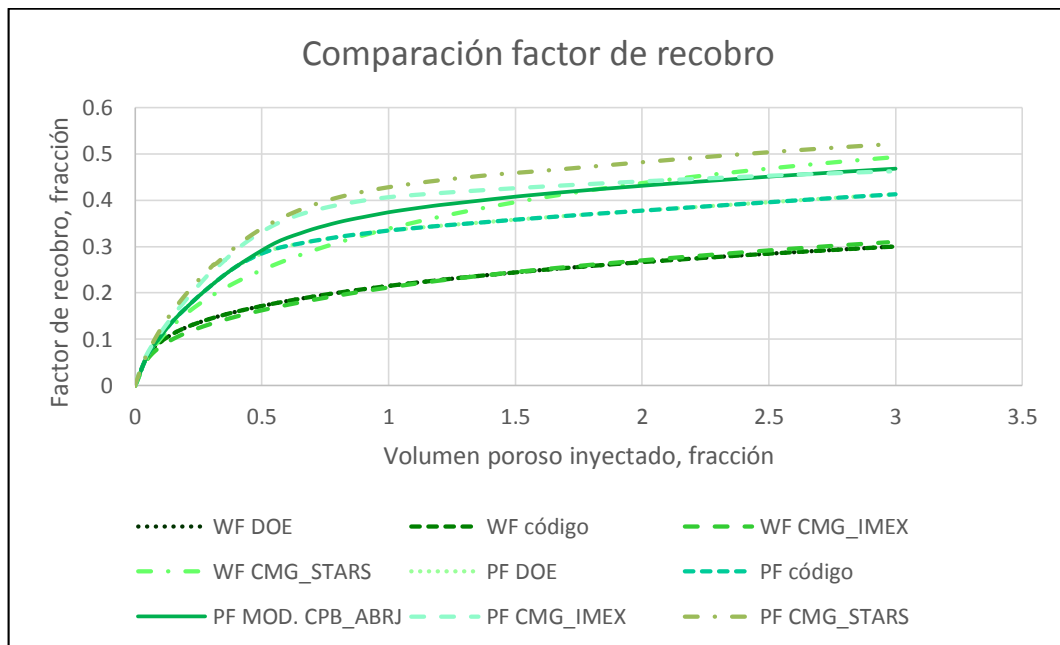
Simulador	Modelo DOE PFPM	Nuevo modelo
IMEX	11.1795%	0.7543%
STARS	21.1764%	10.5856%

La producción acumulada de agua obtenida con los diferentes métodos de predicción, es presentada en la gráfica 170, y el porcentaje de error de los resultados, en la tabla 86.

Gráfica 170. Producción acumulada de agua vs. VP. Modelo PF. CASO 3



Gráfica 171. Factor de recobro de petróleo vs. VP. Modelo PF. CASO 3



La gráfica 171, muestra que la predicción del modelo de inyección de polímeros planteado, reproduce de forma adecuada los resultados para este caso de

evaluación. Lo anterior, se confirma con el porcentaje de error, que se puede conocer observando la tabla 87.

Tabla 86. %Error. Agua acumulada. Modelo PF. CASO 3

Simulador	Modelo DOE PFPM	Nuevo modelo
IMEX	0.6480%	0.7928%
STARS	2.0916%	0.6300%

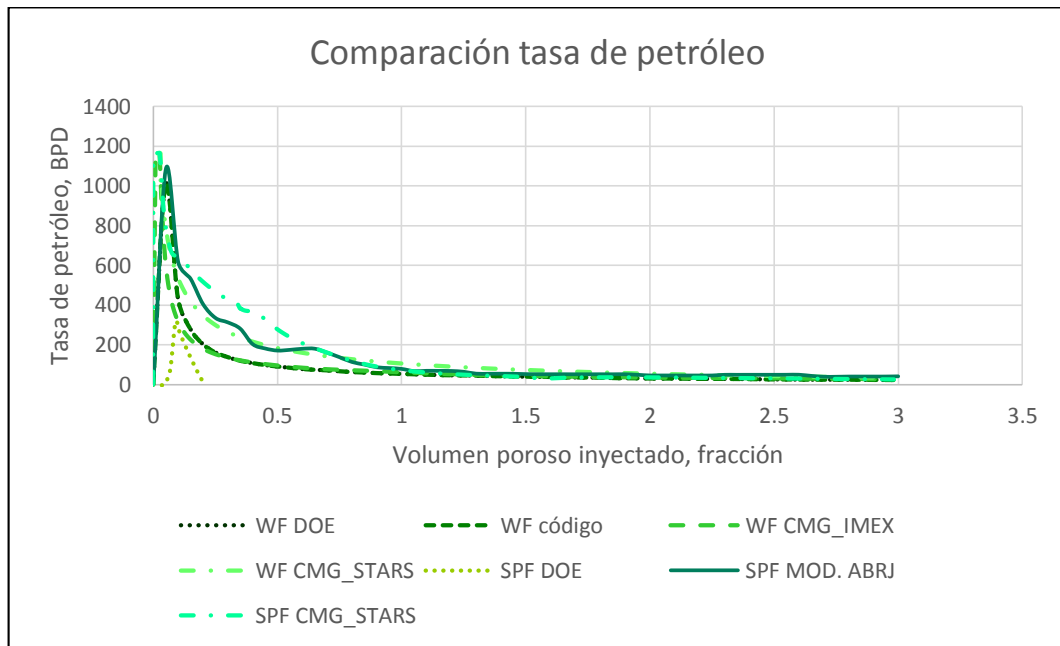
Tabla 87. %Error. Factor de recobro. Modelo PF. CASO 3

Simulador	Modelo DOE PFPM	Nuevo modelo
IMEX	10.6536%	1.3400%
STARS	20.7737%	10.1386%

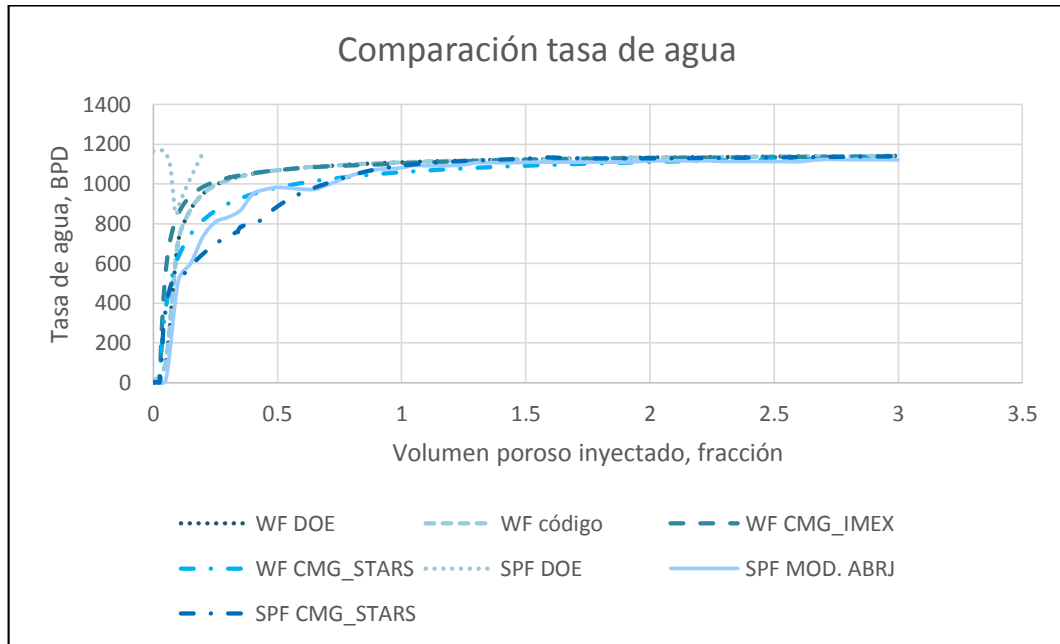
A continuación se presentan los resultados del CASO 3 bajo un esquema de inyección de surfactantes-polímeros.

Se puede observar que los resultados de las tasas de producción de petróleo y agua tienen un comportamiento similar al de la simulación numérica, de acuerdo con la gráfica 172 y la gráfica 173; aunque no se reproduce de manera exacta, por las diferentes consideraciones en los modelos, la tendencia es la misma.

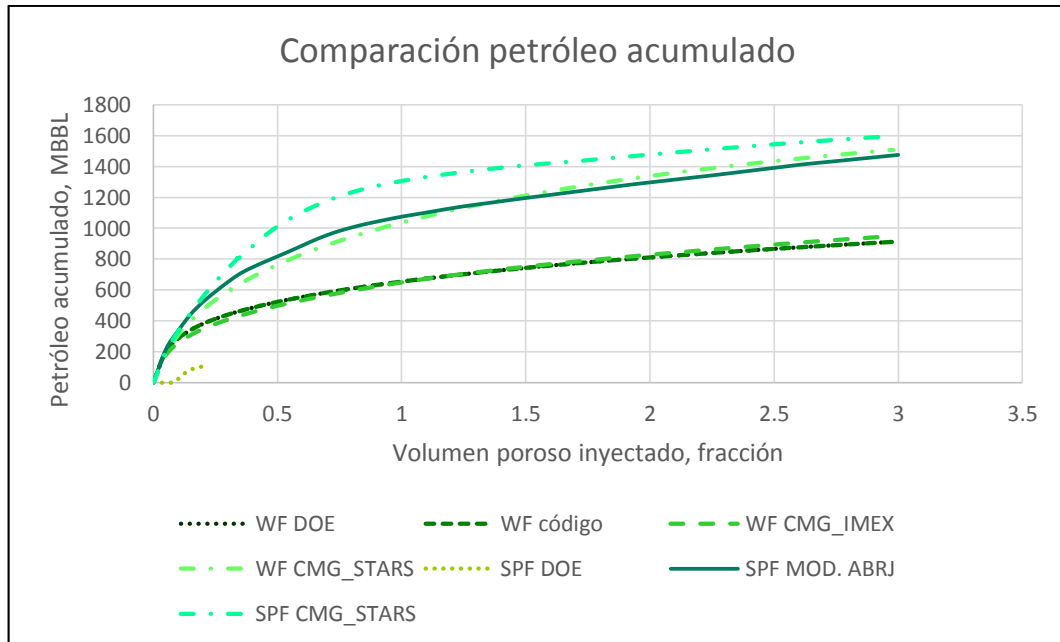
Gráfica 172. Tasa de producción de petróleo vs. VP. Modelo SPF. CASO 3



Gráfica 173. Tasa de producción de agua vs. VP. Modelo SPF. CASO 3



Gráfica 174. Petróleo acumulado producido vs. VP. Modelo SPF. CASO 3



El porcentaje de error en la estimación de la producción acumulada de petróleo es de 7.7234% (ver tabla 88); de acuerdo con la gráfica 174, el pronóstico realizado con la aplicación es más pesimista. El volumen de petróleo que se recupera al

completar la inyección de 3 VP, es aproximadamente 1,474,756.63 Bbl según la herramienta predictiva y 1,598,191.5 Bbl según el simulador; esto significa que a pesar de no arrojar valores exactos, la herramienta es muy útil si se desea realizar una evaluación rápida de un proceso inyección de surfactantes-polímeros.

Tabla 88. %Error. Petróleo acumulado. Modelo SPF. CASO 3

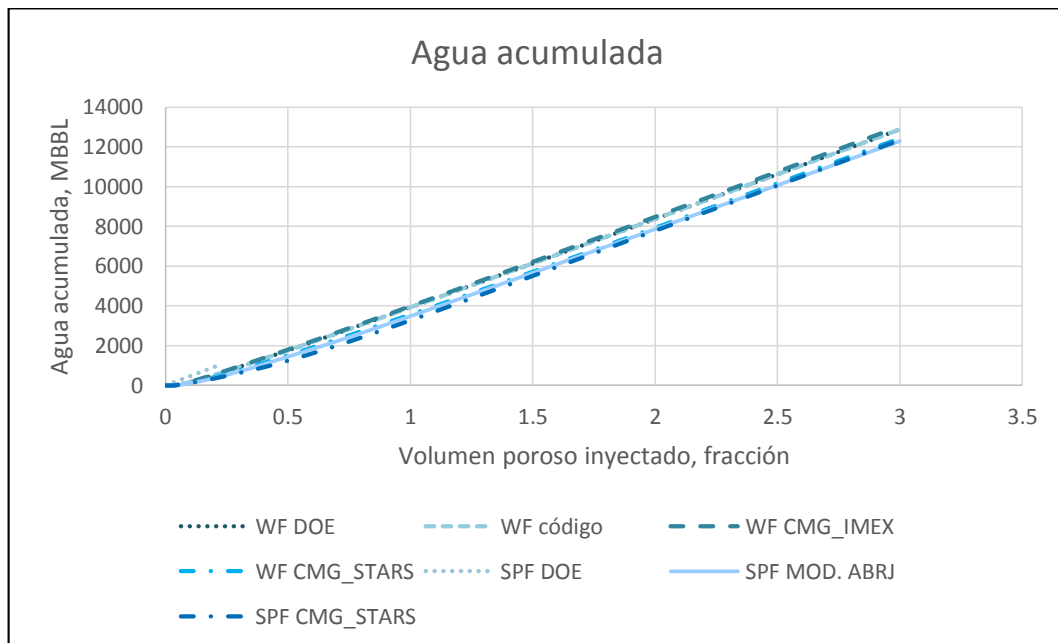
<i>Simulador</i>	<i>Nuevo modelo</i>
STARS	7.7234%

Por otra parte, la producción acumulada de agua presenta un comportamiento muy aproximado al que se genera mediante simulación numérica; como se puede apreciar en la gráfica 175 y confirmar con el porcentaje de error de la tabla 89.

Tabla 89. %Error. Agua acumulada. Modelo SPF. CASO 3

<i>Simulador</i>	<i>Nuevo modelo</i>
STARS	0.2367%

Gráfica 175. Agua acumulada producida vs. VP. Modelo SPF. CASO 3



Como sucede con la producción acumulada de petróleo, el factor de recobro calculado, es más pesimista con la aplicación CHP. Los resultados presentan una

diferencia de 0.03795 y se pueden observar en la gráfica 176, el porcentaje de error de la estimación, se puede muestra en la tabla 90.

Gráfica 176. Factor de recobro de petróleo vs. VP. Modelo SPF. CASO 3

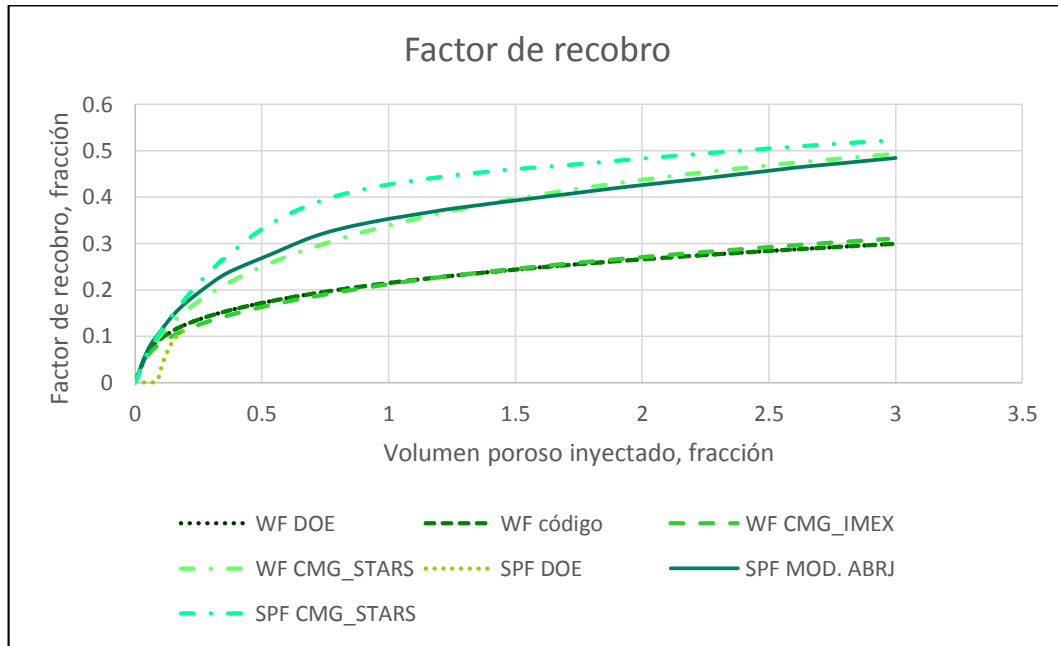


Tabla 90. %Error. Factor de recobro. Modelo SPF. CASO 3

Simulador	Nuevo modelo
STARS	7.2639%

En la tabla 91 y en la tabla 92, se presenta un resumen de los resultados de los cuatro casos evaluados para la producción acumulada de petróleo; con el fin de comparar la predicción de la herramienta CHP, para diferentes: clases de polímeros, condiciones de inyección, y propiedades de la roca y de los fluidos, demostrando la capacidad predictiva de la aplicación *Chemical Prediction* en diferentes escenarios.

Además se presenta el porcentaje de error de la estimación realizada por el modelo PFPM y por el nuevo modelo predictivo, de acuerdo con la simulación numérica para los dos procesos evaluados (inyección de polímero e inyección de surfactantes-polímero), el cual no supera el 11%, que se considera aceptable debido a que no se quiere reemplazar las simulaciones numéricas, que requieren licencias; sino se desean obtener pronósticos más rápidos, con menos información

de entrada y menos inversión de capital. En las siguientes tablas, se puede observar que los porcentajes de error que se obtienen para algunos de los casos, son mayores para razones de movilidad altas y en yacimientos extremadamente heterogéneos.

Tabla 91. Resumen de validaciones, inyección de polímeros (PF)

PROPIEDADES	Caso 1	Caso 2				Caso 3	Caso 4	
Tipo de yacimiento	Extremadamente heterogéneo	Heterogéneo				Muy heterogéneo	Heterogéneo	
Razón de movilidad	10.93	2.28				29.83	40.26	
Polímero	FLOOPAM	AN125VHM	FLOOPAM	HPAM	SUPERPUSHER	FLOOPAM	AN125VHM	HPAM
Concentración (ppm)	250	1000	500	1000	250	1000	1500	1500
Tamaño bache de pol. (VP)	5%	35%				30%	30%	
Np, nuevo modelo (Bbl)	2,629,757.47	1,026,273.54	1,052,553.33	1,063,547.25	1,041,918.94	1,424,808.97	3,366,991.86	3,649,941.87
Np, DOE (Bbl)	2,629,757.47	1,021,808.13	1,044,594.40	1,060,137.35	1,041,918.94	1,256,050.00	3,638,946.70	4,026,177.74
Np, CMG (Bbl)	2,940,003.38	1,073,216.13	1,052,087.88	1,081,771.13	1,069,671.50	1,414,141.38	3,541,448.50	3,790,848.50
% error nuevo modelo	10.5526%	4.3740%	0.0442%	1.6846%	2.5945%	0.7544%	4.9261%	3.7170%
% error DOE	10.5526%	4.7901%	0.7122%	1.9998%	2.5945%	11.1793%	2.7531%	6.2078%

Tabla 92. Resumen de validaciones, inyección de surfactantes-polímeros (SPF)

PROPIEDADES	Caso 1	Caso 2				Caso 3	Caso 4	
Tipo de yacimiento	Extremadamente heterogéneo	Heterogéneo				Muy heterogéneo	Heterogéneo	
Razón de movilidad	10.93	2.28				29.83	40.26	
Polímero	FLOOPAM	AN125VHM	FLOOPAM	HPAM	SUPERPUSHER	FLOOPAM	AN125VHM	HPAM
Concentración (ppm)	250	1000	500	1000	250	1000	1500	1500
Conc. surfact. (ppm)	1500	1000				2000	1000	
Tamaño bache de pol. (VP)	5%	35%				30%	30%	
Tamaño bache de surf. (VP)	2%	2.50%				3%	3%	
Np, nuevo modelo (Bbl)	2,820,115.51	1,026,738.50	1,034,858.28	1,028,514.68	1,057,017.50	1,474,756.63	3,333,811.78	3,352,389.70
Np, CMG (Bbl)	2,939,916.88	1,078,499.63	1,080,646.25	1,086,290.75	1,069,849.63	1,598,191.50	3,523,628.25	3,730,708.50
% error nuevo modelo	4.0750%	4.7994%	4.2371%	5.3187%	1.1994%	7.7234%	5.3870%	10.1407%

7. EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD FINANCIERA DE LA PROPUESTA

Con el fin de demostrar la viabilidad de implementación del proyecto, se realiza un análisis financiero que incluye la estimación de costos asociados y de inversión, en el desarrollo del modelo predictivo y su respectiva aplicación (CHP), lo cual es comparado con los costos asociados al uso del simulador numérico CMG y del software EOR. Al finalizar este capítulo, se realiza una comparación mediante el indicador Valor Presente Neto de la aplicación desarrollada, con el simulador CMG y el software EOR.

Para el desarrollo de este capítulo, los costos asociados al uso de las tres herramientas predictivas estudiadas, se dividen teniendo en cuenta aspectos humanos (personal) y aspectos físicos, además de los costos de inversión para el desarrollo del modelo predictivo y su aplicación.

7.1 COSTOS ASOCIADOS A LAS HERRAMIENTAS PREDICTIVAS

Para realizar la comparación entre las herramientas predictivas, es necesario identificar los costos asociados al uso de las herramientas en un proceso de predicción de comportamiento, de un yacimiento sometido a inyección de polímero o inyección SP en campo, identificando los aspectos humanos y físicos. Este análisis de costos se muestra a continuación.

7.1.1 Factores humanos. Para un estudio integrado de la implementación de un método de recuperación mejorada, es necesario considerar el tiempo de un equipo de ingenieros de yacimientos con experiencia en el área de simulación de yacimientos. Por esta razón en la tabla 93, se muestra el sueldo promedio de un ingeniero de simulación de yacimientos, con sus respectivas prestaciones legales²⁰¹.

Cabe aclarar, que de acuerdo a la reforma tributaria de mayo de 2013, los aportes parafiscales SENA e ICBF pagados por empresas y personas naturales empleadoras, se eliminan con el fin de estimular la creación de empleo en Colombia, esto solo para empleados que ganen menos de 10 SMMLV. En este caso, los aportes a SENA e ICBF, se realizan debido a que se devenga más de 10 SMMLV²⁰².

²⁰¹ [Anónimo] Nómina [en línea]. [Citado mayo 13, 2016]. Disponible en Internet: <<http://www.gerencie.com/nomina.html>>.

²⁰² DIAN @ [en línea]. [Citado octubre 3, 2016]. Disponible en Internet: <<http://www.dian.gov.co>>.

Tabla 93. Sueldo promedio de un ingeniero de yacimientos

Valores vigentes para el 2016		Valor
Salario base ingeniero de yacimientos		\$ 10,000,000
Seguridad social		
Pensión	16%	\$ 1,600,000
Salud	12.50%	\$ 1,250,000
Carga prestacional		
Cesantías	8.33%	\$ 833,000
Prima de servicios	8.33%	\$ 833,000
Vacaciones	4.17%	\$ 417,000
Intereses de cesantías	1%	\$ 100,000
Aportes parafiscales		
Caja de compensación familiar	4%	\$ 400,000
SENA	2%	\$ 200,000
ICBF	3%	\$ 300,000
Salario total Ingeniero de Yacimientos		\$ 15,933,000

En la cuantificación de costos del tiempo de estudio y análisis de un método de recuperación terciaria (PF o SPF), se debe tener en cuenta, el tiempo que un ingeniero tarda en obtener los resultados para cada una de las herramientas predictivas. En la tabla 94, se presenta los costos asociados al tiempo de un (1) ingeniero de yacimientos, en predecir resultados con simulación analítica (software CHP y software EOR).

Tabla 94. Factores humanos. Modelo predictivo CHP y Software EOR

Modelo predictivo desarrollado y EOR	
Meses totales de caracterización	0.033333333
Horas al día para la caracterización	8
Sueldo	\$ 15,933,000
Sueldo por día	\$ 531,100
Sueldo por hora	\$ 59,011.11
Caracterizaciones en 1 año	4
Costo por caracterización	\$ 472,088.89
Costo total al año	\$ 1,888,355.56

Se debe aclarar, que el tiempo estimado para el estudio de la inyección de polímero, es el mismo que para la inyección de surfactantes-polímeros, por lo que, el análisis financiero realizado, aplica para los dos métodos de recuperación.

La tabla 95, muestra los costos totales por año, del tiempo que tarda un ingeniero de yacimientos en la predicción de inyección de polímero o surfactantes-polímeros, en el simulador numérico CMG.

Tabla 95. Factores humanos. Simulador numérico CMG

Simulador numérico CMG	
Meses totales de caracterización	3
Horas al día para la caracterización	8
Sueldo	\$ 15,933,000
Sueldo por día	\$ 531,100
Sueldo por hora	\$ 59,011.11
Caracterizaciones en 1 año	4
Costo por caracterización	\$ 42,488,000
Costo total al año	\$ 169,952,000

En las tablas anteriores, se aprecia la disminución en tiempo para la predicción, al comparar la herramienta predictiva desarrolla y el software EOR, con el simulador CMG, lo que también se traduce en reducción de costos.

7.1.2 Factores físicos. Para el uso de las herramientas predictivas, se hace necesario el uso de computadores, mantenimiento, y el pago anual por licencias de uso (CMG y EOR), estos costos van asociados a la predicción de procesos de inyección, y por tanto, serán cuantificados en esta sección. Los costos físicos por año para el uso de la herramienta predictiva desarrollada se muestran en la tabla 96.

Tabla 96. Factores físicos. Modelo predictivo CHP

Concepto	Cantidad	Precio unitario	Total
Computador	1	\$ 2,000,000	\$ 2,000,000
Mantenimiento	1	\$ 200,000	\$ 200,000
Total			\$ 2,200,000

El simulador numérico CMG y el software EOR, son herramientas predictivas que necesitan licencia para su uso, asociado a un término de un año. Los costos de los factores físicos por año para un solo computador y usando el simulador CMG (licencia académica) o el software EOR, se presentan en la tabla 97 o tabla 98, respectivamente.

Tabla 97. Factores físicos. Simulador numérico CMG

Concepto	Cantidad	Precio unitario	Total
Computador	1	\$ 2,000,000	\$ 2,000,000
Mantenimiento	1	\$ 200,000	\$ 200,000
Licencia del simulador CMG	1	\$ 20,000,000	\$ 20,000,000
Total			\$ 22,200,000

Tabla 98. Factores físicos. Software EOR

Concepto	Cantidad	Precio unitario	Total
Computador	1	\$ 2,000,000	\$ 2,000,000
Mantenimiento	1	\$ 200,000	\$ 200,000
Licencia del software EOR	1	\$ 14,400,400	\$ 14,400,400
Total			\$ 16,600,400

Los costos físicos de las herramientas, difieren por el pago anual de licencias para su uso, logrando que el uso del simulador numérico CMG, sea más costoso que las otras dos herramientas predictivas.

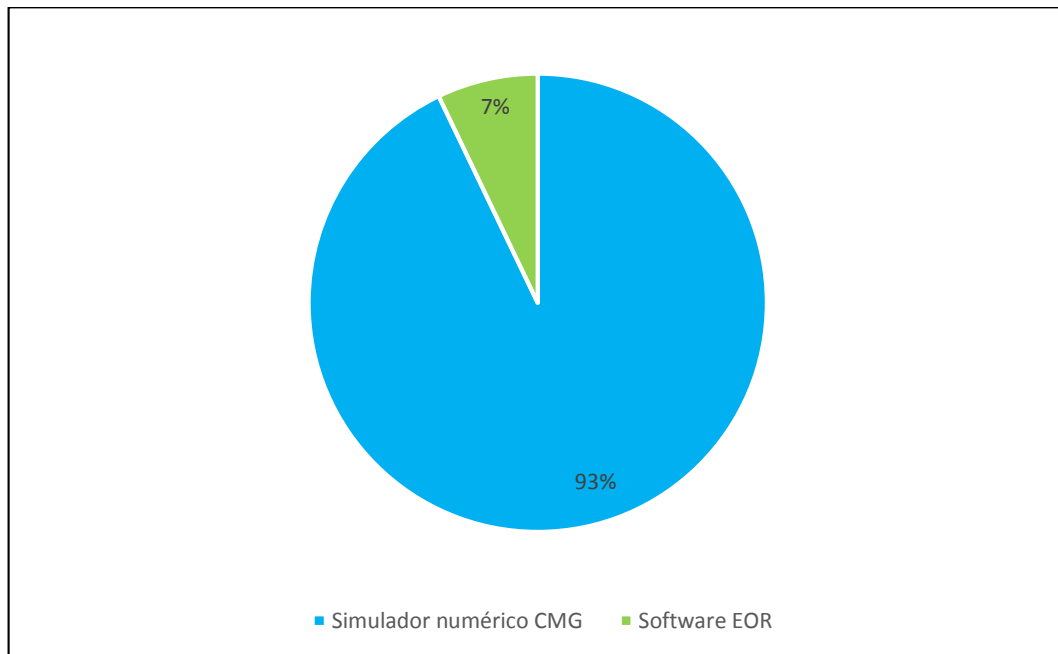
7.1.3 Comparación de costos asociados. Al realizar predicciones del comportamiento de un yacimiento bajo esquemas de inyección de químicos, se debe elegir entre el uso de simulación numérica o simulación analítica, esta última reduce en gran proporción el tiempo de predicción para obtención de resultados, además de la información de entrada necesaria.

Para realizar una comparación a nivel de costos de las tres herramientas evaluadas, se calculan los costos totales asociadas a cada una (factores físicos + factores humanos), los resultados se muestran en la tabla 99, y en la gráfica 177, se presenta los porcentajes de ahorro de cada una de las herramientas con respecto a la herramienta desarrollada.

Tabla 99. Comparación de costos asociados

Costos asociados a las herramientas predictivas	
Simulador numérico CMG	\$ 192,152,000
Aplicación desarrollada	\$ 4,088,355.56
Software EOR	\$ 18,488,755.56

Gráfica 177. Porcentajes de costos asociados a las herramientas



De lo anterior, se puede concluir que el ahorro por el uso del modelo predictivo desarrollado con respecto al simulador CMG, es del 93%, y el respectivo para el software EOR de 7%. Si se compara el simulador CMG, con la herramienta desarrollada, los costos del simulador son 47 veces más que los de la herramienta predictiva, lo que indica gran disminución de costos con el proyecto desarrollado.

7.2 INVERSIÓN PARA LA HERRAMIENTA PREDICTIVA DESARROLLADA

La comparación de costos en la sección anterior, no tiene en cuenta los costos de inversión asociados al desarrollo del proyecto, parte importante del análisis financiero, que debe ser usado para el cálculo del indicador Valor Presente Neto. Esta sección, se divide en tres partes que se describen a continuación:

7.2.1 Trabajo de los investigadores. Incluye el tiempo necesario para la recopilación de información, desarrollo del modelo predictivo, diseño, codificación y validación de la herramienta predictiva. El tiempo tomado para el desarrollo y culminación de la herramienta predictiva fue de 15 meses, las horas dedicadas en este tiempo se muestran en la tabla 100, con sus respectivos costos.

Tabla 100. Costos de inversión en tiempo de los investigadores

Concepto	Cantidad	Precio unitario
Trabajo de los investigadores (horas)	1,500	\$ 15,000
Número de investigadores	2	-
Total	3,000	\$ 45,000,000

7.2.2 Materiales e insumos. Para el desarrollo del proyecto, fue necesario el uso de material e insumos para cada una de las tareas realizadas a lo largo de los 15 meses, estos costos asociados se pueden observar en la tabla 101.

Tabla 101. Costos de inversión en materiales e insumos

Concepto	Cantidad	Precio unitario
Cartuchos de la impresora	4	\$ 32,000
Resmas de papel	3	\$ 9,000
Visual Basic 2008	1	\$ 1,437,159.92
Total		\$ 1,592,159.92

7.2.3 Asesorías. Por último, para realizar el cálculo de los costos de inversión del proyecto, se debe cuantificar el tiempo dedicado por el director de proyecto en el desarrollo y culminación del mismo, una descripción más detallada de estos costos se muestran en la tabla 102.

Tabla 102. Costos de inversión en tiempo del director

Concepto	Cantidad	Precio unitario
Director del proyecto	400	\$ 35,000
Total		\$ 14,000,000

7.3 FLUJO DE CAJA

El flujo de caja, muestra las variaciones de entrada y salida de efectivo durante un periodo de tiempo determinado. En este caso, las entradas o ingresos, se evalúan en términos de ahorro, es decir, el ahorro que se logra por el uso de la herramienta predictiva al ser comparado con CMG o EOR; y los costos o salidas, son los factores físicos y humanos para el desarrollo de la herramienta, además de los costos de inversión del proyecto. Al finalizar, se realiza el cálculo de VPN a 15 años para las dos comparaciones.

El Valor Presente Neto (VPN), es un indicador financiero que permite determinar si la inversión, genera un beneficio a lo largo de su vida útil, es decir, determina la rentabilidad de un proyecto, llevando el flujo futuro a un valor presente, este indicador se calcula con la ecuación 170.

Ecuación 170. Valor presente neto²⁰³

$$VPN = \frac{FC_1}{(1+i)^1} + \frac{FC_2}{(1+i)^2} + \frac{FC_3}{(1+i)^3} + \frac{FC_4}{(1+i)^4} + \dots + \frac{FC_n}{(1+i)^n}$$

Para poder aplicar la ecuación anterior, la tasa de interés debe ser calculada, esta tasa es el WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), que es una tasa de descuento usada por las empresas para descontar los flujos de cajas futuros al momento de la evaluación de un proyecto de inversión (ver ecuación 171).

Ecuación 171. Costo promedio ponderado de capital²⁰⁴

$$WACC = \frac{Ek_e + Dk_d(1 - T)}{E + D}$$

Dónde:

E = Valor de mercado del patrimonio de la empresa.

D = Valor de mercado de la deuda.

k_e = Costo capital del patrimonio.

k_d = Costo de la deuda.

T = Tasa impositiva.

²⁰³ GARCÍA SERNA, Oscar León. Administración Financiera: Fundamentos y Aplicaciones. Cali: Prensa Moderna, 1999. ISBN 958904106X. p. 342.

²⁰⁴ *Ibid.*, p. 328.

- * El valor del mercado del patrimonio de Ecopetrol S.A, es de \$ 221,801,425, basado en los flujos de caja libre de los años 2014 a 2018²⁰⁵.
- * La relación entre el valor de mercado de la deuda y el valor del patrimonio de la empresa es de 0.13²⁰⁶.
- * El costo capital del patrimonio (k_e), es decir, la tasa de retorno al accionista para el riesgo de inversión en Ecopetrol, es de 10.75%²⁰⁷.
- * El costo de la deuda (k_d), es de 5.50%²⁰⁸.
- * La tasa impositiva, es del 33%²⁰⁹.

Con los datos anteriores, se realiza el cálculo de la tasa de descuento, como se muestra a continuación:

$$\frac{D}{E} = 0.13$$

$$D = 0.13E = \$ 221,801,425 * 0.13 = \$ 28,834,185$$

$$WACC = \frac{(\$221,801,425 * 10.75\%) + (\$ 28,834,185 * 5.50\% * (1 - 33\%))}{\$ 221,801,425 + \$ 28,834,185}$$

$$WACC = 10.35\%$$

Esta es la tasa de descuento que Ecopetrol S.A, usa para los flujos de caja; si se compara con la tasa de referencia DTF (Depósito a Término Fijo), la cual es un promedio ponderado de las tasa de interés CDT a 90 días (Certificado de Depósito a Término), ofrecidas por las entidades financieras, que según el Banco de la República para la primera semana de octubre, es de 7.24%²¹⁰, se puede concluir que para Ecopetrol realizar proyectos de inversión resulta más rentable que lo que podría recuperar con inversiones en las entidades financieras.

²⁰⁵ ACOSTA PATIÑO, Wilman y TABERA AGUDELO, Marcela. Valoración de la empresa Ecopetrol S.A para su compra. Trabajo de grado Especialista en Gestión Financiera Empresarial. Medellín: Universidad de Medellín, 2014. p. 79.

²⁰⁶ Global Securities Colombia [en línea]. [Citado octubre 6, 2016]. Valoración Ecopetrol. Segunda ronda de emisión y colocación de acciones. Disponible en Internet: file:///D:/Downloads/Ecopetrol%20Emisi%C3%B3n%2020110727.pdf

²⁰⁷ *Ibíd.*

²⁰⁸ *Ibíd.*

²⁰⁹ *Ibíd.*

²¹⁰ Banco de la República [en línea]. [Citado octubre 3, 2016]. Disponible en Internet: <<http://www.banrep.gov.co/es/df>>.

En la tabla 103, se muestra el flujo de caja para la comparación entre el simulador numérico CMG y el software desarrollado CHP; los ingresos, se refieren al ahorro producido por el uso del software CHP, a comparación del simulador CMG, es decir, es la resta de los costos asociados al uso del simulador CMG, con respecto al uso del software CHP; la inversión solo se realiza una vez, es por esto, que no se tiene en cuenta para los años siguientes; los costos son los determinados en la sección 7.1; y por último la utilidad, se calcula con la ecuación 172.

Ecuación 172. Utilidad. Flujo de caja

$$Utilidad = Ingresos - (Inversión + Costos)$$

Tabla 103. Flujo de caja. Comparación CMG y CHP

Años	Ingresos (Ahorro)	Inversión	Costos	Utilidad
0	\$ -	\$ 60,592,160	\$ -	- \$ 60,592,160
1	\$ 188,063,644	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 183,975,289
2	\$ 188,063,644	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 183,975,289
3	\$ 188,063,644	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 183,975,289
4	\$ 188,063,644	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 183,975,289
5	\$ 188,063,644	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 183,975,289
6	\$ 188,063,644	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 183,975,289
7	\$ 188,063,644	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 183,975,289
8	\$ 188,063,644	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 183,975,289
9	\$ 188,063,644	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 183,975,289
10	\$ 188,063,644	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 183,975,289
11	\$ 188,063,644	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 183,975,289
12	\$ 188,063,644	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 183,975,289
13	\$ 188,063,644	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 183,975,289
14	\$ 188,063,644	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 183,975,289
15	\$ 188,063,644	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 183,975,289
VPN	\$ 1,187,847,064			
TIR	304%			

El valor presente neto a 15 años, es de \$ 1,187,847,064 lo cual indica la rentabilidad del proyecto al ser comparado con el simulador CMG. La tasa interna de rentabilidad, al dar un valor tan alto, demuestra la tasa de descuento mínima

para que el valor presente neto, sea igual a cero, es decir no haya pérdidas ni ganancias con la inversión realizada.

De la misma forma, se realiza el flujo de caja para la comparación entre el software CHP, y el software EOR, los resultados se muestran en la tabla 104.

Tabla 104. Flujo de caja. Comparación EOR y CHP

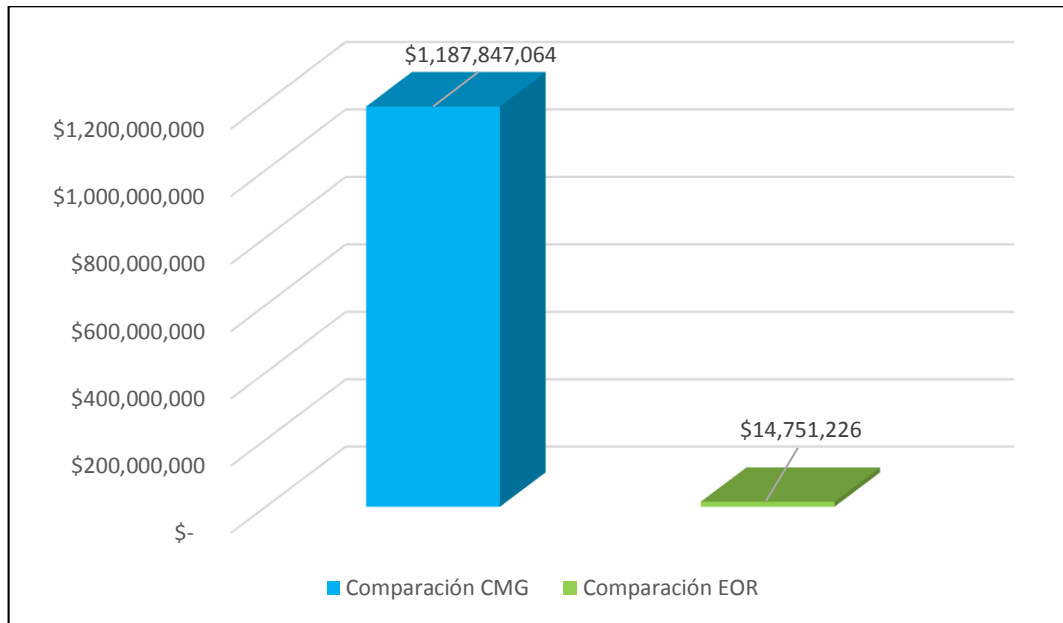
Años	Ingresos (Ahorro)	Inversión	Costos	Utilidad
0		\$ 60,592,160		- \$ 60,592,160
1	\$ 14,400,400	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 10,312,044
2	\$ 14,400,400	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 10,312,044
3	\$ 14,400,400	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 10,312,044
4	\$ 14,400,400	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 10,312,044
5	\$ 14,400,400	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 10,312,044
6	\$ 14,400,400	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 10,312,044
7	\$ 14,400,400	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 10,312,044
8	\$ 14,400,400	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 10,312,044
9	\$ 14,400,400	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 10,312,044
10	\$ 14,400,400	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 10,312,044
11	\$ 14,400,400	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 10,312,044
12	\$ 14,400,400	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 10,312,044
13	\$ 14,400,400	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 10,312,044
14	\$ 14,400,400	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 10,312,044
15	\$ 14,400,400	\$ -	\$ 4,088,355	\$ 10,312,044
VPN		\$ 14,751,226		
TIR		15%		

De lo anterior, se puede concluir que el ahorro asociado a la herramienta predictiva EOR, es el costo de la licencia del software, por el contrario, el ahorro o ingresos al comparar con el simulador CMG, es debido a tanto la licencia como el tiempo en dinero que un ingeniero de yacimientos se tarda en obtener resultados.

En la gráfica 178, se observa la diferencia entre los VPN a 15 años obtenidos de las dos comparaciones realizadas, al ser VPN positivos en los dos casos, se puede confirmar la viabilidad financiera del uso de la herramienta predictiva desarrollada. Al obtener un Valor Presente Neto mayor, al comparar con el simulador numérico CMG, confirma que las simulaciones analíticas son más

económicas, al reducir el tiempo de evaluación a comparación de las simulaciones numéricas.

Gráfica 178. Valor Presente Neto a 15 años



8. CONCLUSIONES

- * La recuperación de petróleo por inyección de químicos, se realiza cuando la recuperación primaria y secundaria no es suficiente para la extracción deseada de petróleo. Para considerar esta opción, se debe tener en cuenta las características tanto del yacimiento, como de los fluidos presentes en él, debido a que este tipo de recobro no aplica para todos los campos; además se debe realizar un estudio detallado para determinar la rentabilidad del proceso.
- * Los modelos predictivos para inyección de químicos, son soluciones analíticas rápidas para la predicción del comportamiento de un yacimiento a lo largo del tiempo. Estos modelos no logran la precisión de las simulaciones numéricas, pero dan aproximaciones a estos resultados con menor información de entrada.
- * La inyección de químicos, mejora la recuperación de petróleo al ser comparada con la inyección de agua. De los procesos evaluados para el modelo base, se ve una clara tendencia en la recuperación de petróleo; el orden de recuperación es: inyección de surfactante, inyección de polímero, y por último, con mayor recuperación de petróleo, la inyección de químicos surfactantes-polímeros convencional.
- * Con el fin de determinar los parámetros que afectan la inyección de los procesos de estudio, se realiza un análisis de sensibilidades identificando las variables más significativas para un proceso de inyección de surfactante-polímero, las cuales son: para el polímero, factor de resistencia residual, factor de resistencia máxima y volumen poroso inyectado; para el surfactante, tensión interfacial, saturación de petróleo residual y volumen poroso inyectado; para los dos procesos se tienen en cuenta los siguientes parámetros del yacimiento: permeabilidad promedio, coeficiente de Dykstra-Parsons y relación kv/kh; y como parámetro de los fluidos se tiene la razón de movilidad. Todos los parámetros muestran impacto significativo en la recuperación de petróleo, a excepción de los considerados para el químico surfactante.
- * Se desarrollaron cuatro correlaciones que predicen el comportamiento de los procesos de inyección, estas son: Modelo Predictivo PF arreglo normal de cinco puntos; Modelo Predictivo PF arreglo inverso de cinco puntos; Modelo

Predictivo SF, arreglo normal de cinco puntos; y Modelo Predictivo SPF, arreglo normal de cinco puntos. Estos modelos, son el resultado de ajustes de datos generados por el simulador numérico CMG para 1.02VP de inyección continua, con baches de polímero de 5%, 10%, 20%, 30% y 35%, y baches de surfactante de 1.25%, 2.5%, 4%, y 5%, obteniendo ajustes con coeficientes de determinación por encima de 0.8644, lo que indica un buen ajuste de los datos del modelo.

- * La aplicación desarrollada, es capaz de reproducir el comportamiento de recuperación de petróleo de un yacimiento bajo un esquema de inyección de agua, surfactante, polímero o surfactante-polímero, con poca información de entrada, y a un bajo costo, considerando simulaciones numéricas; además, permite la comparación de los resultados obtenidos con los resultados de otros modelos.
- * La estructura de la aplicación, muestra una interfaz gráfica sencilla, de fácil manejo y entendimiento, integrada por un conjunto de módulos, que permiten cálculos internos para las propiedades de los fluidos, la roca, los químicos inyectados, entre otros, reduciendo la cantidad de información requerida al usuario para la predicción del modelo.
- * De la validación, se puede concluir, que el modelo desarrollado, proporciona porcentajes de error menores al 11%, lo cual es aceptable, al ser comparadas con aplicaciones comerciales más robustas, que consideran mayor información de entrada y fenómenos del yacimiento diferentes.
- * El análisis financiero del proyecto, determina su rentabilidad, al ser comparado con dos herramientas predictivas como lo son: simulador CMG y software EOR, obteniendo un valor presente neto de \$1,187,847,064 para el simulador CMG y de \$14,751,226 para el software EOR, con una tasa interna de retorno de 304% y 15%, respectivamente. Lo cual indica el valor en pesos, del ahorro que puede lograr la empresa al usar la aplicación desarrollada a comparación de otras herramientas, que requieren de costos de licencia para su uso, o tardan más tiempo en obtener resultados.

9. RECOMENDACIONES

- * Realizar un modelo predictivo para la inyección de polímero, surfactante y surfactante-polímero, para otros tipos de arreglos de inyección.
- * Realizar un modelo predictivo para la inyección de álcali-surfactante-polímero (ASP), tanto para un arreglo normal, como inverso de cinco puntos.
- * Incluir otros modelos predictivos para la recuperación secundaria y terciaria de petróleo.
- * Ingresar el método predictivo Dykstra-Parsons para inyección de agua, con la incorporación de un módulo a partir de registros de pozo tipo.
- * Validar la herramienta predictiva en la evaluación de campos colombianos, en los que se hayan realizado procesos de recobro químico.
- * Proponer un proyecto que incorpore análisis de incertidumbre de las variables estudiadas, con herramientas como Crystal Ball.
- * Proponer un proyecto que incorpore el efecto de la degradación térmica, biológica, mecánica y de salinidad, en los diferentes polímeros.
- * Ampliar la base de datos de los polímeros considerados en la aplicación.
- * Ajustar modelos a partir de balances de masa y/o cantidad de movimiento.

BIBLIOGRAFÍA

ABDALLAH, Wael, et al. Los fundamentos de la mojabilidad. En: Oilfield review. 2007.vol. 19, no. 2, p. 48-67.

AHMED, Tarek. Reservoir engineering Handbook. 3rd ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2006. 1376 p. ISBN 9780750679725.

AL-ADASANI, Ahmad y BAI, Baojun. Recent developments and updated screening criteria of enhanced oil recovery techniques. En: International oil and gas conference and exhibition in china, 8-10 June, Beijing, China. 2010. no. SPE-130726-MS, p. 1-24.

AL-BAHAR, Mohammad, et al. Evaluation of IOR potential within Kuwait. En: Abu Dhabi international conference and exhibition, 10-13 October, Abu Dhabi, United Arab Emirates. 2004. no. SPE-88716-MS, p. 1-9.

ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRREZ GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el Campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol S.A. mediante simulación numérica. Bogotá, D.C.: Fundación Universidad de América, 2015. p. 1-240.

ALKHATIB, Ali y KING, Peter. An approximate dynamic programming approach to decision making in the presence of uncertainty for surfactant-polymer flooding. En: COMPUTATIONAL GEOSCIENCES. 2014. vol. 18, p. 243-263.

ALONSO RODRÍGUEZ, Francisco Javier. Propiedades Físicas: densidad y porosidad [en línea]. [Citado Abril, 2015]. Disponible en Internet: https://www.researchgate.net/publication/237009661_PROPIEDADES_FISICAS_DENSIDAD_Y_POROSIDAD.

ALSHEHRI, Amar J., et al. Numerical and experimental analysis of recovery mechanisms in chemical floods. En: SPE Middle East Oil & Gas show and conference, Manama, Bahrain. Marzo de 2015. no. SPE-172825-MS, p. 1-16.

[Anónimo] Clasificación de areniscas [en línea]. [Citado Septiembre 13, 2015]. Disponible en Internet: <http://gaia.geologia.uson.mx/academicos/amontijores/clasare.htm>

[Anónimo] Nómina [en línea]. Enero 7. [Citado Mayo 13, 2016]. Disponible en Internet: <http://www.gerencie.com/nomina.html>.

ARELLANO VARELA, Jesús Enrique. Métodos de recuperación mejorada de petróleo con aditivos químicos. Buenos Aires, Argentina: Monografías, 2007. 19 p.

AZIZ, Khalid y SETTARI, Antonín. Petroleum reservoir simulation. London: Applied Science Publishers Ltd., 1979. 476 p. ISBN 9780853347873.

BÁNZER S., Carlos. Correlaciones numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. 140 p.

BARON BETANCOURTH, Andrés Sebastian; CARREÑO RUGE, Santiago y JIMÉNEZ GOMÉZ, Jaime. Determinación de la viabilidad de la inyección de polímeros teniendo en cuenta el impacto de la heterogeneidad y la alta razón de movilidad del fluido inyectado durante el recobro con polímeros en el Campo Chichimene. Bogotá, D.C.: Fundación Universidad de América, 2016. p. 1-115.

BERG, Robert R. Reservoir sandstones. United States of America: Prentice-Hall, Inc., 1986. 481 p.

BONDOR, P. L.; HIRASAKI, G. J. y THAM, M. J. Mathematical simulation of polymer flooding in complex reservoirs. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL. Octubre de 1972. vol. 12, no. SPE-3524-PA, p. 369-382.

CHAPRA, Steven C., *et al.* Métodos numéricos para ingenieros. 5a ed. México: McGraw-Hill, 2007. 977 p. ISBN 9789701061145.

CONTRERAS PUERTO, Oscar Michel y RODRÍGUEZ CARDENAS, Wilmar Alexander. Desarrollo de la metodología para estimar el gradiente de fractura de la formación K1 de un campo de la superintendencia de operaciones Apiay. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008. p. 1-282.

COSSÉ, René. Basics of reservoir engineering. Éditions Technip, 1993. 376 p.

CRAIG, Forrest F. The reservoir engineering aspects of waterflooding. 2nd ed. New York: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers of AIME, 1971. 134 p.

DAKE, Laurence Patrick. The practice of reservoir engineering. Revisada ed. Elsevier, 2001. 570 p.

DANESH, Ali. PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier, 1998. 400 p.

Department of Energy of the United States of America y Ministry of Energy and Mines of the Republic of Venezuela. Chemical flood predictive model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-5. 1986. 370 p.

Department of Energy of the United States of America y Ministry of Energy and Mines of the Republic of Venezuela. Polymer predictive model, Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery, Fossil Energy Report III-4. 1986. 394 p.

DICKSON, Jasper Lane; LEAHY-DIOS, Alana y WYLIE, Philip L. Development of improved hydrocarbon recovery screening methodologies. En: SPE improved oil recovery symposium, 24-28 April, Tulsa, Oklahoma, USA. 2010. no. SPE-129768-MS, p. 1-10.

DONALDSON, Erle C.; CHILINGARIAN, George V. y YEN, Teh Fu. Enhanced oil recovery, I: Fundamentals and analyses. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier, 1985. 357 p. ISBN 9780444422064.

DONALDSON, Erle C.; CHILINGARIAN, George V. y YEN, Teh Fu. Enhanced oil recovery, II: Processes and operations. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier, 1989. 604 p.

DUGSTAD, Ø., et al. Tracer monitoring of enhanced oil recovery projects. En: EPJ WEB OF CONFERENCES. Mayo de 2013. vol. 50, p. 1-7.

ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Neiva, Huila, Colombia: Universidad Surcolombiana, 2008. 218 p.

FURNIVAL, Steve. PVT Analysis for compositional simulation. Oxford: 2000. 100 p.

GOLDBURG, Arnold y PRICE, Harvey. Selection of reservoirs amenable to micellar flooding. United States of America: U.S. Department of Energy, 1980. 245 p.

GOODMAN, Richard E. Introduction to rock mechanics. 2nd ed. Wiley, 1989. 562 p.

GREEN, Don W. y WILLHITE, G. Paul. Enhanced oil recovery. Richardson, Texas: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998. 545 p. ISBN 9781555630775.

HIRASAKI, G. J. y POPE, G. A. Analysis of factors influencing mobility and adsorption in the flow of polymer solution through porous media. En: Society of Petroleum Engineers Journal. Agosto de 1974.vol. 14, no. SPE-4026-PA, p. 337-346.

HONARPOUR, Mehdi Matt; KOEDERITZ, Leonard F. y HARVEY, Herbert A. Relative permeability of petroleum reservoirs. Boca Raton, Florida: CRC Press Inc., 1986. 143 p.

INFORMACIÓN TECNOLÓGICA. Chile. vol. 8, no. 2. ISSN 07168756.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Trabajos escritos: Presentación y referencias bibliográficas. NTC 1486. Sexta Actualización. Bogotá D.C.: ICONTEC, 2008. 110 p.

_____. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.: ICONTEC, 2008. 33 p.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónica. NTC 4490. Bogotá D.C.: ICONTEC, 1998. 23 p.

IRIONDO, Martín Horacio. Introducción a la geología. Argentina: Brujas, 2009. 329 p.

JIMÉNEZ MOLANO, Ana María. Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (surfactantes, polímeros y miscelares) mediante analogías. Bucaramanga, Colombia.: Universidad Industrial de Santander, 2009. p. 1-127.

JIN, Baoguang, et al. Numerical simulation of surfactant-polymer flooding. En: Chemistry and technology of fuels and oils. Marzo de 2014.vol. 50, no. 1, p. 55-70.

LITTMANN, Wolfgang. Polymer flooding. The Netherlands: Elsevier, 1988. 211 p.

MARTINEZ C., Manuel O. Elaboración de un algoritmo para generar mapas de heterogeneidad a partir de datos petrofísicos de un yacimiento. Caracas, Venezuela.: Universidad Central de Venezuela, 2013. p. 1-116.

MOLLAEI, Alireza; DELSHAD, Mojdeh y LI, Zhitao. A novel forecasting model for chemical flooding enhanced oil recovery. En: SPE annual technical conference and exhibition, 30 September - 2 October, New Orleans, Louisiana, USA. 2013. no. SPE-166157, p. 1-24.

MOYANO ALZATE, Sebastián y PALACIO BAYONA, Eduardo Andrés. Estudio de viabilidad de la implementación de inyección cíclica de surfactantes complementada con inyección continua de polímeros en patrones de 5 y 7 puntos en un campo de crudo mediano de Ecopetrol mediante simulación numérica. Bogotá, D.C.: Fundación Universidad de América, 2015. p. 1-352.

MUSKAT, M. y WYCKOFF, Ralph Dewey. The flow of homogeneous fluids through porous media. Ann Arbor, Michigan: J. W. Edwards, Inc., 1946. 763 p.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S. A., 2001. 400 p. ISBN 9802967920.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A., 2009. 561 p. ISBN 9789801230489.

PAUL, George W., et al. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. En: SPE California regional meeting, 24-26 March, San Francisco, California. 1982. no. SPE-10733, p. 1-20.

PEACEMAN, Donald W. Fundamentals of numerical reservoir simulation. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier, 1977. 176 p.

R.S., Jones Jr, et al. A predictive model for water and polymer flooding. En: SPE enhanced oil recovery symposium, 15-18 April, Tulsa, Oklahoma. 1984. no. SPE/DOE-12653, p. 1-14.

SATTER, Abdus; IQBAL, Ghulam M. y BUCHWALTER, James L. Practical enhanced reservoir engineering: Assisted with simulation software. United States of America: PennWell Books, 2008. 688 p.

Schlumberger, et al. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR? En: OILFIELD REVIEW. 2011. vol. 22, no. 4, p. 16-35.

Schlumberger; ANDERSEN, Mark y KLEMIN, Denis. Definición del concepto de permeabilidad: el flujo de fluidos a través de los poros. En: Oilfield review. 2014. vol. 26, no. 3, p. 68-70.

SCHRAMM, Laurier L. Surfactants: Fundamentals and applications in the petroleum industry. United Kingdom: Cambridge University Press, 2000. 621 p.

SELVAS GONZÁLEZ, Francisco Parana y BAUTISTA GONZÁLEZ, Christian. Caracterización de carbonatos en núcleos de pozo en la plataforma de Yucatán - Pozo Tecoh. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México, 2015. p. 1-113.

SHAH, Dinesh Ochhavlal y SCHECHTER, Robert Samuel. Improved oil recovery by surfactant and polymer flooding. United States of America: Academic Press, Inc, 1977. 578 p.

SHENG, James J. Modern chemical enhanced oil recovery: Theory and practice. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2010. 648 p.

SHENG, James J. Enhanced oil recovery field case studies. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2013. 712 p.

SORBIE, Kenneth S. Polymer-improved oil recovery. United States of America: Springer Science & Business Media, 1991. 359 p.

TIAB, Djebbar y DONALDSON, Erle C. Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2nd ed. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2004. 900 p. ISBN 9780750677110.

Trejo Ortiz, María del Carmen. Aplicación de la geomecánica en la estabilidad del agujero de un pozo de la región sur. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México, 2009. p. 1-142.

USECHE L., Yino R. Modelaje numérico del proceso de inyección de álcali-surfactante-polímero (ASP) a escala de laboratorio usando el simulador Stars. Caracas, Venezuela.: Universidad Central de Venezuela, 2013. p. 1-119.

VARGAS PEÑA, Jennifer Lorena y CASTRO GARCÍA, Rubén Hernán. Estudio de la viabilidad técnica en etapa temprana de procesos de recobro químico (álcali-surfactante-polímero) mediante simulación numérica en el Campo Yariguí-Cantagallo. Bogotá D.C.: Fundación Universidad América, 2014. p. 1-194.

WARREN, J. E. y PRICE, H. S. Flow in heterogeneous porous media. En: Society of Petroleum Engineers Journal. Septiembre de 1961. vol. 1, no. SPE-1579-G, p. 153-169.

WILLHITE, G. P. Waterflooding. 3rd ed. Society of Petroleum Engineers, 1986. 326 p. ISBN 9781555630058.

ZHANG, Guoyin y SERIGHT, Randall. Effect of concentration on HPAM retention in porous media. En: SPE journal. vol. 19, no. 3, p. 1-8.

ANEXOS

ANEXO A
MÉTODO DE BISECCIÓN

El método de bisección, es un método cerrado para el cálculo de raíces de ecuaciones, al necesitar valores de límite superior e inferior para determinar la raíz. Este método aprovecha que hay cambio de signo en una función, cuando esta se acerca a una raíz.

Este método, es un tipo de búsqueda incremental en el que el intervalo se divide siempre a la mitad. Si la función cambia de signo sobre un intervalo, se evalúa el valor de la función en el punto medio. La posición de la raíz se determina situándola en el punto medio del subintervalo, dentro del cual ocurre un cambio de signo. El proceso se repite hasta obtener una mejor aproximación²¹¹.

A continuación se muestra el paso a paso del método²¹²:

1. Elija los valores iniciales inferior (x_L) y superior (x_R), que encierren la raíz, de forma tal que la función cambie de signo en el intervalo. Esto se verifica comprobando que $f(x_L) * f(x_R) < 0$.
2. Una aproximación de la raíz (APP), se determina mediante la siguiente expresión:

Ecuación A1. Aproximación de la raíz

$$APP = \frac{x_L + x_R}{2}$$

3. Realice las siguientes evaluaciones para determinar en qué subintervalo está la raíz.
 - * Si $f(x_L) * f(APP) < 0$, entonces la raíz se encuentra dentro del subintervalo inferior o izquierdo. Por lo tanto, haga $x_R = APP$ y vuelva al paso 2.
 - * Si $f(x_L) * f(APP) > 0$, entonces la raíz se encuentra dentro del subintervalo superior o derecho. Por lo tanto, haga $x_L = APP$ y vuelva al paso 2.
 - * Si $f(x_L) * f(APP) = 0$, la raíz es igual a APP ; termina el cálculo.

²¹¹ CHAPRA, Steven C., et al. Métodos cerrados. En: Métodos numéricos para ingenieros. 5a ed. México: McGraw-Hill, 2007. p. 125.

²¹² *Ibid.*, p. 124.

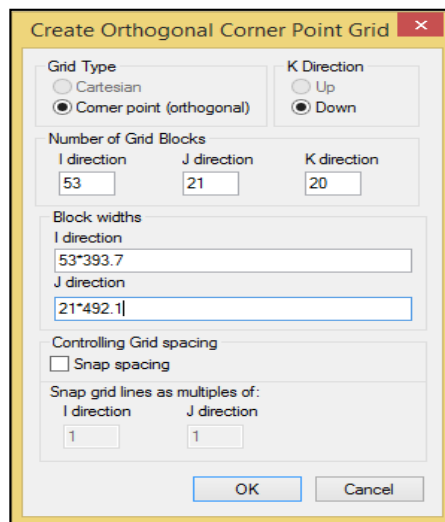
ANEXO B

DESCRIPCIÓN DEL ARREGLO DE INYECCIÓN INVERSO DE CINCO PUNTOS

A continuación, se describe brevemente el modelo de simulación base para un arreglo inverso de cinco pozos, usado para la predicción de inyección de agua y de polímero.

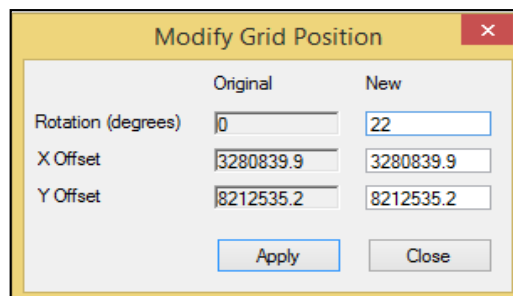
Para la grilla se considera un sistema de coordenadas ortogonales, para celdas de punto de esquina. Se compone de 22,260 celdas, distribuidas de la siguiente manera: 53 celdas en la dirección X, 21 celdas en la dirección Y, y 20 celdas en la dirección Z; con una resolución geológica de 393.7 ft en X y 492.1 ft en Y.

Figura B1. Creación de la grilla



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

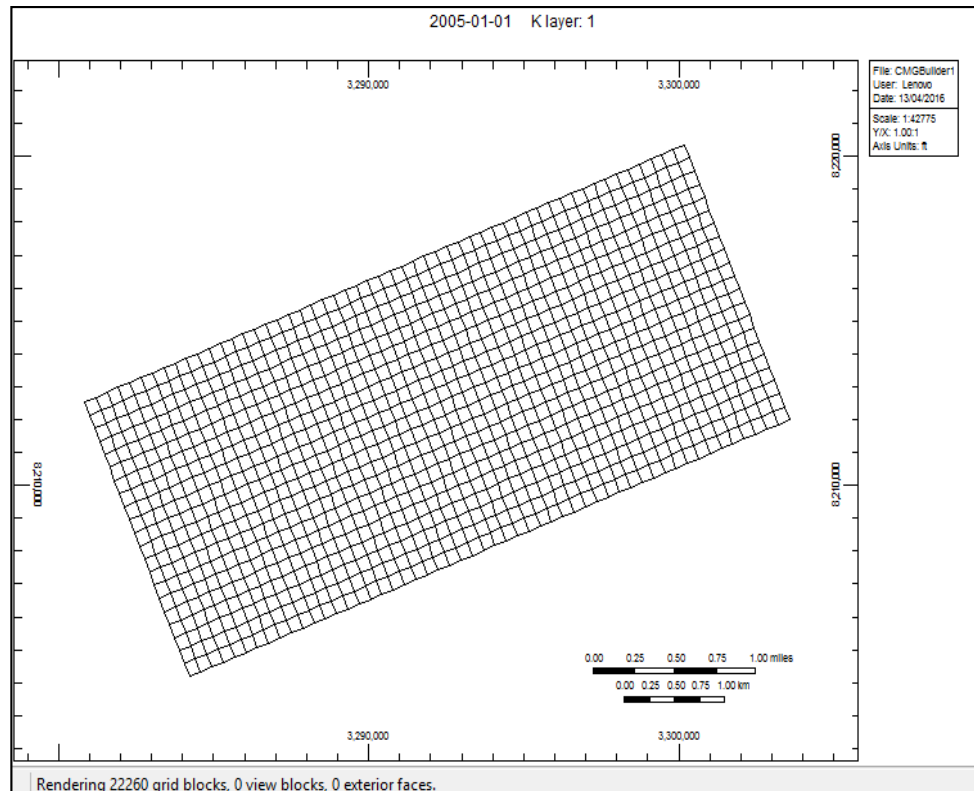
Figura B2. Posición de la grilla



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Además, se considera que existe una rotación de 22°, y una translación en X de 3,280,839.9 ft y en Y de 8,212,535.2, como se muestra en la figura B2 La figura B3, muestra la grilla creada para el modelo base de simulación

Figura B3. Grilla del modelo base

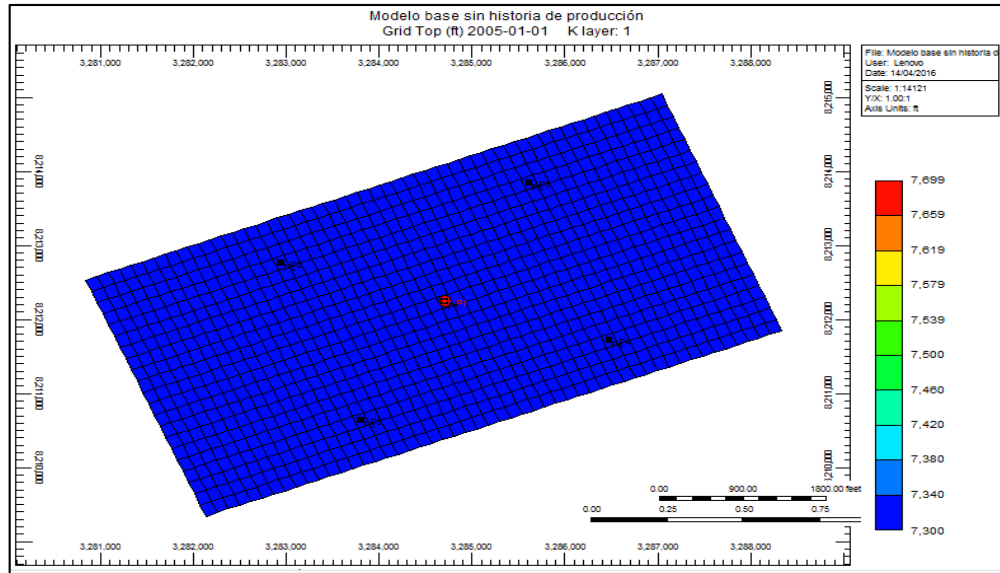


Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa].
Versión 2015.

Las secciones Reservorio, Componentes, Interacción roca-fluido, Condiciones iniciales y Métodos numéricos, poseen la misma información descrita en la sección 3.1, para el arreglo normal de cinco pozos. En la figura B4, se muestra la distribución de los pozos en la malla.

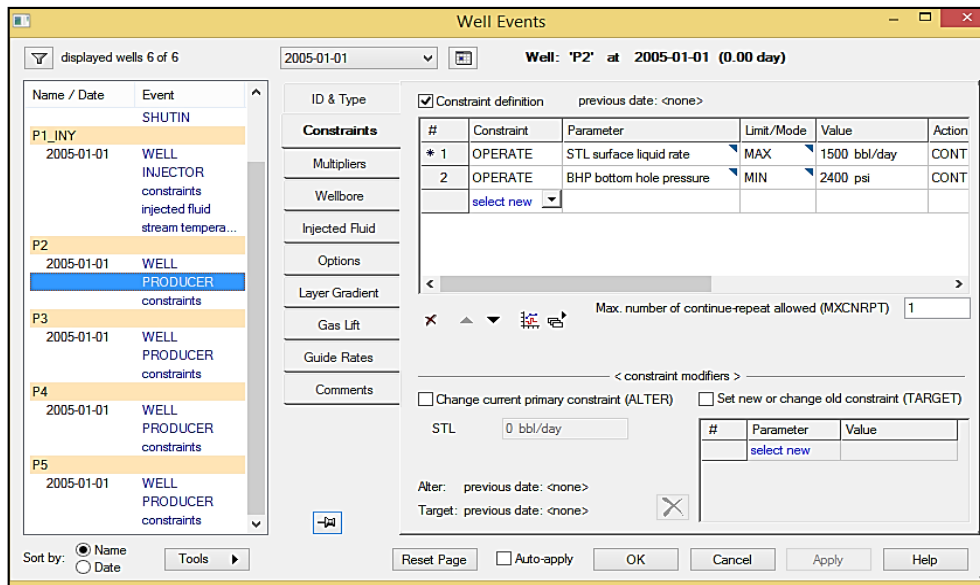
A la fecha de inicio, el control primario de los pozos productores, tasa líquida en superficie máxima, es de 1,500 Bbl/día, y el secundario, presión de fondo, es de 2,400 psi (figura B5). Los controles establecidos para el pozo inyector (P1_INY), se muestran en la figura B6.

Figura B4. Arreglo inverso de cinco pozos



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

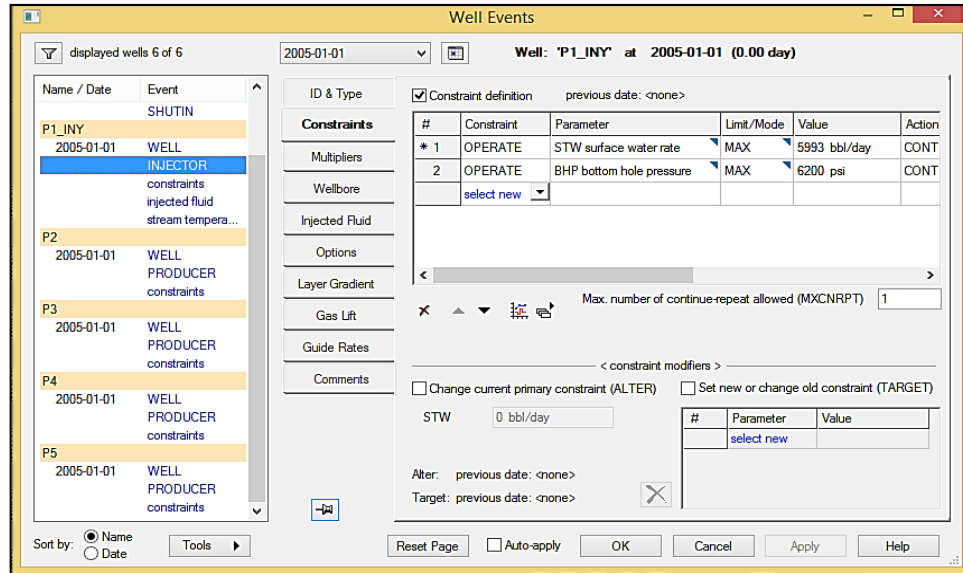
Figura B5. Controles primarios y secundarios de los pozos



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

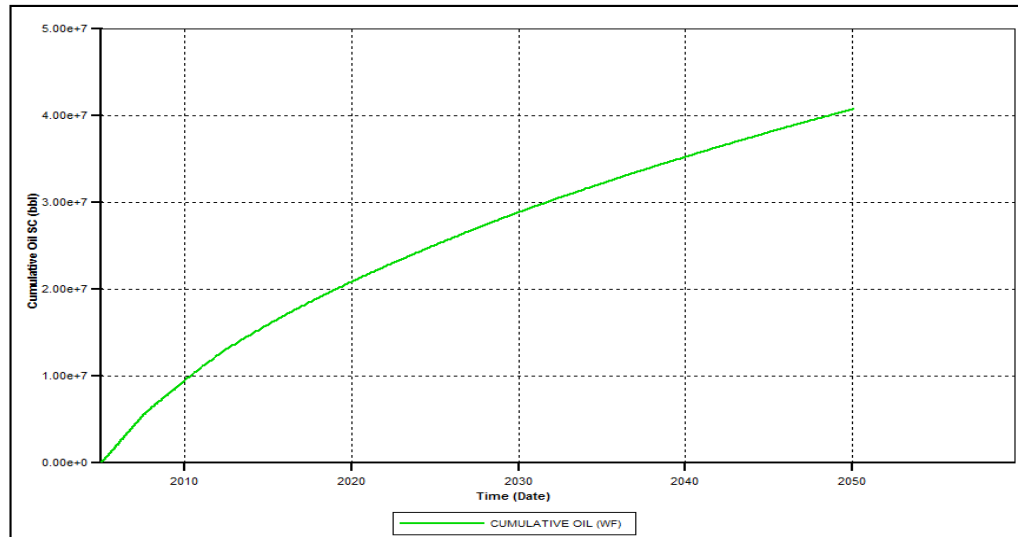
En la gráfica B1, se observa el petróleo acumulado en el tiempo para la inyección de agua, el cual alcanza $4.07047E^{+07}$ Bbl para el año 2050.

Figura B6. Controles del pozo inyector



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica B1. Petróleo acumulado por inyección de agua



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

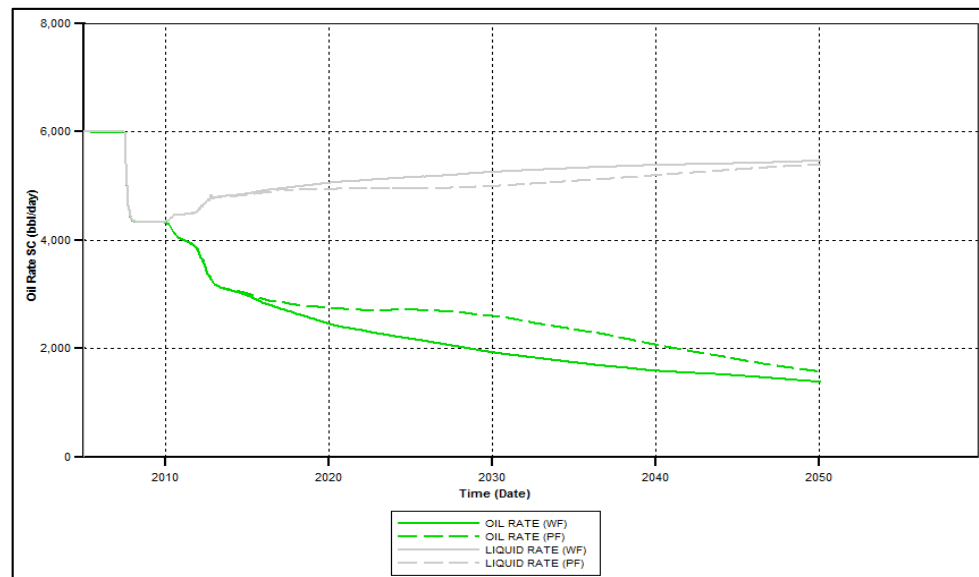
Para generar el modelo base, se inyecta 10% de volumen poroso; en la tabla B1, se muestra las fechas de inicio y finalización de la inyección de polímero. El control primario de inyección, tasa líquida en superficie es de 5,993 Bbl/día; y el

control secundario, presión de fondo de pozo, es de 6,200 psi, al igual que en la inyección de agua.

Tabla B1. Parámetros para cálculo de fechas de inyección de polímero

Fechas de inyección PF	
Inyección (Bbl/día)	5,993
Inyección(Días)	1,922.38
Inyección(Años)	5.3
Volumen Poroso (Bbl)	115,208,727
Volumen Inyección (Bbl)	11,520,873
Factor Volumen total	10%
h yacimiento (ft)	420
Φ_E promedio (%)	29.40%
Área patrón (ft ²)	5,238,881
Área patrón (acres)	120
Fecha Inicio PF	01/05/2011
Fecha Fin PF	04/08/2016

Gráfica B2. Tasa de producción de petróleo y tasa líquida vs. Tiempo

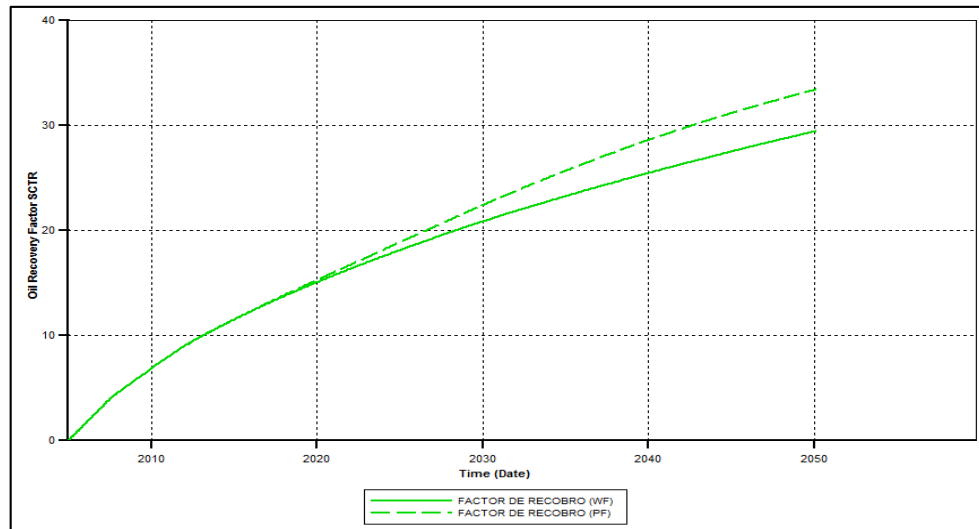


Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

En la gráfica B3, se observa que el factor de recobro aumenta de 29.41% para inyección de agua, a 33.38% para inyección de polímero.

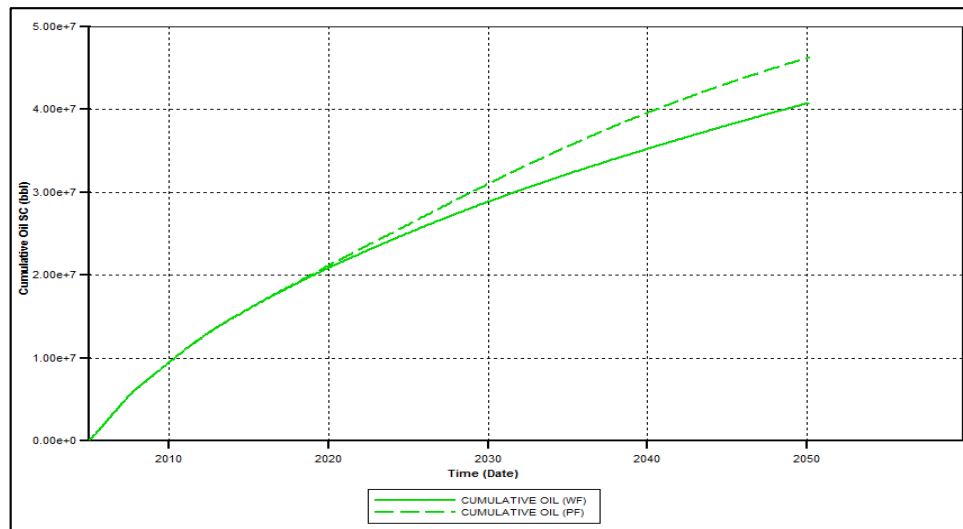
En la gráfica B4, se observa el aumento del petróleo producido acumulado de la inyección de polímero con respecto a la inyección de agua, incrementa desde $4.07E^{+07}$ Bbl a $4.61E^{+07}$ Bbl. Y en la gráfica B5, se muestra la disminución del agua producida acumulada.

Gráfica B3. Factor de recobro vs. Tiempo. Inyección de polímero



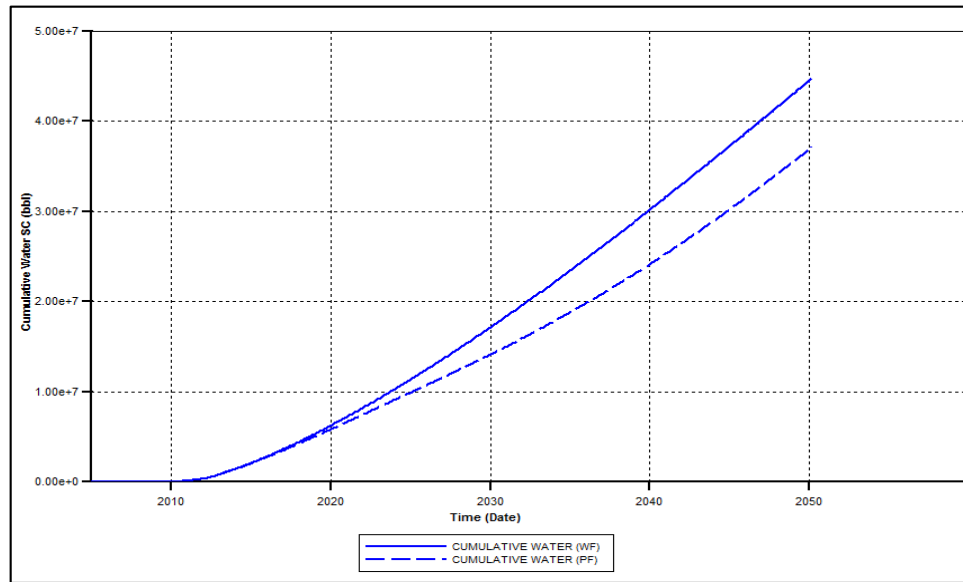
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica B4. Petróleo acumulado producido vs. Tiempo. Inyección de polímero



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica B5. Agua acumulada producida vs. Tiempo. Inyección de polímero



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa].
Versión 2015.

ANEXO C
ANÁLISIS PVT DEL MODELO

Tabla C1. Información PVT antes del punto de burbuja²¹³

<i>P (psia)</i>	<i>Rs (PCN/BN)</i>	<i>Bo (BY/BN)</i>	<i>z</i>	<i>μo (cP)</i>	<i>μg (cP)</i>
14.7	0	1.08890	0.99830	99.50100	0.01239
264.7	35.27361	1.11762	0.97022	73.78526	0.01256
514.7	73.03125	1.14710	0.94316	57.14909	0.01284
764.7	111.95731	1.17736	0.91783	46.64632	0.01323
1014.7	152.05180	1.20841	0.89488	39.95040	0.01370
1264.7	193.31471	1.24029	0.87491	35.35442	0.01426
1514.7	235.74605	1.27300	0.85845	31.77109	0.01490
1764.7	279.34581	1.30658	0.84595	28.73276	0.01561
2014.7	324.11400	1.34104	0.83783	26.39140	0.01637
2264.7	370.05061	1.37642	0.83441	25.51863	0.01718
2439.7	400	1.39953	0.83498	23.97280	0.01777

Tabla C2. Información PVT después del punto de burbuja²¹⁴

<i>P (psia)</i>	<i>μo (cP)</i>	<i>Bo (BY/BN)</i>
2439.7	23.97280	1.39953
2514.7	24.07910	1.39877
3014.7	24.80000	1.39371
3514.7	25.54248	1.38868
4014.7	26.30720	1.38367
4514.7	27.09481	1.37867
5014.7	27.90600	1.37369
5514.7	28.74147	1.36873
6014.7	29.60196	1.36379
6514.7	30.48821	1.35886
7014.7	31.40100	1.35395
7514.7	32.34111	1.34906

²¹³ VARGAS. Op. cit., p. 134.²¹⁴ VARGAS. Op. cit., p. 134.

ANEXO D
PERMEABILIDADES RELATIVAS DEL MODELO

Tabla D1. Permeabilidades relativas del modelo²¹⁵

<i>Sw</i>	<i>Krw</i>	<i>Kro</i>	<i>Pc</i>
0.460000	0	1	0.865000
0.4603705	1.140000E-07	0.99999900	0.8573050
0.4603900	0.000000120	0.99999811	0.8569000
0.4607410	1.146000E-06	0.99998200	0.8496100
0.4607800	0.000001260	0.99997680	0.8488000
0.4614820	4.986000E-06	0.99992300	0.8342200
0.4615600	0.000005400	0.99991184	0.8326000
0.4622230	1.177500E-05	0.99981700	0.8188300
0.4623400	0.000012900	0.99979411	0.8164000
0.4629640	2.101200E-05	0.99967200	0.8034400
0.4631200	0.000023040	0.99963537	0.8002000
0.4637050	3.222000E-05	0.99949800	0.7880500
0.4639000	0.000035280	0.99944600	0.7840000
0.4655575	6.475800E-05	0.99900400	0.7495750
0.4658500	0.000069960	0.99891100	0.7435000
0.4674100	1.030800E-04	0.99841500	0.7111000
0.4678000	0.000111360	0.99828511	0.7030000
0.4711150	1.850000E-04	0.99718100	0.6341500
0.4717000	0.000198000	0.99697874	0.6220000
0.4748200	0.000270000	0.99590000	0.5572000
0.4756000	0.000288000	0.99539407	0.5410000
0.4795000	0.000360000	0.99286443	0.4600000
0.4945540	0.000637920	0.98310000	0.3326200
0.4990000	0.000720000	0.97875178	0.2950000
0.5142880	0.001096320	0.96380000	0.2362000
0.5185000	0.001200000	0.95851716	0.2200000
0.5340610	0.001678800	0.93900000	0.1801000
0.5380000	0.001800000	0.93303182	0.1700000
0.5537950	0.002286000	0.90910000	0.1335500
0.5575000	0.002400000	0.90264150	0.1250000
0.5735290	0.003139800	0.87470000	0.1007806
0.5770000	0.003300000	0.86788896	0.0955360
0.5933020	0.005055600	0.83590000	0.0786822
0.5965000	0.005400000	0.82893162	0.0753760
0.6130360	0.008045760	0.79290000	0.0649337
0.6160000	0.008520000	0.78585573	0.0630620
0.6327700	0.011512800	0.74600000	0.0535487
0.6355000	0.012000000	0.73898619	0.0520000
0.652543	0.015146400	0.69520000	0.04500800

²¹⁵ ALDANA. Op. cit., p. 181-182.

Tabla D1. (Continuación)²¹⁶

<i>Sw</i>	<i>Krw</i>	<i>Kro</i>	<i>Pc</i>
0.660000	0.015600000	0.68842688	0.04400000
0.672277	0.019321200	0.64080000	0.03702275
0.674500	0.019800000	0.63425514	0.03612500
0.692011	0.024094236	0.58270000	0.02796577
0.694000	0.024582000	0.57652367	0.02703900
0.711784	0.030070416	0.52130000	0.02054921
0.713500	0.030600000	0.51565652	0.01992300
0.731518	0.036698400	0.45640000	0.01815908
0.733000	0.037200000	0.45127826	0.01801400
0.751252	0.043658400	0.38820000	0.01732510
0.752500	0.044100000	0.38369349	0.01727800
0.771025	0.048375000	0.31680000	0.01694170
0.772000	0.048600000	0.31311423	0.01692400
0.790759	0.052063200	0.24220000	0.01545791
0.791500	0.052200000	0.23928241	0.01540000
0.810493	0.055414200	0.16450000	0.01481560
0.811000	0.055500000	0.16242821	0.01480000
0.830266	0.058464000	0.08370000	0.01360748
0.830500	0.058500000	0.08245940	0.01359300
0.834400	0.059100000	0.06178272	0.01174100
0.835199	0.059157662	0.05754400	0.01117100
0.838300	0.059381280	0.04171376	0.00896050
0.840133	0.059508575	0.03235500	0.00765367
0.842200	0.059652120	0.02227285	0.00618000
0.842599	0.059678639	0.02032300	0.00578261
0.844150	0.059781480	0.01399442	0.00424150
0.845067	0.059832381	0.01025300	0.00333041
0.846053	0.059887181	0.00669600	0.00234952
0.846100	0.059889780	0.00655579	0.00230300
0.846880	0.059928000	0.00421904	0.00184240
0.847040	0.059934519	0.00374000	0.00174798
0.847660	0.059959800	0.00237562	0.00138180
0.848027	0.059970770	0.00156900	0.00116532
0.848440	0.059983140	0.00106498	0.00092120
0.849013	0.059992622	0.00036600	0.00058266
0.849220	0.059996040	0.00022355	0.00046060
0.849506	0.059998730	0.00002600	0.00029133
0.849610	0.059999700	2.06000E ⁻⁰⁵	0.00023030
0.85	0.06	0	0

²¹⁶ ALDANA. Op. cit., p. 181-182.

ANEXO E
TRAYECTORIA DE LOS POZOS

Tabla E1. Trayectoria del pozo 1 (Inyector 1)

Trayectoria	Capa	WI (md*ft)	Longitud (ft)	Tope del bloque (ft)	Base del bloque (ft)
1 1 1	Surface	12,205.332	21	7300	7321
1 1 2	1	17,418.058	21	7321	7342
1 1 3	2	18,012.172	21	7342	7363
1 1 4	3	67,695.668	21	7363	7384
1 1 5	4	16,593.265	21	7384	7405
1 1 6	5	5,914.919	21	7405	7426
1 1 7	6	26,449.464	21	7426	7447
1 1 8	7	8,095.417	21	7447	7468
1 1 9	8	9,942.954	21	7468	7489
1 1 10	9	75,950.038	21	7489	7510
1 1 11	10	49,926.722	21	7510	7531
1 1 12	11	14,70.663	21	7531	7552
1 1 13	12	12,914.165	21	7552	7573
1 1 14	13	49,981.385	21	7573	7594
1 1 15	14	12,510.243	21	7594	7615
1 1 16	15	19,254.304	21	7615	7636
1 1 17	16	14,332.38	21	7636	7657
1 1 18	17	88,688.965	21	7657	7678
1 1 19	18	9,259.337	21	7678	7699
1 1 20	19	31,101.089	21	7699	7720

Tabla E2. Trayectoria del pozo 2 (Inyector 2)

Trayectoria	Capa	WI (md*ft)	Longitud (ft)	Tope del bloque (ft)	Base del bloque (ft)
53 53 1	Surface	12,205.332	21	7300	7321
53 53 2	1	17,418.058	21	7321	7342
53 53 3	2	18,012.172	21	7342	7363
53 53 4	3	67,695.668	21	7363	7384
53 53 5	4	16,593.265	21	7384	7405
53 53 6	5	5,914.919	21	7405	7426
53 53 7	6	26,449.464	21	7426	7447
53 53 8	7	8,095.417	21	7447	7468
53 53 9	8	9,942.954	21	7468	7489
53 53 10	9	75,950.038	21	7489	7510
53 53 11	10	49,926.722	21	7510	7531
53 53 12	11	14,70.663	21	7531	7552

Tabla E2. (Continuación)

<i>Trayectoria</i>	<i>Capa</i>	<i>WI (md*ft)</i>	<i>Longitud (ft)</i>	<i>Tope del bloque (ft)</i>	<i>Base del bloque (ft)</i>
53 53 13	12	12,914.165	21	7552	7573
53 53 14	13	49,981.385	21	7573	7594
53 53 15	14	12,510.243	21	7594	7615
53 53 16	15	19,254.304	21	7615	7636
53 53 17	16	14,332.38	21	7636	7657
53 53 18	17	88,688.965	21	7657	7678
53 53 19	18	9,259.337	21	7678	7699
53 53 20	19	31,101.089	21	7699	7720

Tabla E3. Trayectoria del pozo 3 (Inyector 3)

<i>Trayectoria</i>	<i>Capa</i>	<i>WI (md*ft)</i>	<i>Longitud (ft)</i>	<i>Tope del bloque (ft)</i>	<i>Base del bloque (ft)</i>
1 53 1	Surface	12,205.332	21	7300	7321
1 53 2	1	17,418.058	21	7321	7342
1 53 3	2	18,012.172	21	7342	7363
1 53 4	3	67,695.668	21	7363	7384
1 53 5	4	16,593.265	21	7384	7405
1 53 6	5	5,914.919	21	7405	7426
1 53 7	6	26,449.464	21	7426	7447
1 53 8	7	8,095.417	21	7447	7468
1 53 9	8	9,942.954	21	7468	7489
1 53 10	9	75,950.038	21	7489	7510
1 53 11	10	49,926.722	21	7510	7531
1 53 12	11	14,70.663	21	7531	7552
1 53 13	12	12,914.165	21	7552	7573
1 53 14	13	49,981.385	21	7573	7594
1 53 15	14	12,510.243	21	7594	7615
1 53 16	15	19,254.304	21	7615	7636
1 53 17	16	14,332.38	21	7636	7657
1 53 18	17	88,688.965	21	7657	7678
1 53 19	18	9,259.337	21	7678	7699
1 53 20	19	31,101.089	21	7699	7720

Tabla E4. Trayectoria del pozo 4 (Inyector 4)

<i>Trayectoria</i>	<i>Capa</i>	<i>WI (md*ft)</i>	<i>Longitud (ft)</i>	<i>Tope del bloque (ft)</i>	<i>Base del bloque (ft)</i>
53 1 1	Surface	12,205.332	21	7300	7321
53 1 2	1	17,418.058	21	7321	7342
53 1 3	2	18,012.172	21	7342	7363
53 1 4	3	67,695.668	21	7363	7384
53 1 5	4	16,593.265	21	7384	7405
53 1 6	5	5,914.919	21	7405	7426
53 1 7	6	26,449.464	21	7426	7447
53 1 8	7	8,095.417	21	7447	7468
53 1 9	8	9,942.954	21	7468	7489
53 1 10	9	75,950.038	21	7489	7510
53 1 11	10	49,926.722	21	7510	7531
53 1 12	11	14,70.663	21	7531	7552
53 1 13	12	12,914.165	21	7552	7573
53 1 14	13	49,981.385	21	7573	7594
53 1 15	14	12,510.243	21	7594	7615
53 1 16	15	19,254.304	21	7615	7636
53 1 17	16	14,332.38	21	7636	7657
53 1 18	17	88,688.965	21	7657	7678
53 1 19	18	9,259.337	21	7678	7699
53 1 20	19	31,101.089	21	7699	7720

Tabla E5. Trayectoria del pozo 5 (Producer 1)

<i>Trayectoria</i>	<i>Capa</i>	<i>WI (md*ft)</i>	<i>Longitud (ft)</i>	<i>Tope del bloque (ft)</i>	<i>Base del bloque (ft)</i>
27 27 1	Surface	48,821.329	21	7300	7321
27 27 2	1	69,672.231	21	7321	7342
27 27 3	2	72,048.687	21	7342	7363
27 27 4	3	270,782.673	21	7363	7384
27 27 5	4	66,373.061	21	7384	7405
27 27 6	5	23,659.676	21	7405	7426
27 27 7	6	105,797.856	21	7426	7447
27 27 8	7	32,381.667	21	7447	7468
27 27 9	8	39,771.816	21	7468	7489
27 27 10	9	303,800.154	21	7489	7510
27 27 11	10	199,706.888	21	7510	7531
27 27 12	11	56,682.651	21	7531	7552

Tabla E5. (Continuación)

Trayectoria	Capa	WI (md*ft)	Longitud (ft)	Tope del bloque (ft)	Base del bloque (ft)
27 27 13	12	51,656.659	21	7552	7573
27 27 14	13	199,925.541	21	7573	7594
27 27 15	14	50,040.972	21	7594	7615
27 27 16	15	77,017.215	21	7615	7636
27 27 17	16	57,329.522	21	7636	7657
27 27 18	17	354,755.86	21	7657	7678
27 27 19	18	37,037.349	21	7678	7699
27 27 20	19	124,404.357	21	7699	7720

ANEXO F
SETS DE INTERPOLACIÓN PARA LA INYECCIÓN SP

Los datos presentados en las siguientes tablas, fueron tomados de: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRREZ GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el Campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol S.A. mediante simulación numérica. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá, D.C.: Fundación Universidad de América, 2015. p. 240

Tabla F1. Permeabilidades relativas ajustadas Cs=500 ppm

<i>Sw</i>	<i>krw</i>	<i>kro</i>
0.5427	0	1
0.5500	0.00141508	0.97565000
0.5600	0.00335249	0.94243348
0.5750	0.00625787	0.89291969
0.6000	0.01109913	0.81126298
0.6250	0.01593961	0.73075642
0.6500	0.02077954	0.65148965
0.6750	0.02561907	0.57356932
0.7000	0.03045826	0.49712460
0.7250	0.03529718	0.42231553
0.7500	0.04013585	0.34934617
0.7750	0.04497432	0.27848672
0.7900	0.04787731	0.23713417
0.8050	0.05078023	0.19678301
0.8200	0.05368310	0.15757765
0.8350	0.05658590	0.11971826
0.8500	0.05948866	0.08350351
0.8650	0.06239136	0.04943533
0.8800	0.06529401	0.01858259
0.8914	0.06750000	0

Tabla F2. Permeabilidades relativas ajustadas Cs=1500 ppm

<i>Sw</i>	<i>krw</i>	<i>kro</i>
0.620800	0	1
0.650000	0.00734130	0.89924933
0.680000	0.01487994	0.79738262
0.709467	0.02228315	0.69909336
0.739067	0.02971895	0.60229814
0.768667	0.03715407	0.50766593
0.798267	0.04458866	0.41548054
0.827867	0.05202279	0.32612354
0.857467	0.05945654	0.24013884
0.887067	0.06688996	0.15837402
0.916667	0.07432307	0.08237059
0.946267	0.08175592	0.01618476
0.956	0.0842	0

Tabla F3. Permeabilidades relativas ajustadas Cs=3500 ppm

Sw	krw	kro
0.7285	0	1
0.7500	0.01005021	0.90123174
0.7750	0.02173046	0.78829613
0.8000	0.03340832	0.67761421
0.8250	0.04508468	0.56944546
0.8500	0.05675994	0.46412585
0.8750	0.06843432	0.36210970
0.9000	0.08010799	0.26405013
0.9250	0.09178104	0.17097882
0.9500	0.10345355	0.08482180
0.9750	0.11512559	0.01112475
0.9803	0.1176	0

ANEXO G

FECHAS PARA SENSIBILIDADES DE VOLUMEN POROSO

Tabla G1. Parámetros para cálculo de fechas de inyección. Sensibilidad de VPP

Parámetros	5% VP	10% VP	20% VP	30% VP	35% VP
Inyección (Bbl/día)	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000
Inyección(Días)	694.21	1388.42	2776.84	4165.26	4859.47
Inyección(Años)	1.9	3.8	7.6	11.4	13.3
Volumen Poroso (Bbl)	55,536,776	55,536,776	55,536,776	55,536,776	55,536,776
Volumen Inyección (Bbl)	2,776,839	5,553,678	11,107,355	16,661,033	19,437,872
Factor Volumen total	5%	10%	20%	30%	35%
h yacimiento (ft)	420	420	420	420	420
Φ_E promedio (%)	28.40%	28.40%	28.40%	28.40%	28.40%
Área patrón (ft ²)	2,614,344	2,614,344	2,614,344	2,614,344	2,614,344
Área patrón (acres)	60	60	60	60	60
Fecha Inicio PF	01/05/2011	01/05/2011	01/05/2011	01/05/2011	01/05/2011
Fecha Fin PF	25/03/2013	17/02/2015	06/12/2018	25/09/2022	19/08/2024

Tabla G2. Parámetros para cálculo de fechas de inyección para sensibilidad VPs

Fechas de inyección	1.25% VP	2.5% VP	4% VP	5% VP
Inyección (Bbl/día)	4,000	4,000	4,000	4,000
Inyección(Días)	173.55	347.10	555.37	694.21
Inyección(Años)	0.5	1,0	1,5	1,9
Volumen Poroso (Bbl)	55,536,776	55,536,776	55,536,776	55,536,776
Volumen Inyección (Bbl)	694,210	1,388,419	2,221,471	2,776,839
Factor Volumen total	1.25%	2.5%	4%	5%
h yacimiento (ft)	420	420	420	420
Φ_E promedio (%)	28.40%	28.40%	28.40%	28.40%
Área patrón (ft ²)	2,614,344	2,614,344	2,614,344	2,614,344
Área patrón (acres)	60	60	60	60
Fecha Inicio SF	01/05/2011	01/05/2011	01/05/2011	01/05/2011
Fecha Fin SF	21/10/2011	12/04/2012	06/11/2012	25/03/2013

ANEXO H

TABLAS PARA SENSIBILIDAD DE PERMEABILIDAD PROMEDIO

Tabla H1. Porosidad y permeabilidad para $k_{prom} = 1000$ mD

Número de Capa	Porosidad (Fracción)	Permeabilidad horizontal (mD)	Permeabilidad vertical (mD)
1	0.28345	1444.51215	230.647050
2	0.28615	1576.70797	323.430110
3	0.25354	537.956500	333.904160
4	0.23753	312.285370	1172.53928
5	0.29039	1808.51324	308.858010
6	0.24147	357.309740	115.735510
7	0.26081	686.068030	480.938900
8	0.25027	481.798030	156.053460
9	0.25276	523.994770	189.778620
10	0.23056	245.431980	1307.53377
11	0.29803	2312.11833	878.677990
12	0.24200	363.893090	265.831090
13	0.30418	2813.55567	243.368250
14	0.27565	1120.08145	879.589910
15	0.23325	269.394170	236.123720
16	0.28410	1475.45006	355.744930
17	0.28122	1343.63709	268.714520
18	0.25354	538.034050	1514.30981
19	0.25576	579.677340	177.340310
20	0.27847	1228.23037	560.880620

Tabla H2. Porosidad y permeabilidad para $k_{prom} = 1500$ mD

Número de Capa	Porosidad (Fracción)	Permeabilidad horizontal (mD)	Permeabilidad vertical (mD)
1	0.26007	669.379980	334.689990
2	0.27058	948.274210	474.137100
3	0.27158	979.933790	489.966890
4	0.31177	3579.64162	1789.82081
5	0.26914	904.282200	452.141100
6	0.23907	329.154490	164.577250
7	0.28308	1427.37277	713.686390
8	0.24810	447.689550	223.844770
9	0.25407	547.586180	273.793090
10	0.31533	400.589584	2002.94792
11	0.30239	2657.75829	1328.879150

Tabla H2. (Continuación)

Número de Capa	Porosidad (Fracción)	Permeabilidad horizontal (mD)	Permeabilidad vertical (mD)
12	0.26447	774.784530	387.392270
13	0.26173	707.435500	353.717750
14	0.30243	2660.60471	1330.30235
15	0.26079	685.755570	342.877780
16	0.27356	1046.05231	523.026160
17	0.26480	783.443100	391.721550
18	0.32015	4661.66378	2330.83189
19	0.25199	510.673090	255.336540
20	0.28797	1672.62072	836.310360

Tabla H3. Porosidad y permeabilidad para $k_{prom} = 3500$ mD

Número de Capa	Porosidad (Fracción)	Permeabilidad horizontal (mD)	Permeabilidad vertical (mD)
1	0.28361	1452.265869	726.1329345
2	0.29507	2102.743173	1051.371586
3	0.29616	2177.465661	1088.732831
4	0.33999	8656.403147	4328.201574
5	0.29350	1999.188628	999.5943142
6	0.26071	683.8686402	341.9343201
7	0.30871	3248.843326	1624.421663
8	0.27056	947.5673316	473.7836658
9	0.27707	1173.371753	586.6858767
10	0.34388	9760.973675	4880.486837
11	0.32977	6300.441876	3150.220938
12	0.28841	1696.344324	848.1721618
13	0.28542	1540.118270	770.0591351
14	0.32981	6307.637693	3153.818846
15	0.28440	1490.030593	745.0152965
16	0.29833	2334.028779	1167.014390
17	0.28877	1716.495420	858.2477102
18	0.34913	11476.29413	5738.147067
19	0.27481	1089.597282	544.7986408
20	0.31404	3846.320420	1923.160210

Tabla H4. Porosidad y permeabilidad para $k_{prom} = 5000$ mD

Número de Capa	Porosidad (Fracción)	Permeabilidad horizontal (mD)	Permeabilidad vertical (mD)
1	0.29366	2009.20615	1004.60307
2	0.30553	2936.58177	1468.29088
3	0.30665	3043.65525	1521.82762
4	0.35204	12549.2194	6274.60970
5	0.30390	2788.36218	1394.18109
6	0.26995	928.69115	464.345580
7	0.31964	4588.45007	2294.22500
8	0.28014	1297.09414	648.547070
9	0.28688	1614.71719	807.358590
10	0.35606	14196.9519	7098.47598
11	0.34145	9055.68419	4527.84210
12	0.29862	2356.10891	1178.05445
13	0.29553	2133.90387	1066.95193
14	0.34149	9066.30464	4533.15232
15	0.29448	2062.78575	1031.39287
16	0.30890	3268.31754	1634.15877
17	0.29900	2384.81095	1192.40548
18	0.36150	16766.1332	8383.06662
19	0.28454	1496.67426	748.337130
20	0.32517	5456.35237	2728.17618

Tabla H5. Porosidad y permeabilidad para $k_{prom} = 7000$ mD

Número de Capa	Porosidad (Fracción)	Permeabilidad horizontal (mD)	Permeabilidad vertical (mD)
1	0.30320	2726.95302	1415.24432
2	0.31545	4021.49602	2108.44475
3	0.31662	4171.68724	2189.43936
4	0.36348	17810.13584	9821.40893
5	0.31377	3813.81497	1996.62826
6	0.27872	1238.27223	632.139770
7	0.33003	6351.46019	3375.71371
8	0.28924	1742.68633	895.373440
9	0.29620	2180.40930	1125.66716
10	0.36763	20211.88975	11202.5977
11	0.35255	12746.91621	6939.49762

Tabla H5. (Continuación)

Número de Capa	Porosidad (Fracción)	Permeabilidad horizontal (mD)	Permeabilidad vertical (mD)
12	0.30833	3209.770570	1672.68086
13	0.30514	2900.288130	1507.50175
14	0.35259	12762.23968	6948.15024
15	0.30405	2801.399580	1454.84511
16	0.31893	4487.242190	2359.95432
17	0.30872	3249.800040	1694.08670
18	0.37324	23971.27396	13380.0011
19	0.29379	2017.464730	1039.75674
20	0.33573	7584.800050	4054.48042

Tabla H6. Porosidad y permeabilidad para $k_{prom} = 10000$ mD

Número de Capa	Porosidad (Fracción)	Permeabilidad horizontal (mD)	Permeabilidad vertical (mD)
1	0.31338	3766.45498	1971.15959
2	0.32604	5608.10960	2969.08147
3	0.32725	5822.88516	3086.36444
4	0.37568	25807.3061	14449.6250
5	0.32431	5311.46799	2807.38049
6	0.28807	1678.07382	861.517580
7	0.34111	8959.91758	4816.60528
8	0.29895	2380.96332	1231.68291
9	0.30615	2995.17723	1558.08566
10	0.37997	29386.3529	16545.2656
11	0.36438	18308.3012	10107.2078
12	0.31868	4451.14605	2340.42623
13	0.31538	4011.93234	2103.29096
14	0.36442	18330.88724	10120.1742
15	0.31425	3871.83872	2027.84697
16	0.32964	6274.78199	3333.67824
17	0.31908	4508.03738	2371.20721
18	0.38577	35011.86150	19864.6020
19	0.30365	2766.13154	1436.08035
20	0.34700	10748.38328	5815.14096

ANEXO I

TABLAS PARA SENSIBILIDAD DE COEFICIENTE DE DYKSTRA-PARSONS

Tabla I1. Porosidad y permeabilidad para $V_{DP} = 0.3$

Número de Capa	Porosidad (Fracción)	Permeabilidad horizontal (mD)	Permeabilidad vertical (mD)
1	0.28638	1588.41726	794.2086312
2	0.27989	1286.38376	643.1918846
3	0.29882	2370.85052	1185.425260
4	0.29802	2310.91784	1155.458921
5	0.29737	2263.05773	1131.528870
6	0.30697	3074.06270	1537.031351
7	0.28193	1374.79860	687.3993000
8	0.30497	2885.09745	1442.548727
9	0.29173	1888.54939	944.2746962
10	0.29290	1960.49012	980.2450604
11	0.29678	2220.68470	1110.342353
12	0.30993	3377.54927	1688.774639
13	0.27988	1286.10829	643.0541487
14	0.30167	2597.30874	1298.654373
15	0.28697	1619.42574	809.7128732
16	0.29255	1938.82029	969.4101469
17	0.30130	2566.56399	1283.281995
18	0.26766	861.167765	430.5838826
19	0.30164	2594.44319	1297.221599
20	0.28568	1553.00561	776.5028090

Tabla I2. Porosidad y permeabilidad para $V_{DP} = 0.75$

Número de Capa	Porosidad (Fracción)	Permeabilidad horizontal (mD)	Permeabilidad vertical (mD)
1	0.26785	866.6498409	433.3249205
2	0.33064	6473.286429	3236.643214
3	0.29178	1891.065989	945.5329945
4	0.27073	953.1459246	476.5729623
5	0.31397	3837.573263	1918.786632
6	0.24202	364.1229998	182.0614999
7	0.26055	680.2197085	340.1098542
8	0.28193	1374.97461	687.4873052
9	0.22190	181.3046958	90.65234792
10	0.24183	361.8449391	180.9224696
11	0.22270	186.4867942	93.24339711

Tabla I2. (Continuación)

Número de Capa	Porosidad (Fracción)	Permeabilidad horizontal (mD)	Permeabilidad vertical (mD)
12	0.25388	544.1161019	272.0580509
13	0.20973	117.6269954	58.81349768
14	0.34638	10542.97666	5271.488332
15	0.26137	698.9429487	349.4714743
16	0.32030	4684.185173	2342.092586
17	0.22468	199.9285843	99.96429215
18	0.24677	427.9642249	213.9821124
19	0.31067	3457.586875	1728.793438
20	0.32593	5588.912473	2794.456236

Tabla I3. Porosidad y permeabilidad para $V_{DP} = 0.85$

Número de Capa	Porosidad (Fracción)	Permeabilidad horizontal (mD)	Permeabilidad vertical (mD)
1	0.23785	315.690980	157.845490
2	0.29468	2076.25430	1038.12715
3	0.22073	174.036380	87.0181900
4	0.24183	361.843580	180.921790
5	0.18202	42.2668900	21.1334500
6	0.25055	486.420160	243.210080
7	0.22193	181.499840	90.7499200
8	0.19973	81.8377900	40.9189000
9	0.20677	105.712580	52.8562900
10	0.31593	4082.78276	2041.39138
11	0.34064	8830.79100	4415.39550
12	0.29178	1891.06053	945.530260
13	0.34638	10542.8947	5271.44740
14	0.25388	544.116260	272.058130
15	0.21270	130.829100	65.4145500
16	0.31067	3457.59140	1728.79570
17	0.32397	5255.81606	2627.90803
18	0.26137	698.941840	349.470920
19	0.32030	4684.18504	2342.09252
20	0.19190	61.2854000	30.6427000

ANEXO J

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS EN UN YACIMIENTO

El análisis completo de un yacimiento, hace necesario el conocimiento de las propiedades de los fluidos, las cuales se determinan mediante un conjunto de pruebas de laboratorio denominadas análisis Presión-Volumen-Temperatura (PVT), que buscan relación entre la presión, volumen y temperatura de una muestra de fluidos, con el fin de predecir el comportamiento de un yacimiento.

En algunos casos, la obtención de muestras representativas de un yacimiento, no es posible, por tanto al no tener datos experimentales, la determinación de las propiedades de los fluidos se debe hacer ya sea por analogía o por correlaciones empíricas.

En esta sección, se describe las propiedades de los fluidos normalmente presentes en un yacimiento, y algunas correlaciones que son usadas para determinarlas.

PROPIEDADES DEL PETRÓLEO

El petróleo o crudo, es una mezcla homogénea de hidrocarburos líquidos, generalmente insolubles en agua, con presencia de impurezas como: H₂S, N₂, O₂ y H₂.

Han sido desarrolladas correlaciones experimentales para el cálculo de sus propiedades, en crudos que pueden ser clasificados según su composición química, como: parafínicos, nafténicos o aromáticos. Estas fueron determinadas en varias regiones productoras, por tanto, es indispensable el conocimiento de sus limitaciones a la hora de aplicar estas correlaciones.

Gravedad específica del petróleo (γ_o). Relación existente, entre la densidad del petróleo y la de un fluido base (para este caso agua), a las mismas condiciones de presión y temperatura. Usada frecuentemente para determinar la calidad del crudo, haciendo necesario el cálculo de la gravedad API.

Ecuación J1. Gravedad específica del petróleo

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 48.

Ecuación J2. Gravedad API

$$\gamma_{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 48.

Presión de burbuja (P_b). Presión a la cual la primera burbuja de gas comienza a desprenderse de un sistema líquido, formando un sistema de dos fases (líquido-gas). A continuación, se describen diferentes correlaciones para su cálculo, y sus respectivos rangos de aplicación.

* **Correlación de Standing, M.B.**

Relaciona un factor de correlación F, con la presión de burbuja como se muestra a continuación. Además presenta el rango de aplicación de la correlación.

Ecuación J3. Factor de correlación F. Correlación Standing

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.83} 10^{(0.00091T(^{\circ}F) - 0.0125\gamma_{API})}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 49.

Dónde:

R_{sb} = Relación de gas disuelto a $P \geq P_b$, [PCN/BN].

Ecuación J4. Presión de burbuja. Correlación Standing

$$P_b = 18.2[F - 1.4]$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 49.

Tabla J1. Rango de aplicación para la correlación de Standing

Propiedad	Rango
Presión de burbuja [psi]	130 – 7,000
Temperatura [°F]	100 – 258
Factor volumétrico del petróleo [BY/BN]	1.024 – 2.15
Razón de gas disuelto-petróleo [PCN/PB]	20 – 1,425
Gravedad del petróleo [°API]	16.5 – 63.8
Gravedad específica del gas [aire=1]	0.59 – 0.95
Presión del separador [psi]	
Primera etapa	265 – 465
Segunda etapa	14.7
Temperatura del separador [°F]	100

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 50.

* **Correlación de Lasater, J.A.**

Lasater desarrolló una correlación para la fracción molar de gas en el sistema, en función de la relación de gas disuelto, el peso molecular efectivo y la gravedad específica del petróleo.

Ecuación J5. Fracción molar del gas. Correlación Lasater

$$y_g = \frac{\frac{R_{sb}}{379.3}}{\frac{R_{sb}}{379.3} + \frac{350\gamma_o}{M_o}}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 51.

Dónde:

M_o = Peso molecular efectivo del petróleo.

Ecuación J6. Peso molecular efectivo para $\gamma_{API} \leq 40$

$$M_o = 630 - 10\gamma_{API}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 54.

Ecuación J7. Peso molecular efectivo para $\gamma_{API} > 40$

$$M_o = 73110 * \gamma_{API}^{-1.562}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 54.

Además, introdujo el término “factor de presión de burbujeo” y creó una correlación gráfica de este, en función de la fracción molar del gas, que finalmente Beggs, representó matemáticamente, como se muestra a continuación:

Ecuación J8. Factor de presión de burbujeo para $\gamma_g \leq 0.6$

$$\frac{P_b \gamma_g}{T(^{\circ}R)} = 0.679 \exp(2.786 \gamma_g) - 0.323$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 54.

Ecuación J9. Factor de presión de burbujeo para $\gamma_g > 0.6$

$$\frac{P_b \gamma_g}{T(^{\circ}R)} = 8.26 \gamma_g^{3.56} + 1.95$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 54.

El rango de aplicabilidad de este método se muestra en la Tabla J2.

* **Correlación de Vásquez, M.E. y Beggs, H.D.**

Estos autores, desarrollaron una correlación basada en la volatilidad de los crudos, para lo cual, determinaron valores de constantes C_1 , C_2 y C_3 , en función de la gravedad API del crudo.

Tabla J2. Rango de aplicación para la correlación de Lasater

Propiedad	Rango
Presión de burbuja [psi]	48 – 5,780
Temperatura [°F]	82 – 272
Razón de gas disuelto-petróleo [PCN/PB]	3 – 2,905
Gravedad del petróleo [°API]	17.9 – 61.1
Gravedad específica del gas [aire=1]	0.574 – 1.233
Presión del separador [psi]	
Primera etapa	15 – 605
Segunda etapa	–
Temperatura del separador [°F]	34 – 106

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 53.

Tabla J3. Valores de las constantes C₁, C₂ y C₃. Correlación Vásquez y Beggs

	C₁	C₂	C₃
$\gamma_{API} \leq 30$	0.0362	1.0937	25.724
$\gamma_{API} > 30$	0.0178	1.1870	23.931

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 54.

Igualmente, desarrollaron una correlación para corregir la gravedad específica del gas a condiciones de separador (100 psi), al afectar directamente el punto de burbuja.

Ecuación J10. Gravedad específica del gas corregida a 100 psi. Vásquez y Beggs

$$\gamma_{gc} = \gamma_g * \left[1 + 5.912 * 10^{-5} \gamma_{API} T_{sp} \log \left(\frac{P_{sp}}{114.7} \right) \right]$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 55.

Dónde:

T_{sp} = Temperatura del separador, [°F].

P_{sp} = Presión del separador, [psi].

Tabla J4. Rango de aplicación para la γ_{gc}

Propiedad	Rango
Presión del separador [psi]	60 – 565
Temperatura del separador [°F]	76 – 150
Gravedad del petróleo [°API]	17 – 45
Gravedad específica del gas [aire=1]	0.58 – 1.2

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 55.

Por último, la correlación para el punto de burbuja desarrollada por Vásquez y Beggs, se presenta a continuación, con sus respectivos rangos de aplicabilidad.

Ecuación J11. Punto de burbuja. Correlación de Vásquez y Beggs

$$P_b = \left[\frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_{gc} \exp\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T_{(°F)} + 460}\right)} \right]^{\frac{1}{C_2}}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 54.

Tabla J5. Rango de aplicación para la correlación de Vásquez y Beggs

Propiedad	Rango	
	$\gamma_{API} \leq 30$	$\gamma_{API} > 30$
Número de puntos de datos	1,141	4,863
Presión de burbuja [psi]	15 – 4,572	15 – 6,055
Temperatura promedio [°F]	162	180
Factor volumétrico del petróleo [BY/BN]	1.042 – 1.545	1.028 – 2.226
Razón de gas disuelto-petróleo [PCN/PB]	0 – 831	0 – 2,199
Gravedad del petróleo [°API]	5.3 – 30	30.6 – 59.5
Gravedad específica del gas [aire=1]	0.511 – 1.351	0.53 – 1.259

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 55.

* **Correlación de Glaso, O.**

Desarrollada en la región del Mar del Norte, Glaso presenta el factor de correlación F, y una correlación para el punto de burbuja.

Ecuación J12. Factor de correlación F. Correlación Glaso

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.816} \frac{T_{(^{\circ}F)}^{0.172}}{\gamma_{API}^{0.989}}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 56.

Ecuación J13. Presión de burbuja. Correlación Glaso

$$P_b = 10^{[1.7669+1.7447 \log F - 0.30218(\log F)^2]}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 55.

Tabla J6. Rango de aplicabilidad para la correlación Glaso

Propiedad	Rango
Presión de burbuja [psi]	165 – 7,142
Temperatura [°F]	80 – 280
Factor volumétrico del petróleo [BY/BN]	1.025 – 2.588
Razón de gas disuelto-petróleo [PCN/PB]	90 – 2,637
Gravedad del petróleo [°API]	22.3 – 48.1
Gravedad específica del gas [aire=1]	0.65 – 1.276
Presión del separador [psi]	
Primera etapa	415
Segunda etapa	15
Temperatura del separador [°F]	125

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 56.

* **Correlación de la TOTAL, C.F.P.**

Desarrollada para crudos del Oriente de Venezuela, al igual que Vásquez y Beggs, presenta constantes separadas según la volatilidad del crudo. La correlación propuesta se muestra a continuación:

Ecuación J14. Presión de burbuja. Correlación de la TOTAL

$$P_b = C_1 \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{C_2} 10^{(C_3 T^{(CF)} - C_4 \gamma_{API})}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 57.

Tabla J7. Valores de las constantes C₁, C₂, C₃ y C₄. Correlación de la TOTAL

	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄
$\gamma_{API} \leq 10$	12.847	0.9636	0.000993	0.034170
$10 < \gamma_{API} \leq 35$	25.2755	0.7617	0.000835	0.011292
$35 < \gamma_{API} \leq 45$	216.4711	0.6922	-0.000427	0.023140

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 57.

* **Correlación de Al-Marhoun, M.A.**

La experimentación fue desarrollada en crudos del Medio Oriente. A continuación se muestra la correlación desarrollada, con sus respectivos rangos de aplicabilidad.

Tabla J8. Rango de aplicabilidad para la correlación Al-Marhoun

Propiedad	Rango
Presión de burbuja [psi]	20 – 3,573
Temperatura [°F]	74 – 240
Factor volumétrico del petróleo [BY/BN]	1.032 – 1.997
Factor volumétrico total [BY/BN]	1.032 – 6.982
Razón de gas disuelto-petróleo [PCN/PB]	26 – 1,602
Gravedad del petróleo [°API]	19.4 – 44.6
Gravedad específica del gas [aire=1]	0.752 – 1.367
N ₂ en gases de superficie [% molar]	0 – 3.89
CO ₂ en gases de superficie [% molar]	0 – 16.38
H ₂ S en gases de superficie [% molar]	0 – 16.13

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 58.

Ecuación J15. Presión de burbuja. Correlación Al-Marhoun

$$P_b = 5.38088 * 10^{-3} R_{sb}^{0.715082} \gamma_g^{-1.87784} \gamma_o^{3.1437} T_{(cR)}^{1.32657}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 57.

* **Correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E.**

Correlación desarrollada para crudos de los Emiratos Árabes Unidos. Esta correlación, está limitada por los rangos presentados en la siguiente tabla.

Ecuación J16. Presión de burbuja. Correlación Dokla y Osman

$$P_b = 0.836386 * 10^4 R_{sb}^{0.724047} \gamma_g^{-1.01049} \gamma_o^{0.107991} T_{(cR)}^{-0.952584}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 58.

Tabla J9. Rango de aplicabilidad para la correlación Dokla y Osman

Propiedad	Rango
Presión de burbuja [psi]	590 – 4.640
Temperatura [°F]	190 – 275
Factor volumétrico del petróleo [BY/BN]	1.216 – 2.493
Razón de gas disuelto-petróleo [PCN/PB]	81 – 2,266
Gravedad específica del petróleo [agua=1]	0.8236 – 0.886
Gravedad específica del gas [aire=1]	0.789 – 1.290
N ₂ en gases de superficie [% molar]	0.1 – 1.85
CO ₂ en gases de superficie [% molar]	0.37 – 8.9
H ₂ S en gases de superficie [% molar]	0 – 6.02

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 58.

* **Correlación de Petrosky, G.E., Jr. Y Farshad, F.F.**

El análisis se realizó en el Golfo de México, generando la correlación para la determinación del punto de burbuja, con su respectivo factor de correlación F.

Ecuación J17. Factor de correlación F. Correlación Petrosky y Farshad

$$F = \left(\frac{R_{sb}^{0.5774}}{\gamma_g^{0.8439}} \right) 10^{(4.561 \cdot 10^{-5} T_{(°F)}^{1.3911} - 7.916 \cdot 10^{-4} \gamma_{API}^{1.541})}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 59.

Ecuación J18. Presión de burbuja. Correlación Petrosky y Farshad

$$P_b = 112.727[F - 12.34]$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 59.

Tabla J10. Rango de aplicabilidad para la correlación Petrosky y Farshad

Propiedad	Rango
Presión [psi]	1,700 – 10,692
Presión de burbuja [psi]	1,574 – 6,523
Temperatura [°F]	114 – 288
Factor volumétrico del petróleo [BY/BN]	1.1178 – 1.6229
Razón de gas disuelto-petróleo [PCN/PB]	217 – 1,406
Gravedad del petróleo [°API]	16.3 – 45
Gravedad específica del gas [aire=1]	0.5781 – 0.8519
Compresibilidad del petróleo * 10 ⁻⁶ [psi ⁻¹]	3.507 – 24.64
N ₂ en gases de superficie [% molar]	0 – 3.72
CO ₂ en gases de superficie [% molar]	0 – 0.79

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 59.

* **Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.**

Esta correlación tiene en cuenta la calidad del crudo, es por esto, que presenta valores de las constantes C₁, C₂, C₃ y C₄, en función de esta variable.

Kartoatmodjo y Schmidt, también desarrollaron una correlación para corregir la gravedad del gas, a condiciones de separador.

Tabla J11. Valores de las constantes C₁, C₂, C₃ y C₄. Correlación Kartoatmodjo y Schmidt

	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄
$\gamma_{API} \leq 30$	0.05958	0.7972	13.1405	0.9986
$\gamma_{API} > 30$	0.03150	0.7587	11.2895	0.9143

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 60.

Ecuación J19. Gravedad específica del gas corregida a 100 psi. Correlación Kartoatmodjo y Schmidt

$$\gamma_{gc} = \gamma_g * \left[1 + 0.1595 \gamma_{API}^{0.4078} T_{sp}^{-0.2466} \log \left(\frac{P_{sp}}{114.7} \right) \right]$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 60.

Tabla J12. Rango de aplicación para la γ_{gc} . Kartoatmodjo y Schmidt

Propiedad	Rango
Presión del separador [psi]	14.7 – 514.7
Temperatura del separador [°F]	65 – 186
Gravedad del petróleo [°API]	14.4 – 58.9
Gravedad específica del gas [aire=1]	0.379 – 1.709

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 60.

La correlación generada para determinar la presión de burbuja, es:

Ecuación J20. Punto de burbuja. Correlación Kartoatmodjo y Schmidt

$$P_b = \left[\frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_{gc} C_2 10^{\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T(^{\circ}F) + 460} \right)}} \right]^{C_4}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 59.

Tabla J13. Rango de aplicación para la correlación Kartoatmodjo y Schmidt

Propiedad	Rango
Presión de burbuja [psi]	14.7 – 6,054.7
Temperatura [°F]	75 – 320
Factor volumétrico del petróleo [BY/BN]	1.007 – 2.144
Razón de gas disuelto-petróleo [PCN/PB]	0 – 2,890
Gravedad del petróleo [°API]	14.4 – 58.9
Gravedad específica del gas [aire=1]	0.379 – 1.709

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 60.

Relación de gas disuelto-petróleo (R_{sb}). Volumen de gas a condiciones de superficie en PCN, que se disuelven en un barril de petróleo a condiciones de yacimiento, cuando las dos medidas son sometidas a condiciones de yacimiento. Algunas de las correlaciones usadas para su cálculo antes del punto de burbuja, se muestran a continuación. Es necesario aclarar que el comportamiento de esta propiedad después del punto de burbuja es constante.

* **Correlación de Standing, M.B.**

Ecuación J21. Relación de gas disuelto. Correlación de Standing

$$R_s = \gamma_g * \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.0125\gamma_{API} - 0.00091T(^{\circ}F))} \right]^{1.2048}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 60.

Dónde:

R_s = Relación de gas disuelto, [PCN/BN].

* **Correlación de Lasater, J.A.**

El cálculo por este método, hace necesario la determinación del factor de la presión de burbujeo, como se mostró anteriormente, y de este modo, obtener la fracción molar del gas.

Ecuación J22. Fracción molar del gas para $\frac{P_b \gamma_g}{T(^{\circ}R)} < 3.29$

$$y_g = 0.359 \ln \left(\frac{1.473 P \gamma_g}{T(^{\circ}R)} + 0.476 \right)$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 65.

Ecuación J23. Fracción molar del gas para $\frac{P_b \gamma_g}{T(^{\circ}R)} \geq 3.29$

$$y_g = \left(\frac{0.121 P \gamma_g}{T(^{\circ}R)} - 0.236 \right)^{0.281}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 66.

Ecuación J24. Relación de gas disuelto. Correlación de Lasater

$$R_s = \frac{132755 \gamma_o y_g}{M_o (1 - y_g)}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 65.

* **Correlación de Vásquez, M.E. y Beggs, H.D.**

La correlación desarrollada está descrita como:

Ecuación J25. Relación de gas disuelto. Correlación de Vásquez y Beggs

$$R_s = C_1 \gamma_{gc} P^{C_2} \exp \left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T(^{\circ}F) + 460} \right)$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 66.

* **Correlación de Glaso, O.**

La correlación de Glaso para la determinación de la relación de gas disuelto en el petróleo, se muestra a continuación.

Ecuación J26. Factor correlación F. Correlación de Glaso

$$F = 10^{[2.8869 - (14.1811 - 3.3093 \log P)^{0.5}]}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 66.

Ecuación J27. Relación de gas disuelto. Correlación de Glaso

$$R_s = \gamma_g \left[F \frac{\gamma_{API}^{0.989}}{T(^{\circ}F)^{0.172}} \right]^{1.2255}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 66.

* **Correlación de la TOTAL, C.F.P.**

La correlación se presenta, en función de las constantes C₁, C₂, C₃ y C₄, diferentes a las calculadas para la presión de burbuja.

Tabla J14. Valores de las constantes C₁, C₂, C₃ y C₄. Correlación de la TOTAL

	C₁	C₂	C₃	C₄
$\gamma_{API} \leq 10$	12.2651	0.030405	0	0.9669
$10 < \gamma_{API} \leq 35$	15.0057	0.0152	$4.484 \cdot 10^{-4}$	1.0950
$35 < \gamma_{API} \leq 45$	112.925	0.0248	$-1.469 \cdot 10^{-3}$	1.1290

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 67.

Ecuación J28. Relación de gas disuelto. Correlación de la TOTAL

$$R_s = \gamma_g \left[\frac{p}{C_1} * 10^{(C_2 \gamma_{API} - C_3 T(^{\circ}F))} \right]^{C_4}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 66.

* **Correlación de Al-Marhoun, M.A.**

Ecuación J29. Relación de gas disuelto. Correlación de Al-Marhoun

$$R_s = [185.84321 P \gamma_g^{1.87784} \gamma_o^{-3.1437} T_{(^{\circ}R)}^{-1.32657}]^{1.3984}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 67.

* **Correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E.**

La correlación de Dokla y Osman es:

Ecuación J30. Relación de gas disuelto. Correlación de Dokla y Osman

$$R_s = [0.11956 * 10^{-3} P \gamma_g^{1.01049} \gamma_o^{-0.107991} T_{(^{\circ}R)}^{0.952584}]^{1.3811}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 67.

* **Correlación de Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.**

La correlación desarrollada se describe como:

Ecuación J31. Relación de gas disuelto. Correlación de Petrosky y Farshad

$$R_s = \left[\gamma_g^{0.8439} \left(\frac{P}{112.727} + 12.34 \right) 10^{(7.916 * 10^{-4} \gamma_{API}^{1.5410} - 4.561 * 10^{-5} T_{(^{\circ}F)}^{1.3911})} \right]^{1.73184}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 67.

* **Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.**

Ecuación J32. Relación de gas disuelto. Correlación de Vásquez y Beggs

$$R_s = C_1 \gamma_{gc} C_2 P \bar{C}_4 \frac{1}{10^{\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T(^{\circ}F)+460}\right)}}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 68.

Factor volumétrico del petróleo (B_o). Cambio en volumen de la fase líquida, al cambiar las condiciones de yacimiento a condiciones de superficie. Este cambio es producto de la expansión líquida y/o liberación de gas. Generalmente, sus unidades de trabajo son: BY/BN.

A continuación se presentan diferentes correlaciones para su determinación, antes del punto de burbuja.

* **Correlación de Standing, M.B**

Desarrolla una correlación para el factor F, para el cálculo del factor volumétrico del petróleo antes del punto de burbuja.

Ecuación J33. Factor de correlación F. Correlación de Standing

$$F = R_{sb} \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o} + 1.25T(^{\circ}F)}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 73.

Ecuación J34. Factor volumétrico del petróleo. Correlación de Standing

$$B_{ob} = 0.9759 + 12 * 10^{-5} F^{1.2}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 73.

* **Correlación de Vásquez, M.E. y Beggs, H.D.**

Los autores por medio de experimentación, determinan valores de las constantes C_1 , C_2 y C_3 .

Tabla J15. Valores de las constantes C_1 , C_2 y C_3 . Correlación Vásquez y Beggs

	C_1	C_2	C_3
$\gamma_{API} \leq 30$	$4.677 \cdot 10^{-4}$	$1,751 \cdot 10^{-5}$	$-1.8106 \cdot 10^{-8}$
$\gamma_{API} > 30$	$4.670 \cdot 10^{-4}$	$1.100 \cdot 10^{-5}$	$1.3370 \cdot 10^{-9}$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 74.

Ecuación J35. Relación de gas disuelto. Correlación de Vásquez y Beggs

$$B_o = 1,0 + C_1 R_{sb} + C_2 (T_{(cF)} - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right) + C_3 R_{sb} (T_{(cF)} - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right)$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 66.

* **Correlación de Glaso, O.**

Ecuación J36. Factor correlación F. Correlación de Glaso

$$F = R_{sb} \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 0.968 T_{(cF)}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 66.

Ecuación J37. Factor volumétrico del petróleo. Correlación de Glaso

$$B_{ob} = 1.0 + 10^{[-6.58511 + 2.91329 \log F - 0.27683 (\log F)^2]}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 66.

* **Correlación de la TOTAL, C.F.P.**

La correlación generada se muestra a continuación:

Ecuación J38. Factor volumétrico del petróleo. Correlación de la TOTAL

$$B_{ob} = 1.022 + 4.857 * 10^{-4} R_{sb} - 2.009 * 10^{-6} (T_{(cF)} - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right) + 17.569 * 10^{-9} R_{sb} (T_{(cF)} - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right)$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 75.

* **Correlación de Al-Marhoun, M.A.**

Para el cálculo del factor volumétrico del petróleo, se determinó un factor de correlación F, como es presentado a continuación:

Ecuación J39. Factor de correlación F. Correlación de Al-Marhoun

$$F = R_{sb}^{0.74239} \gamma_g^{0.323294} \gamma_o^{-1.20204}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 75.

Ecuación J40. Factor volumétrico del petróleo. Correlación de Al-Marhoun

$$B_{ob} = 0.497069 + 0.862963 * 10^{-3} T_{(cR)} + 0.182594 * 10^{-2} F + 0.318099 * 10^{-5} F^2$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 75.

* **Correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E.**

Se determina el factor de correlación F presentado por los autores, para el posterior cálculo del factor volumétrico del petróleo.

Ecuación J41. Factor de correlación F. Correlación de Dokla y Osman

$$F = R_{sb}^{0.773572} \gamma_g^{0.40402} \gamma_o^{-0.882605}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 76.

Ecuación J42. Factor volumétrico del petróleo. Correlación de Dokla y Osman

$$B_{ob} = 0,431935 * 10^{-1} + 0.156667 * 10^{-2} T_{(cR)} + 0.139775 * 10^{-2} F + 0.380525 * 10^{-5} F^2$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 76.

* **Correlación de Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.**

Determina una correlación para el factor F, y una para el factor volumétrico del petróleo.

Ecuación J43. Factor de correlación F. Correlación de Petrosky y Farshad

$$F = R_{sb}^{0.3738} \left(\frac{\gamma_g^{0.2914}}{\gamma_o^{0.6265}} \right) + 0.24626 T_{(cF)}^{0.5371}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 76.

Ecuación J44. Factor volumétrico del petróleo. Correlación de Petrosky

$$B_{ob} = 1.0113 + 7.2046 * 10^{-5} F^{3.0936}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 76.

* **Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.**

La correlación propuesta por los autores, se observa a continuación:

Ecuación J45. Factor de correlación F. Correlación de Kartootmodjo

$$F = R_{sb}^{0.755} \gamma_{gc}^{0.25} \gamma_o^{-1.5} + 0.45T_{(°F)}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 76.

Ecuación J46. Factor volumétrico del petróleo. Correlación de Kartootmodjo

$$B_{ob} = 0.98496 + 1.0 * 10^{-4} F^{1.5}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 76.

Para valores de presión mayor a la presión de burbuja, el comportamiento del factor volumétrico es:

Ecuación J47. Factor volumétrico del petróleo a $P > P_b$

$$B_o = B_{ob} \exp[c_o(P_b - P)]$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 77.

Dónde:

P = Presión de interés, [psi].

c_o = Compresibilidad isotérmica del petróleo, [psi⁻¹].

Compresibilidad del petróleo (c_o). La compresibilidad del petróleo, se define teóricamente igual que la del gas.

Las correlaciones que se describen a continuación, aplican cuando la presión de interés es mayor a la presión de burbuja.

* **Correlación de Vásquez, M.E. y Beggs, H.D.**

Definen la compresibilidad del petróleo, en función de la relación de gas disuelto en el petróleo. El rango de datos limitante para su uso, se puede observar en la siguiente tabla.

Ecuación J48. Compresibilidad del petróleo. Correlación Vásquez y Beggs

$$c_o = \frac{-1433 + 5R_s + 17.2T(^{\circ}F) - 1180\gamma_{gc} + 12.61\gamma_{API}}{P * 10^{-5}}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: p. 84.

En la tabla J16, se muestra el rango de aplicación de datos para la correlación de Vásquez y Beggs

Tabla J16. Rango de datos para la correlación de Vásquez y Beggs

Propiedad	Rango
Presión [psi]	141 – 9,515
Factor volumétrico del petróleo [BY/BN]	1.066 – 2.226
Razón de gas disuelto-petróleo [PCN/PB]	9.3 – 2,199
Gravedad del petróleo [°API]	15.3 – 59.5
Gravedad específica del gas [aire=1]	0.511 – 1.351

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 85.

* **Correlación de Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.**

Ecuación J49. Compresibilidad del petróleo. Correlación Petrosky

$$c_o = 1.705 * 10^{-7} R_s^{0.69357} \gamma_g^{0.1885} \gamma_{API}^{0.3272} T(^{\circ}F)^{0.6729} P^{-0.5906}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 85.

* **Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.**

Define la compresibilidad del petróleo, en función de la relación de gas disuelto-petróleo, como:

Ecuación J50. Compresibilidad del petróleo. Correlación Kartootmodjo

$$c_o = \frac{6,8257R_s^{0.5002} \gamma_{API}^{0.3613} T(^{\circ}F)^{0.76606} \gamma_{gc}^{0.35505}}{P * 10^6}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 85.

Para presiones de interés menores a la presión de burbuja, la correlación usada para determinar esta propiedad, se presenta a continuación:

* **Correlación de McCain, W.D., Jr., Rollins, J.B. y Villena-Lanzi, A.J.**

Los autores desarrollaron tres correlaciones, para cuando se poseen diferentes datos de entrada. La primera está en función de la presión de burbuja, temperatura del yacimiento, gravedad API y la relación de gas disuelto. La segunda correlación, aplica cuando no se posee información de la presión de burbuja. La última, no considera datos como presión de burbuja y relación de gas disuelto.

Ecuación J51. Compresibilidad del petróleo. Correlación 1 McCain, *et al.*

$$\ln c_o = -7.573 - 1.450 \ln P - 0.383 \ln P_b + 1.402 \ln T(^{\circ}R) + 0.256 \ln \gamma_{API} + 0.449 \ln R_{sb}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 87.

Ecuación J52. Compresibilidad del petróleo. Correlación 2 McCain, *et al.*

$$\ln c_o = -7.663 - 1.497 \ln P - 1.115 \ln T(^{\circ}R) + 0.533 \ln \gamma_{API} + 0.184 \ln R_{sb}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 87.

A continuación, se puede observar el rango de datos, sugerido para las tres correlaciones desarrolladas.

Tabla J17. Rango de datos para la correlación de McCain, *et al.*

Propiedad	Rango
Presión [psi]	500 – 5,300
Presión de burbujeo [psi]	763 – 5,300
Razón de gas disuelto-petróleo [PCN/PB]	15 – 1,947
Temperatura [°F]	78 – 330
Gravedad específica del gas [aire=1]	0.58 – 1.2
Gravedad del petróleo [°API]	18 – 52
Compresibilidad del petróleo*10 ⁻⁶ [psi ⁻¹]	31 – 6,600

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 87.

Ecuación J53. Compresibilidad del petróleo. Correlación 3 McCain, *et al.*

$$\ln c_o = - 7.114 - 1.394 \ln P - 0.981 \ln T_{(c_R)} + 0.770 \ln \gamma_{API} + 0.446 \ln \gamma_g$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 87.

Viscosidad del petróleo (μ_p). Medida de la fricción interna de las partículas presentes en el petróleo, cuando este se encuentra en movimiento. Existen dos tipos de viscosidad: viscosidad de crudo muerto (sin gas en solución) y viscosidad de petróleo con gas en solución.

Para petróleo muerto o sin gas en solución, algunas de las correlaciones para su determinación, se presentan a continuación:

* **Correlación de Beal, C.**

La experimentación, fue desarrollada en distintos campos de Estados Unidos. El análisis de los datos, generó una gráfica que luego fue ajustada, para obtener las correlaciones mostradas a continuación:

Ecuación J54. Término a

$$a = \text{antilog} \left(0.43 + \frac{8.33}{\gamma_{API}} \right)$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 98.

Ecuación J55. Viscosidad de crudo muerto. Correlación de Beal

$$\mu_{od} = \left[0.32 + \frac{1.8 * 10^7}{\gamma_{API}^{4.53}} \right] \left[\frac{360}{T(^{\circ}F) + 200} \right]^a$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 98.

Dónde:

μ_{od} = Viscosidad de crudo libre de gas a 1 atm y T, [cP].

Tabla J18. Rango de datos para la correlación de Beal

Propiedad	Rango
Temperatura [°F]	98 – 250
Gravedad del petróleo [°API]	10 – 52.5
Viscosidad [cP]	0.865 – 1.55

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 98.

* **Correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R.**

La correlación desarrollada se expresa como:

Ecuación J56. Viscosidad de crudo muerto. Correlación Beggs y Robinson

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 99.

Dónde:

$$x = yT(^{\circ}F)^{-1.163}$$

$$y = 10^z$$

$$z = 3.0324 - 0.02023\gamma_{API}$$

Tabla J19. Rango de datos para la correlación de Beggs y Robinson

Propiedad	Rango
Presión [psi]	15 – 5,265
Temperatura [°F]	70 – 295
Razón de gas disuelto-petróleo [PCN/BN]	20 – 2,070
Gravedad del petróleo [°API]	16 – 58

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 100.

* **Correlación de Glaso, O.**

Los rangos de datos usados para su determinación, son mostrados en la siguiente tabla:

Tabla J20. Rango de datos para la correlación de Glaso

Propiedad	Rango
Temperatura [°F]	50 – 300
Gravedad del petróleo [°API]	20.1 – 48.1
Viscosidad [cP]	0.616 – 39.1

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 98.

Ecuación J57. Viscosidad de crudo muerto. Correlación de Glaso

$$\mu_{od} = 3.141 * 10^{10} T_{(°F)}^{-3.444} (\log \gamma_{API})^{(10.313 \log T_{(°F)} - 36.447)}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 100.

* **Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.**

Tabla J21. Rango de datos para la correlación de Kartoatmodjo

Propiedad	Rango
Temperatura [°F]	75 – 320
Gravedad del petróleo [°API]	14.4 – 58.9
Viscosidad [cP]	0.5 – 682

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 101.

Ecuación J58. Viscosidad de crudo muerto. Correlación de Kartoatmodjo

$$\mu_{od} = 16.0 * 10^8 T_{(°F)}^{-2.8177} (\log \gamma_{API})^{(5.7526 \log T_{(°F)} - 26.9718)}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 100.

Para crudo vivo, es decir, con presencia de gas en solución, existen correlaciones para determinar su valor, a presiones menores o iguales a las del punto de burbuja, y a presiones mayores a la presión de burbuja.

A continuación, se explica las correlaciones para presiones de interés, menores o iguales a la presión de burbuja.

* **Correlación de Chew, J.N. y Connally., Jr.**

Correlación gráfica, desarrollada para crudos de Canadá, Estados Unidos y Sur América, está en función del intercepto A y la pendiente b, para el cual Standing realizó un ajuste numérico, mostrado en las siguientes ecuaciones:

Ecuación J59. Intercepto A

$$A = \text{antilog} [R_s(2.2 * 10^{-7} R_s - 7.4 * 10^4)]$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 103.

Ecuación J60. Pendiente b

$$b = \frac{0.68}{10^{8.62 * 10^{-5} R_s}} + \frac{0.25}{10^{1.1 * 10^{-3} R_s}} + \frac{0.062}{10^{3.74 * 10^{-3} R_s}}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 103.

Ecuación J61. Viscosidad de petróleo a $P \leq P_b$. Correlación Chew y Connally

$$\mu_{ob} = A(\mu_{od})^b$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 102.

Tabla J22. Rango de datos para la correlación Chew y Connally

Propiedad	Rango
Presión de burbuja [psi]	132 – 5,645
Temperatura [°F]	72 – 292
Razón gas disuelto-petróleo [PCN/BN]	51 – 3,544
Viscosidad del petróleo muerto [cP]	0.377 – 50

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 102.

* **Correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R.**

La correlación desarrollada por estos autores, es:

Ecuación J62. Viscosidad de petróleo a $P \leq P_b$. Correlación de Beggs

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 103.

Dónde:

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515}$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}$$

* **Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.**

La correlación se desarrolló en función de A y b, como se muestra la siguiente ecuación:

Ecuación J63. Viscosidad de petróleo a $P \leq P_b$. Correlación de Kartootmodjo

$$\mu_{ob} = -0.06821 + 0.9824A + 40.34 * 10^{-5}A^2$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 103.

Dónde:

$$A = (0.2001 + 0.8428 * 10^{-0.000845R_s})\mu_{od}^{(0.43+0.5165b)}$$

$$b = 10^{-0.00081R_s}$$

A continuación se presentan las correlaciones para presiones de interés mayores a la presión de burbuja.

* **Correlación de Beal, C.**

Esta correlación, fue desarrollada en campos de la región de California, generando una correlación gráfica, que luego Standing ajustó, obteniendo la siguiente ecuación:

Ecuación J64. Viscosidad de petróleo a $P > P_b$. Correlación de Beal

$$\frac{\mu_o - \mu_{ob}}{0.001(P - P_b)} = 0.024\mu_{ob}^{1.6} + 0.038\mu_{ob}^{0.56}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 105.

Tabla J23. Rango de datos para la correlación de Beal

Propiedad	Rango	
	a P_b	$>P_b$
Presión [psi]	140 – 4,135	1,515 – 5,515
Razón gas disuelto-petróleo [PCN/BN]	12 – 1,827	
Viscosidad [cP]	0.142 – 127	0.16 – 315

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 104.

* **Correlación de Vásquez, M.E. y Beggs, H.D.**

Ecuación J65. Viscosidad de petróleo a $P > P_b$. Correlación de Vásquez

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^m$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 105.

Dónde:

$$m = 2,6P^{1.187} \exp(-11.513 - 8.98 * 10^{-5}P)$$

Tabla J24. Rango de datos para la correlación Vásquez y Beggs

Propiedad	Rango
Presión [psi]	141 – 9,515
Razón gas disuelto-petróleo [PCN/BN]	9.3 – 2,199
Gravedad del petróleo [°API]	15.3 – 59.5
Gravedad específica del gas [aire=1]	0.511 – 1.351
Viscosidad [cP]	0.117 – 148

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 105.

* **Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.**

La correlación se muestra en la siguiente ecuación.

Ecuación J66. Viscosidad de petróleo a $P > P_b$. Correlación de Kartoatmodjo

$$\mu_o = 1.00081\mu_{ob} + 1.127 * 10^{-3}(P - P_b)(-65.17 * 10^{-4}\mu_{ob}^{1.8148} + 0.038\mu_{ob}^{1.59})$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 105.

Densidad del petróleo (ρ_o). Se define como la cantidad de masa por unidad de volumen. En campo, generalmente se trabaja en lb/ft³.

Para presiones menores o iguales a la presión de burbuja, la correlación se encuentra en función de la gravedad específica de gas disuelto, como se observa a continuación:

Ecuación J67. Gravedad específica del gas disuelto

$$\gamma_{gd} = \frac{12.5 + \gamma_{API}}{50} - 3.5715 * 10^{-6} \gamma_{API} R_s$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 109.

Ecuación J68. Densidad del petróleo a $P \leq P_b$

$$\rho_o = \frac{350\gamma_o + 0.0764\gamma_{gd}R_s}{5.615B_o}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 109.

Ecuación J69. Densidad del petróleo a $P > P_b$

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp[c_o * (P_b - P)]$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 109.

PROPIEDADES DEL AGUA

El entendimiento de las propiedades del agua, es indispensable para predecir el comportamiento de un yacimiento, debido a que este fluido generalmente se encuentra presente.

A continuación, se presentan las propiedades y sus respectivas correlaciones para determinarlas.

Gravedad específica del agua de formación (γ_w). Si se conoce la cantidad de sólidos disueltos en mg/L, la siguiente ecuación puede ser usada para este cálculo.

Ecuación J70. Gravedad específica del agua

$$\gamma_w = 1.0 + 0.695 * 10^{-6}S$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 131.

Densidad del agua (ρ_w). Esta propiedad se puede calcular con la misma aproximación realizada para un sistema gas-petróleo, como se mostró anteriormente.

Ecuación J71. Densidad del agua

$$\rho_w = \frac{62.4\gamma_w}{B_w}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 131.

McCain, realizó una correlación para determinar la densidad del agua a 1 atm, teniendo en cuenta los efectos de los sólidos disueltos presentes.

Ecuación J72. Densidad del agua a 1 atm. McCain

$$\rho_{w1} = 62.368 + 0.438603 S + 1.60074 * 10^{-3}S^2$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 131.

Presión de burbuja (P_{bw}). Debido al equilibrio termodinámico entre la salmuera y el crudo, se puede concluir, que la presión de burbuja de los dos líquidos, es igual. Por el contrario, en yacimientos de gas, la presión de burbuja del agua es igual a la presión inicial del yacimiento.

Viscosidad del agua (μ_w). Resistencia a fluir que ofrece el agua cuando se encuentra en movimiento, es directamente proporcional a la presión, también

depende de la temperatura y los sólidos disueltos. Las correlaciones usadas para determinar esta correlación, se muestran a continuación:

* **Correlación de Van Wingen, N.**

Ecuación J73. Viscosidad del agua. Correlación Van Wingen

$$\mu_w = \exp(1.003 - 1.479 * 10^{-2}T_{(^{\circ}F)} + 1.982 * 10^{-5}T_{(^{\circ}F)}^2)$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 127.

Esta correlación no tiene en cuenta, los efectos por presión y salinidad en la viscosidad del agua.

* **Correlación de Matthews, C.S. y Russel, D.G.**

La correlación desarrollada aplica para el siguiente rango de datos: P (psi) \leq 10,000, $60 \leq T (^{\circ}F) \leq 400$ y $S (\%) \leq 26$.

Ecuación J74. Viscosidad del agua a 1 atm. Matthews y Russel

$$\mu_{w1} = A + \frac{B}{T_{(^{\circ}F)}}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 128.

Dónde:

S = Salinidad [porcentaje peso de sólidos disueltos].

$A = -0.04518 + 0.009313 S - 0.000393 S^2$

$B = 70.634 + 0.09576 S^2$

El autor presenta un factor de corrección por presión:

Ecuación J75. Factor de corrección por presión. Matthews y Russel

$$f = 1 + 3.5 * 10^{-12} P^2 (T_{(°F)} - 40)$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 129.

* **Correlación de McCain, W.D., Jr.**

Este autor realizó un ajuste a la correlación gráfica, presentada por Matthews y Russel, como se observa a continuación:

Ecuación J76. Viscosidad del agua a 1 atm. McCain

$$\mu_{w1} = AT_{(°F)}^B$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 129.

Dónde:

$$A = 109.574 - 8.40564 S + 0.313314 S^2 + 8.72213 * 10^{-3} S^3$$

$$B = -1.12166 + 2.63951 * 10^{-2} S - 6.79461 * 10^{-4} S^2 - 5.47119 * 10^{-5} S^3 + 1.55586 * 10^{-6} S^4$$

Además, presenta la ecuación corregida por efectos de presión:

Ecuación J77. Viscosidad del agua corregida por presión. McCain

$$\frac{\mu_w}{\mu_{w1}} = 0.9994 + 4.0295 * 10^{-5} * + 3.1062 * 10^{-9} P^2$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 129.

* **Correlación de McCoy, R.L.**

El autor desarrolló un ajuste por efectos de salinidad, como se observa en las ecuaciones presentadas a continuación:

Ecuación J78. Viscosidad del agua. Correlación de McCoy

$$\mu_{wp} = 0.02414 * 10^{\left(\frac{247.8}{T(K)-140}\right)}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 130.

Ecuación J79. Viscosidad del agua corregida por S. Correlación de McCoy

$$\frac{\mu_w}{\mu_{wp}} = 1 - 1.87 * 10^{-3} S^{0.5} + 2.18 * 10^{-4} S^{2.5} + (T_{(cF)}^{0.5} - 1.35 * 10^{-2} T_{(cF)})(2.76 * 10^{-3} S - 3.44 * 10^{-4} S^{1.5})$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 130.

Relación de gas disuelto-agua (R_{sw}). Volumen en pies cúbicos normales (PCN), que pueden disolverse en un barril de agua, cuando las dos medidas son llevadas a condiciones de yacimiento. Las correlaciones usadas para su determinación se presentan a continuación.

* **Correlación de Culberson, O.L. y McKetta, J.J., Jr.**

Presentan una correlación, para la solubilidad de gas metano en agua pura, que luego es ajustada por efecto de la salinidad, esta ecuación aplica para salinidades entre el 0 – 30% y para temperaturas entre los 70 – 250² °F.

Ecuación J80. Solubilidad de gas metano en agua pura. Culberson

$$R_{swp} = A + BP + CP^2$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 114.

Dónde:

$$A = 8.15839 - 6.12265 * 10^{-2} T_{(°F)} + 1.91663 * 10^{-4} T_{(°F)}^2 - 2.1654 * 10^{-7} T_{(°F)}^3$$

$$B = 1.01021 * 10^{-2} - 7.44241 * 10^{-5} T_{(°F)} + 3.05553 * 10^{-7} T_{(°F)}^2 - 2.94883 * 10^{-10} T_{(°F)}^3$$

$$C = (-9.02505 + 0.13023 T_{(°F)} - 8.53425 * 10^{-4} T_{(°F)}^2 + 2.34122 * 10^{-6} T_{(°F)}^3 - 2.37049 * 10^{-9} T_{(°F)}^4) * 10^{-7}$$

Ecuación J81. Relación de gas disuelto-agua. Culberson

$$\frac{R_{sw}}{R_{swp}} = 10^{-0.0840655 S T_{(°F)}^{-0.285854}}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 116.

Dónde:

S = Salinidad [porcentaje por peso de sólidos disueltos].

* **Correlación de McCoy, R.L.**

Ecuación J82. Solubilidad de gas metano en agua pura. McCoy

$$R_{swp} = A + BP + CP^2$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 116.

Dónde:

$$A = 2.12 + 3.45 * 10^{-3} T_{(°F)} - 3.59 * 10^{-5} T_{(°F)}^2$$

$$B = 0.0107 - 5.26 * 10^{-5} T_{(°F)} + 1.48 * 10^{-7} T_{(°F)}^2$$

$$C = -8.75 * 10^{-7} + 3.9 * 10^{-9} T_{(°F)} - 1.02 * 10^{-11} T_{(°F)}^2$$

Ecuación J83. Relación de gas disuelto-agua. McCoy

$$\frac{R_{sw}}{R_{swp}} = 1 - (0.0753 - 1.73 * 10^{-4} T_{(°F)}) * S$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 116.

Factor volumétrico del agua (B_w). Volumen que ocupa en el yacimiento, una unidad volumétrica de agua a condiciones normales, más su gas en solución. Su comportamiento con respecto a la presión, es inverso al del petróleo, es decir, a menor presión, mayor factor volumétrico del agua. Las correlaciones para su cálculo, son:

* **Correlación de McCain, W.D., Jr.**

Esta correlación, se encuentra en función del cambio en volumen cuando hay reducción de presión, y el cambio en volumen al disminuir la temperatura.

Ecuación J84. Cambio en volumen por la temperatura

$$\Delta V_{wT} = -1.0001 * 10^{-2} + 1.33391 * 10^{-4} T_{(°F)} + 5.50654 * 10^{-7} T_{(°F)}^2$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 118.

Ecuación J85. Cambio en volumen por la presión

$$\Delta V_{wP} = -1.95301 * 10^{-9} P T_{(°F)} - 1.72834 * 10^{-13} P^2 T_{(°F)} - 3.58922 * 10^{-7} P - 2.25341 * 10^{-10} P^2$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 118.

Ecuación J86. Factor volumétrico del agua a $P \leq P_b$. Correlación McCain

$$B_w = (1 + \Delta V_{wP})(1 + \Delta V_{wT})$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 118.

* **Correlación de McCoy, R.L.**

El factor volumétrico del agua, está en función de los términos A, B y C, los cuales fueron determinados para agua pura libre de gas, y para agua pura saturada con gas.

Ecuación J87. Factor volumétrico del agua a $P \leq P_b$. Correlación de MacCoy

$$B_{wp} = A + BP + CP^2$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 118.

Dónde:

– Para agua pura libre de gas

$$\begin{aligned} A &= 0.9947 + 5.8 * 10^{-6}T_{(°F)} + 1.02 * 10^{-6}T_{(°F)}^2 \\ B &= -4.228 * 10^{-6} + 1.8376 * 10^{-8}T_{(°F)} - 6.77 * 10^{-11}T_{(°F)}^2 \\ C &= 1.3 * 10^{-10} - 1.3855 * 10^{-12}T_{(°F)} + 4.285 * 10^{-15}T_{(°F)}^2 \end{aligned}$$

– Para agua pura saturada con gas

$$\begin{aligned} A &= 0.9911 + 6.35 * 10^{-5}T_{(°F)} + 8.5 * 10^{-7}T_{(°F)}^2 \\ B &= -1.093 * 10^{-6} - 3.497 * 10^{-9}T_{(°F)} + 4.57 * 10^{-12}T_{(°F)}^2 \\ C &= -5.0 * 10^{-11} + 6.429 * 10^{-13}T_{(°F)} - 1.43 * 10^{-15}T_{(°F)}^2 \end{aligned}$$

La corrección por salinidad es:

Ecuación J88. Corrección de salinidad. Correlación de McCoy

$$\frac{B_w}{B_{wp}} = 1 + S[5.1 * 10^{-8}P + (5.47 * 10^{-6} - 1.95 * 10^{-10}P(T_{(°F)} - 60) - (3.23 * 10^{-8} - 8.5 * 10^{-13}P)(T_{(°F)} - 60)^2]$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 120.

Ecuación J89. Factor volumétrico del agua a $P > P_b$.

$$B_w = B_{wb} \exp[c_w(P_b - P)]$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 120.

Dónde:

B_{wb} = Factor volumétrico del agua a P_b .

c_w = Compresibilidad isotérmica del agua, [psi⁻¹]

Las anteriores correlaciones, se usan para la determinación del factor volumétrico del agua, a presiones menores o iguales a la del punto de burbuja, para presión de interés mayor a la del punto de burbuja, se utiliza la anterior ecuación.

Compresibilidad isotérmica del agua (c_w). Cambio fraccional en volumen por unidad de presión, cuando las condiciones de temperatura son constantes.

Las correlaciones para determinar los valores, a presiones mayores que las del punto de burbuja, son:

* **Correlación de Dodson, C.R. y Standing, M.B.**

A continuación, se muestra la compresibilidad del agua pura libre de gas. Adicionalmente, proponen dos correcciones: una para efectos de solubilidad del gas, y otra por efectos de sólidos disueltos (salinidad).

Ecuación J90. Compresibilidad del agua libre de gas

$$c_{wp} = \frac{A + BT_{(°F)} + CT_{(°F)}^2}{10^6}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 121.

Ecuación J91. Compresibilidad del agua corregida por solubilidad del gas

$$\frac{c_w}{c_{wp}} = 1 + 8,9 * 10^{-3} R_{sw}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 121.

Ecuación J92. Compresibilidad del agua corregida por salinidad

$$\frac{c_w}{c_{wp}} = 1 + S^{0.7}[-5.2 * 10^{-2} + 2.7 * 10^{-4}T_{(°F)} - 1.14 * 10^{-6}T_{(°F)}^2 + 1.121 * 10^{-9}T_{(°F)}^3]$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 121.

* **Correlación de Osif, T.L.**

La correlación mostrada a continuación, aplica para el siguiente rango de datos: 1000 < psi < 20.000, 200 < T (°F) < 270 y 0 < S (g/L) < 200.

Ecuación J93. Compresibilidad del agua a $P > P_b$. Correlación Osif

$$c_w = \frac{1}{7.033P + 541.5S - 537T_{(°F)} + 403300}$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 122.

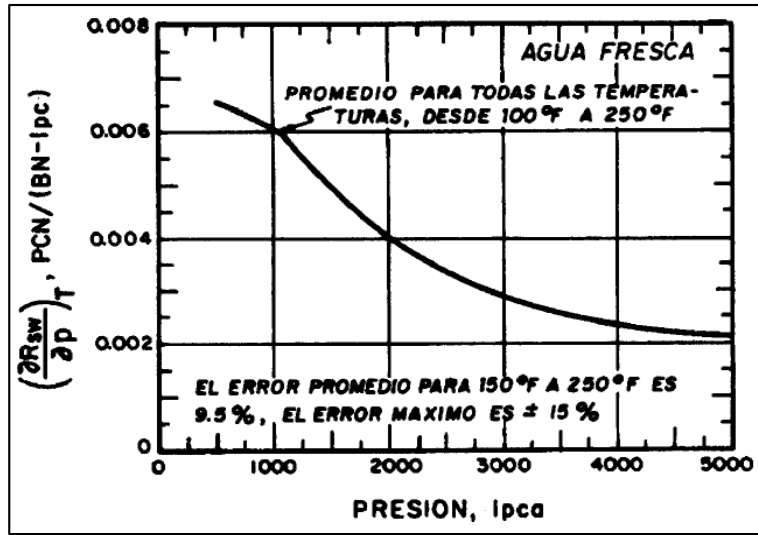
Ecuación J94. Compresibilidad del agua a $P \leq P_b$

$$c_w = \frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial P} \right)_T + \frac{B_g}{B_w} \left(\frac{\partial R_{sw}}{\partial P} \right)_T$$

Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 123.

Para presiones de interés menores a la presión de burbuja, el comportamiento de la compresibilidad del agua, está descrito por la siguiente ecuación. Donde el primer término del lado derecho de la ecuación es c_w , cuando $P > P_b$, y $(\partial R_{sw}/\partial P)_T$, se determina por medio la de siguiente figura.

Figura J1. $(\partial R_{sw}/\partial P)_T$ vs. Presión. Correlación Ramey



Fuente: BÁNZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Preliminar ed. Maracaibo: 1996. p. 124.

ANEXO K

VALIDACIÓN DE LA CAPACIDAD PREDICTIVA DE LA HERRAMIENTA

A continuación se presentan los resultados de predicción del CASO 4. La información requerida para realizar la simulación numérica y la predicción en la aplicación, se resume en la tabla K1.

Tabla K1. Propiedades del yacimiento. CASO 4

<i>Propiedades del yacimiento</i>	
Presión (psia)	4000
Temperatura (°F)	120
Profundidad (ft)	7000
Espesor (ft)	200
Porosidad (fracción)	0.2
Swc (fracción)	0.35
Swi (fracción)	0.35
Sor (fracción)	0.25
Buzamiento (°)	0
$\partial P_c/\partial x$ (psi/ft)	0
<i>Estratificación</i>	
VDP (fracción)	0.5
# capas	5
Permeabilidad (mD)	1100
Perm. Vertical (mD)	330
<i>Propiedades de los fluidos</i>	
°API	11
Geg (adimensional)	0.59
Pb (psia)	1800
Bo (RB/STB)	1.070869
Bw (RB/STB)	1.012044
RHOo (lb/ft ³)	57.974733
RHOw (lb/ft ³)	62.940156
Mo (cP)	66.004433
Mw (cP)	0.614841
GOR (SCF/STB)	164.482973
Salinidad (ppm)	30000
<i>Interacción roca-fluido</i>	
kro@Swc (fracción)	0.8
krw@Sor (fracción)	0.3
No (adimensional)	2
Nw (adimensional)	2

Tabla K1. (Continuación)

Información de inyección	
Razón mov. w-o (adimen)	40.26
Área del patrón (acres)	40
Rw (ft)	0.5
VP total (BBL)	12413350.88
OOIP inicio iny. (STB)	7534701.32
VP máx de inyección	3
Tasa de iny. (RB/D)	2401.580412
BHP máx (psi)	4612
CP (psia/ft)	0.27

La malla construida para el modelo de simulación numérica, comprende 14,045 celdas, que se distribuyen de acuerdo con la información que se presenta en la tabla K2. Por otra parte, la fecha de finalización de la inyección de polímeros, se puede observar en la tabla K3 y la de surfactantes-polímeros, en la tabla K4.

Tabla K2. Propiedades del yacimiento. CASO 4

Número de celdas	
Eje X	53
Eje Y	53
Eje Z	5
Total	14,045

Tabla K3. Parámetros para cálculo de fechas de inyección del polímero. CASO 4

Fechas de inyección PF	
Inyección (Bbl/día)	1,165
Inyección (días)	1,208.99
Inyección (años)	3.3
Volumen poroso (Bbl)	4,694,900
Volumen inyección (Bbl)	1,408,470
Factor volumen total	30%
Fecha inicio PF	1/01/2010
Fecha fin PF	23/04/2013

Tabla K4. Parámetros para cálculo fechas de inyección proceso SP. CASO 4

<i>Fechas de inyección</i>	<i>SF</i>	<i>PF</i>
Inyección (Bbl/día)	2373	2373
Inyección (días)	132.65908	1591.908976
Inyección (años)	0.4	4.4
Volumen poroso (Bbl)	12,592,000	12,592,000
Volumen inyección (Bbl)	314,800	3,777,600
Factor volumen total	2.5%	30.0%
Fecha inicio	1/01/2010	13/05/2010
Fecha fin	13/05/2010	21/09/2014

Se consideran dos escenarios, utilizando polímeros distintos, a una concentración dada: ANH125VHM y HPAM. Las propiedades principales se compilan en la tabla K5.

Tabla K5. Propiedades de los polímeros. CASO 4

<i>Datos del polímero</i>	<i>Polímero 1</i>	<i>Polímero 2</i>
Concentración (ppm)	1500	1500
Mp (cP)	24.32	31.176156
FR	67.243401	87.034145
FRR	1.7	1.716445
Adsorción (lb/acre.ft)	555.79	178.79

Al realizar la inyección de surfactantes-polímeros, se consideran las mismas propiedades del polímero y 1000 ppm del surfactante descrito en la sección 3.1, en un bache de 3% del VP.

Comparación en la aplicación del modelo predictivo

El comportamiento futuro del yacimiento, realizando una inyección de polímeros y una inyección de surfactantes-polímeros con las propiedades descritas anteriormente, se evalúa con respecto a la inyección de agua para establecer el incremento en el recobro final de petróleo. Los resultados de la herramienta se pueden comparar con otro método de estimación en la sección de ajuste, por eso se importan los datos obtenidos mediante simulación numérica para los dos modelos propuestos.

- Polímero 1: AN125VHM, 1.500 ppm

En la figura K1 se comparan las tasas de producción, determinadas mediante el modelo predictivo con los resultados de simulación numérica, y se puede establecer que al presentarse con respecto al tiempo, se observan diferencias más marcadas en la primera etapa de inyección; porque el pronóstico de la producción diaria de fluidos cambia según el modelaje del método elegido.

La producción acumulada de fluidos del yacimiento, se ilustra en la figura K2, y el factor de recobro de petróleo en la figura K3. Por lo que se puede percibir, las curvas se ajustan y reproducen la predicción del simulador; más adelante se dan detalles del porcentaje de error en las variables.

Los resultados de la inyección de surfactantes-polímeros para este caso, se muestran en las siguientes figuras, mostrando un buen ajuste, para las tasas de petróleo y agua (figura K4), al igual que las producciones acumuladas (figura K5); los resultados de factor de recobro (figura K6) difieren pero la aproximación es aceptable.

Figura K1. Tasa de producción. Modelo PF vs. CMG. CASO 4

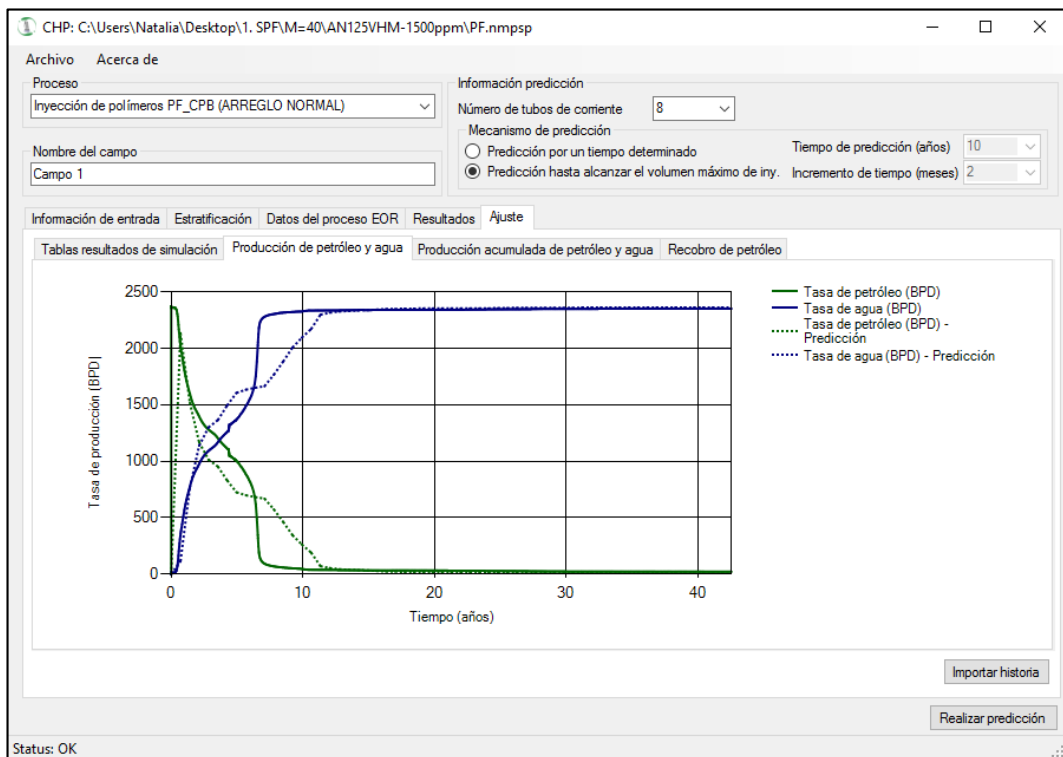


Figura K2. Producción acumulada. Modelo PF vs. CMG. CASO 4

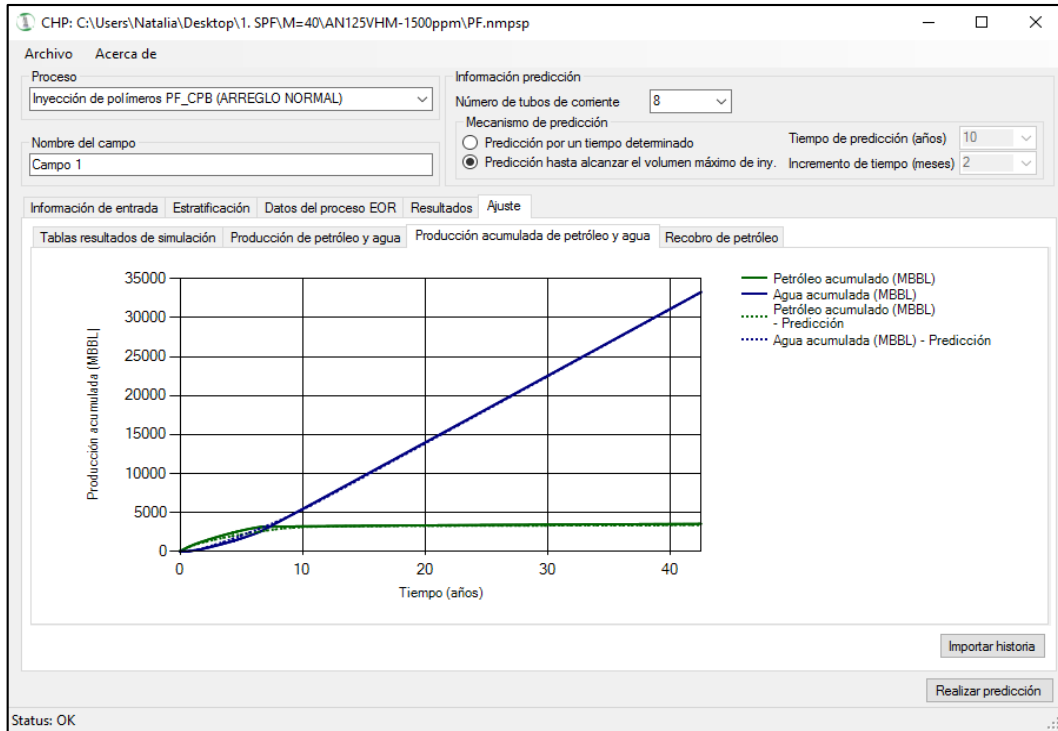


Figura K3. Factor de recobro. Modelo PF vs. CMG. CASO 4

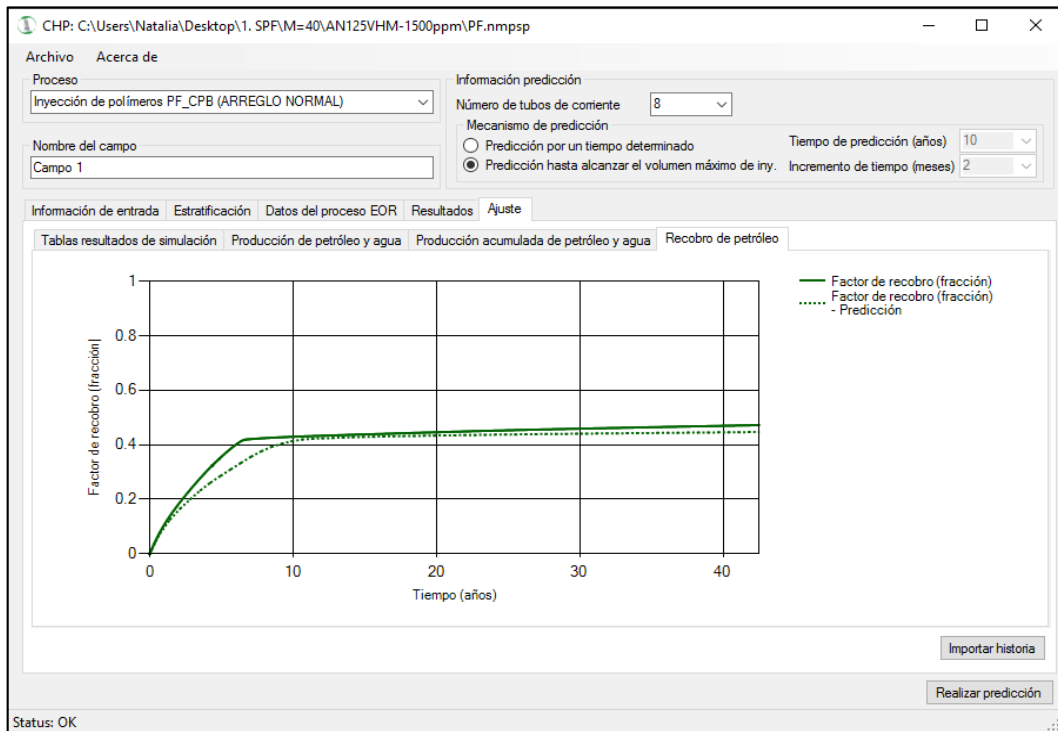


Figura K4. Tasas de producción Modelo SPF vs. CMG. CASO 4

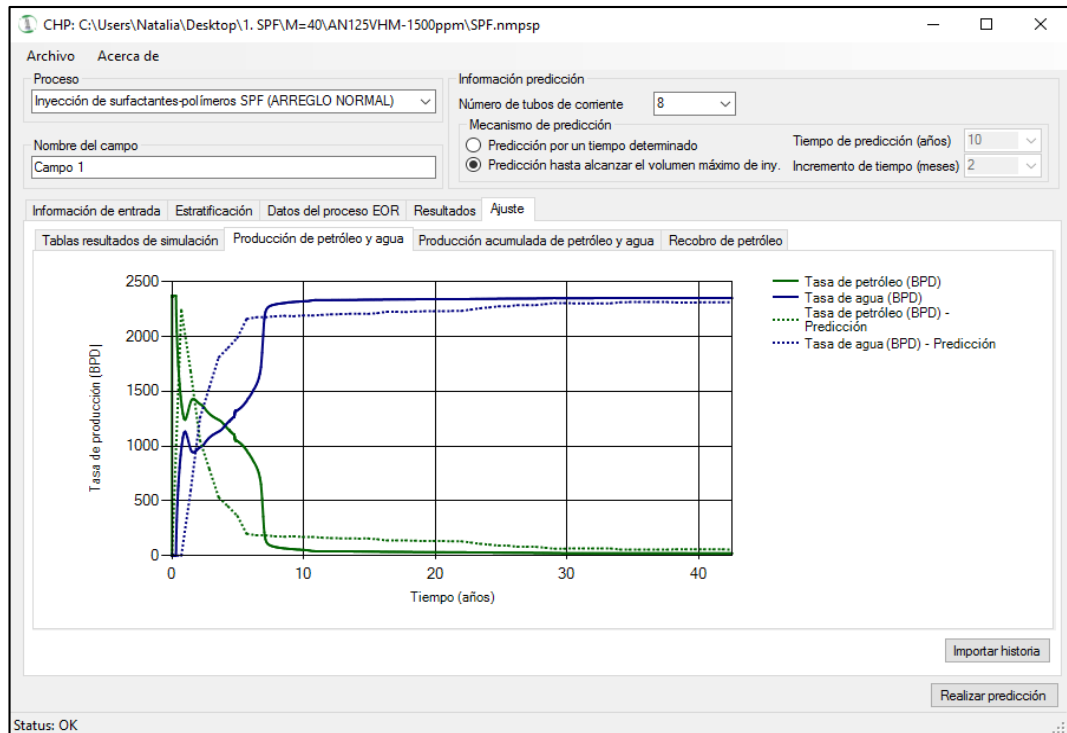


Figura K5. Producción acumulada. Modelo SPF vs. CMG. CASO 4

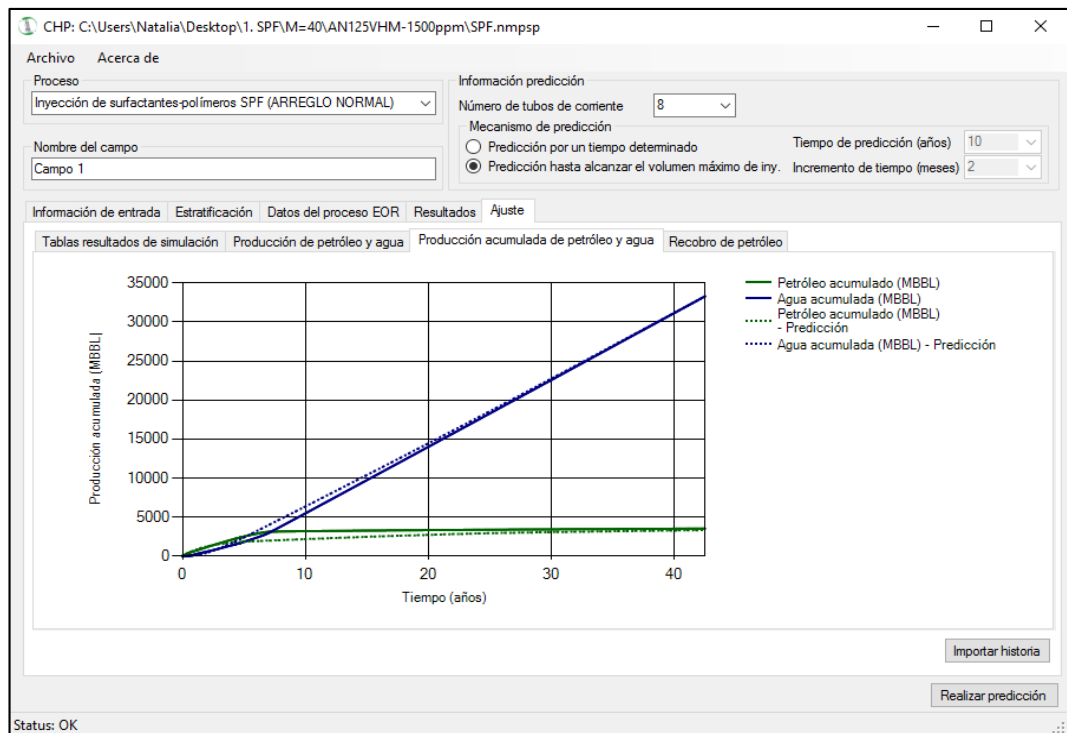
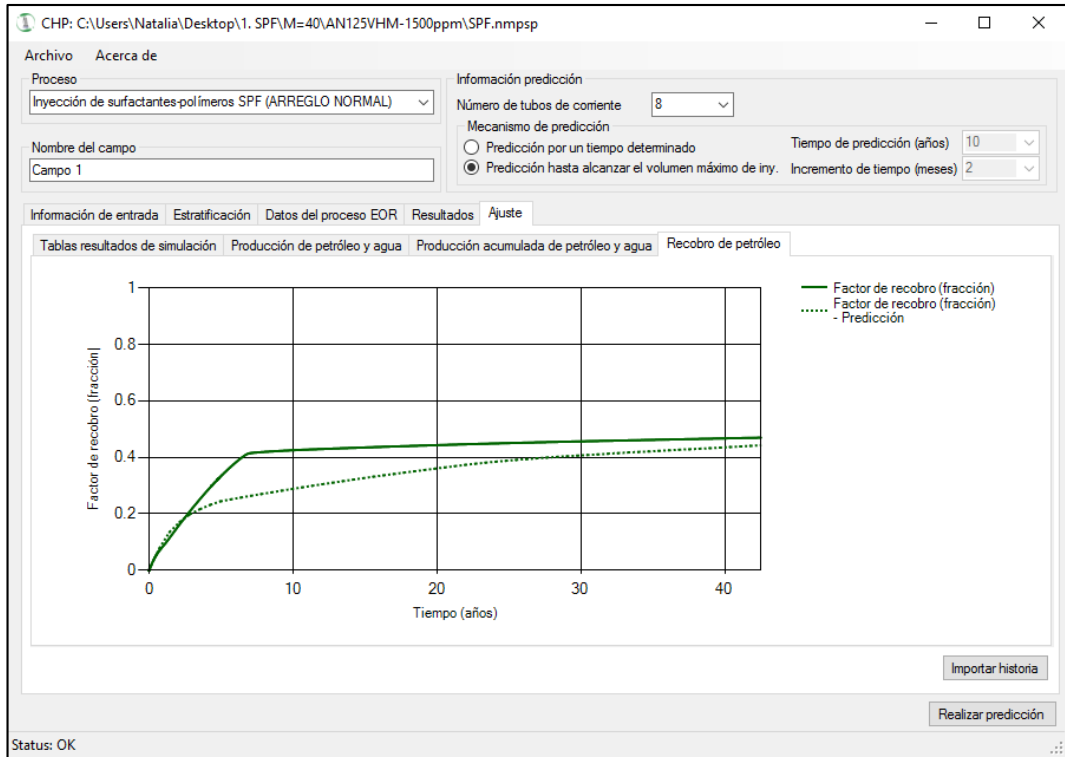


Figura K6. Factor de recobro. Modelo SPF vs. CMG. CASO 4



- Polímero 2: HPAM, 1500 ppm

En este modelo, se puede observar que los resultados son más consistentes y esto se confirma al presentar las gráficas realizadas en Excel más adelante. A continuación, se pueden observar los resultados comparados en la herramienta *Chemical Prediction* para los procesos de inyección de polímeros e inyección de surfactantes polímeros.

La figura K7 muestra las tasas de producción diaria de petróleo y agua, la figura K8 la producción acumulada de petróleo y agua, y la figura K9 el recobro de petróleo.

Todas las variables presentan un comportamiento similar al calculado mediante simulación y eso se puede apreciar analizando la forma de las curvas, que se ajustan de forma aceptable.

Figura K7. Tasas de producción. Modelo PF vs. CMG. CASO 4

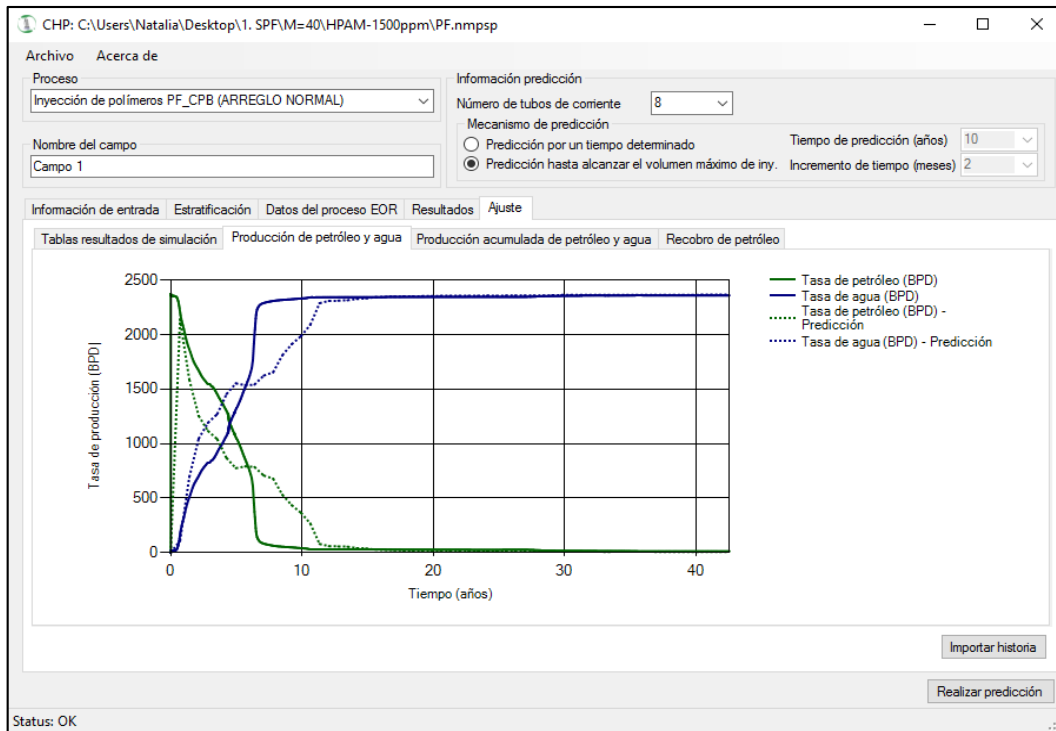


Figura K8. Producción acumulada, Modelo PF vs. CMG. CASO 4

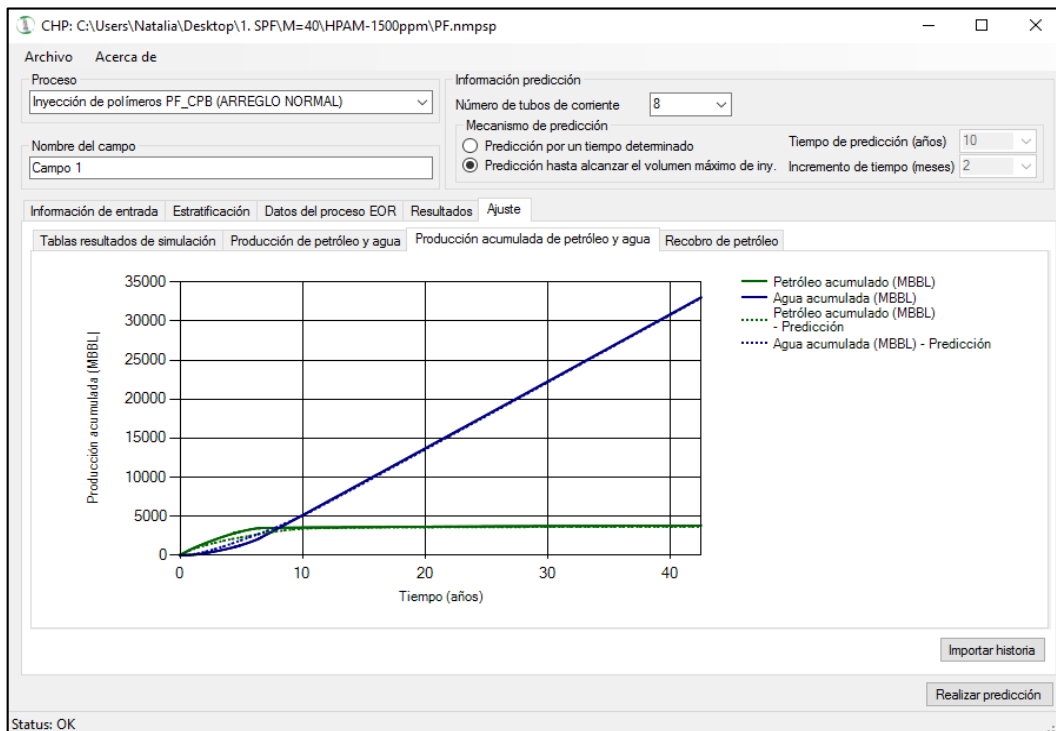
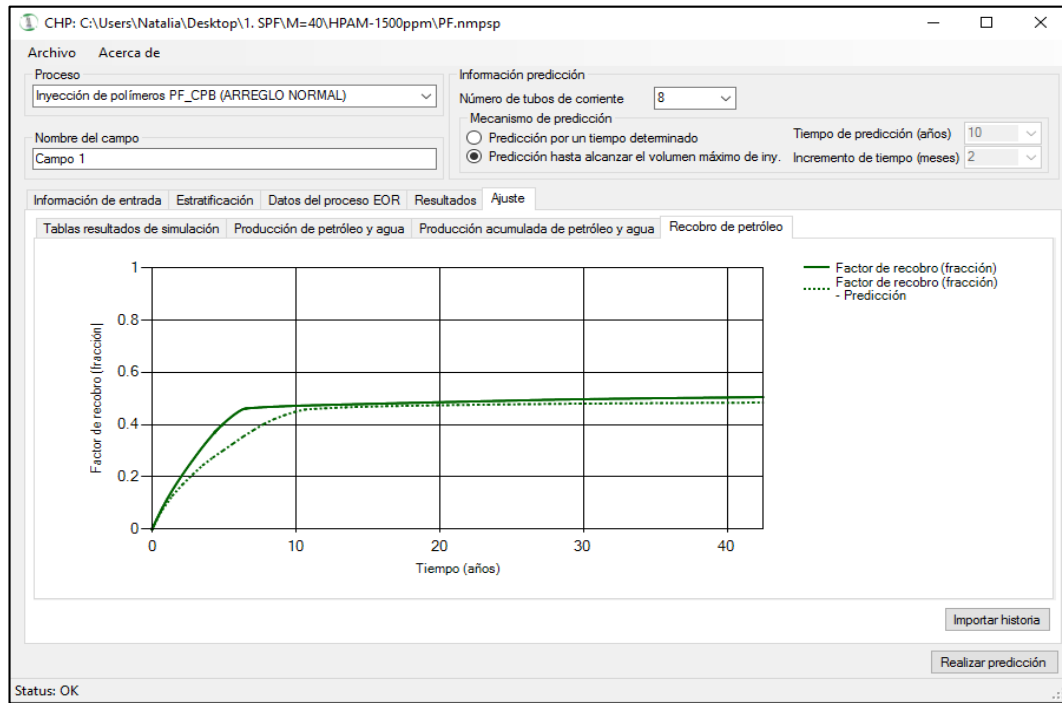


Figura K9. Factor de recobro. Modelo PF vs. CMG. CASO 4



Los resultados para inyección SP se muestran a continuación.

Figura K10. Tasas de producción. Modelo SPF vs. CMG. CASO 4

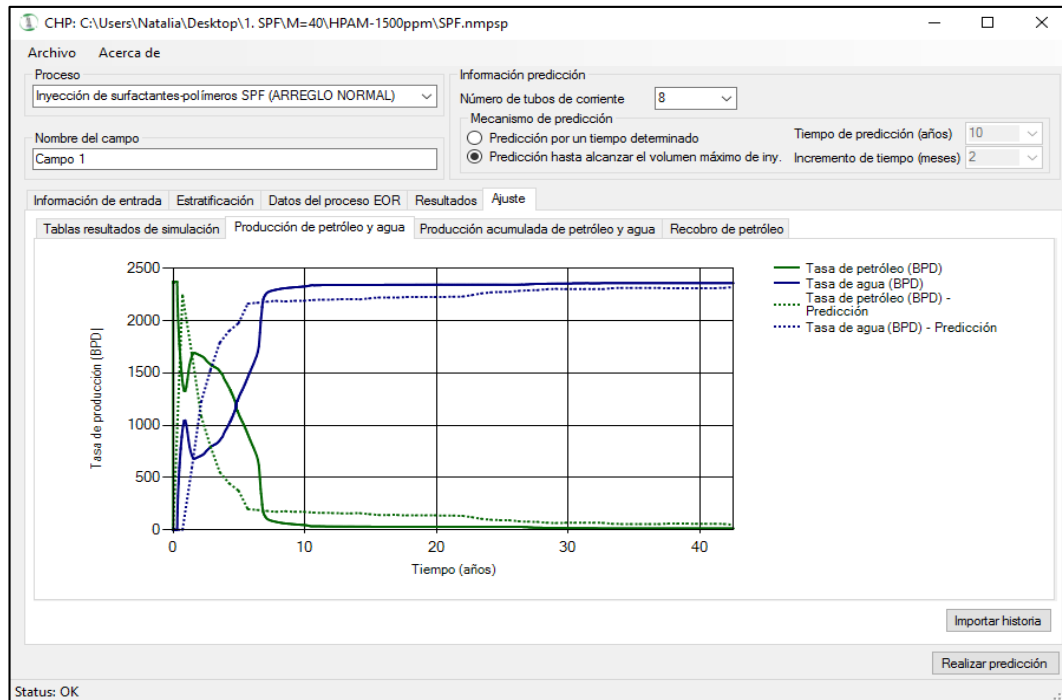


Figura K11. Producción acumulada Modelo SPF vs. CMG. CASO 4

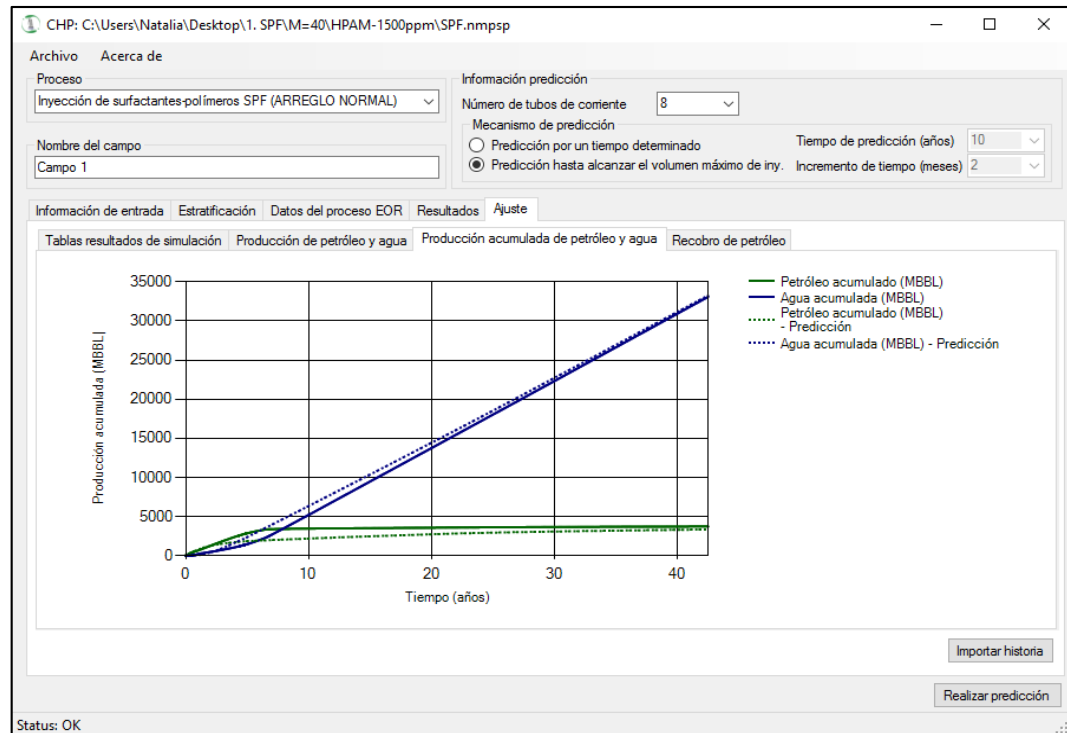
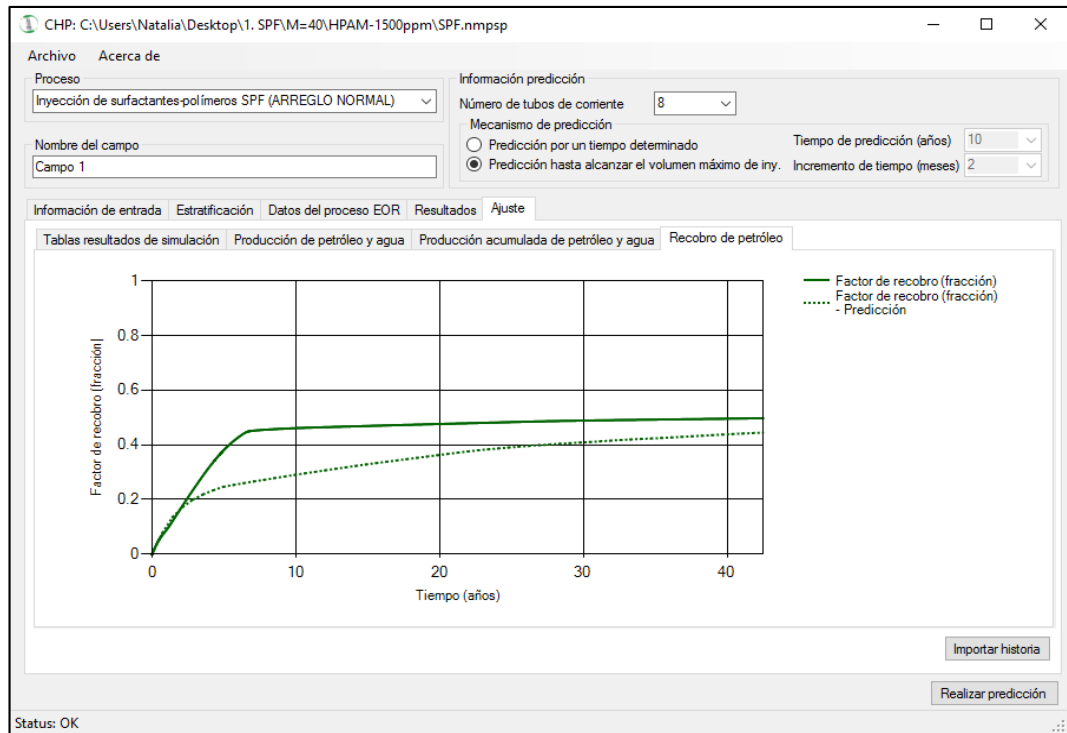


Figura K12. Factor de recobro. Modelo SPF vs. CMG. CASO 4

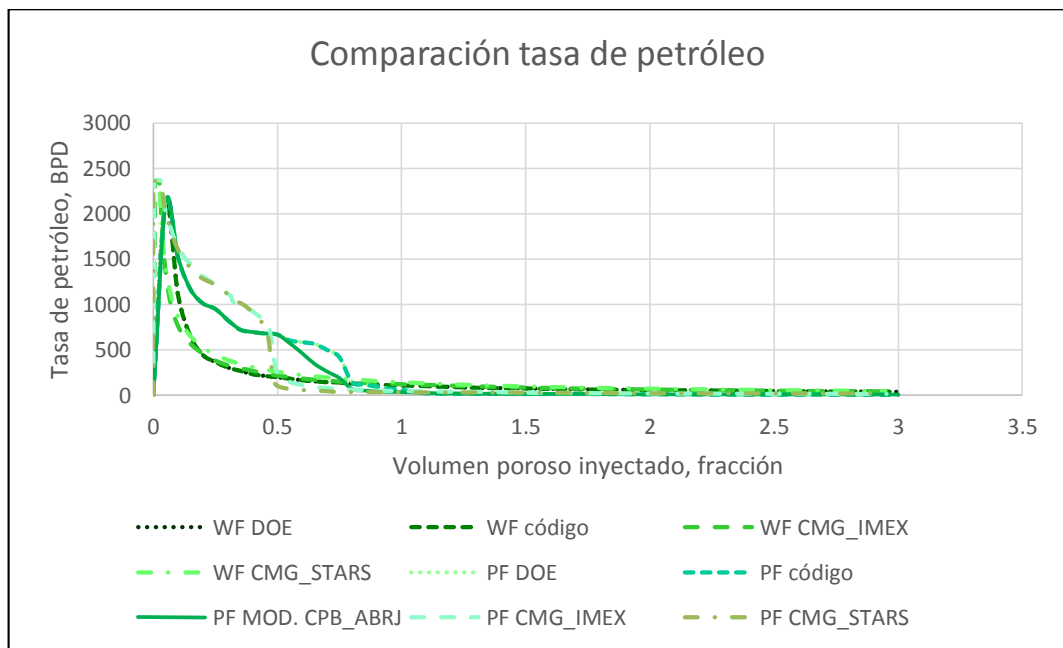


Comparación en la aplicación Microsoft Excel

La evaluación del caso mediante los modelos predictivos y la simulación numérica, se presenta en gráficas que se explican a continuación.

- Polímero 1: AN125VHM, 1500 ppm

Gráfica K1. Tasa de petróleo vs. VP. Modelo PF. AN125VHM. CASO 4



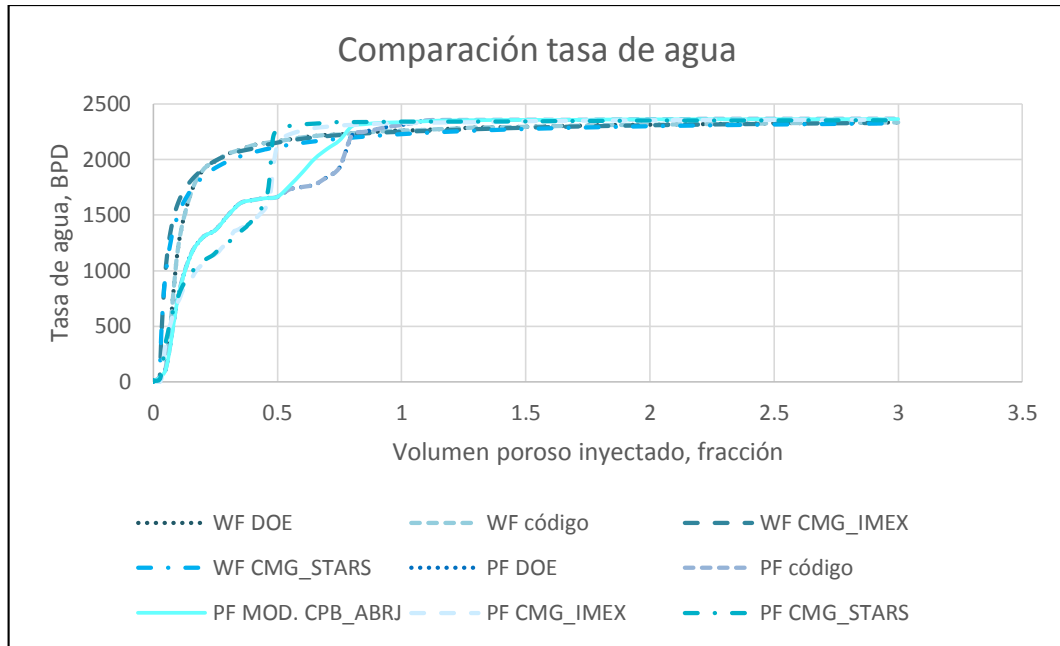
A partir de los resultados presentados en la gráfica K1, se puede confirmar que la tasa de producción de petróleo incrementa cuando se inyecta el polímero porque se reduce la movilidad del agua (en este caso, la razón de movilidad agua petróleo es aproximadamente 40); además, es posible apreciar que las curvas de predicción se aproximan.

En gráfica K2, se pueden observar los resultados de predicción de la tasa de agua que se produce por día.

En el esquema propuesto, la producción acumulada de petróleo pronosticada mediante el la aplicación presenta un porcentaje de error de 9.7464% si se compara con el simulador IMEX y de 4.9214% con el simulador STARS (ver tabla K6). El modelo predictivo propuesto por DOE arroja en este caso resultados más

acertados, sin embargo, la estimación de la herramienta es aceptable considerando que es más económica.

Gráfica K2. Tasa de agua vs. VP. Modelo PF. AN125VHM. CASO 4



Gráfica K3. Petróleo acumulado vs. VP. Modelo PF. AN125VHM. CASO 4

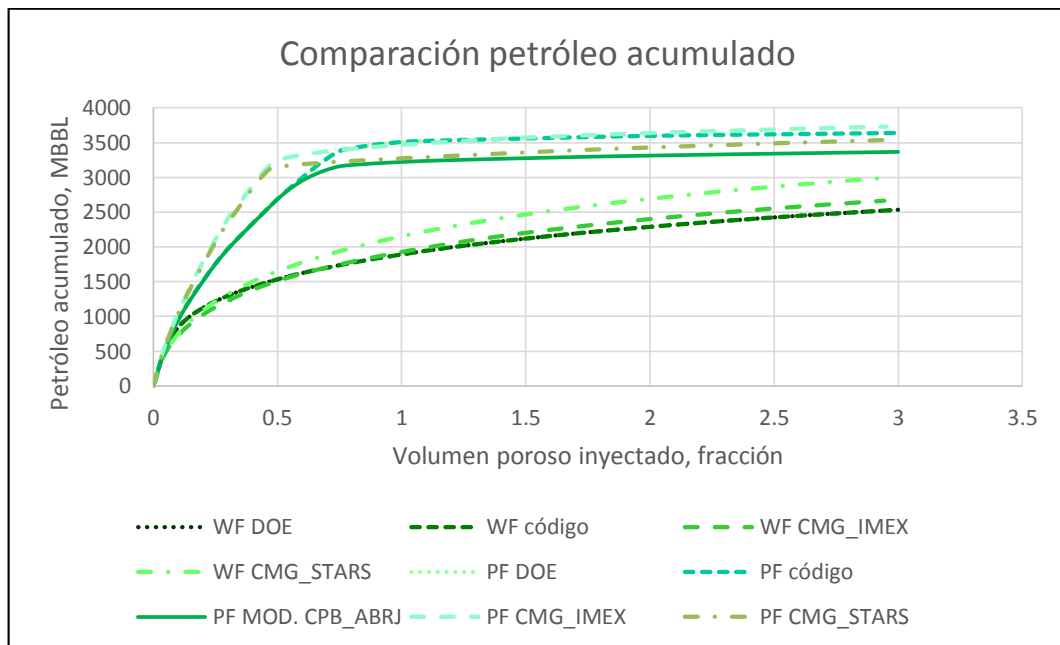


Tabla K6. %Error. Petróleo acumulado. Modelo PF. AN125VHM. CASO 4

Simulador	Modelo DOE PFPM	Nuevo modelo
IMEX	2.4566%	9.7464%
STARS	2.7531%	4.9261%

La producción acumulada de agua tiene un ajuste muy bueno, eso se puede observar en la gráfica K4 y confirmar con los datos presentados en la tabla K7

Gráfica K4. Agua acumulada vs. VP. Modelo PF. AN125VHM. CASO 4

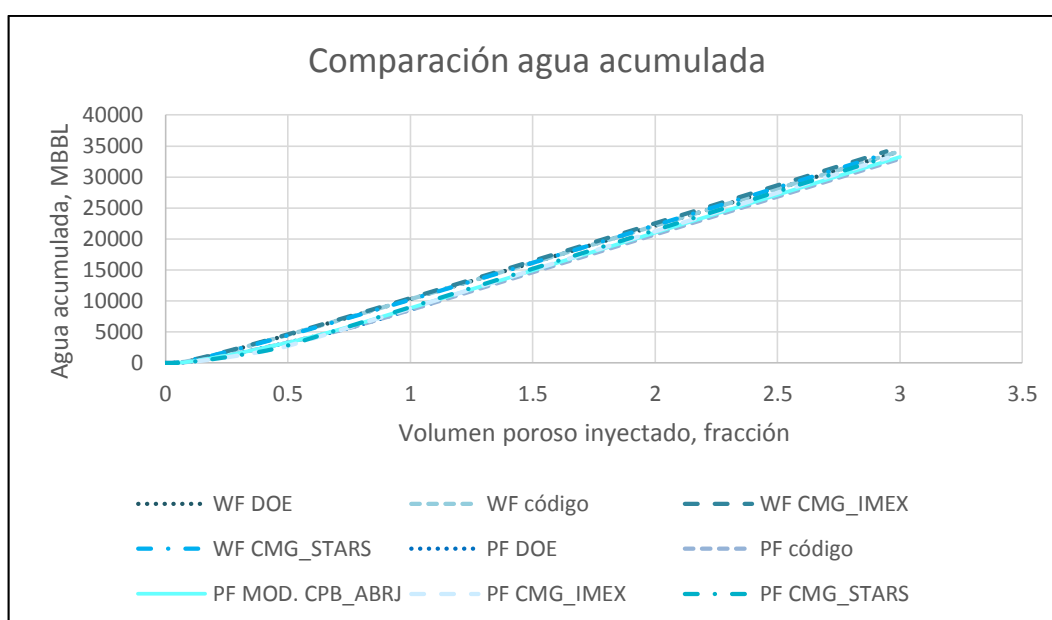


Tabla K7. %Error. Agua acumulada. Modelo PF. AN125VHM. CASO 4

Simulador	Modelo DOE PFPM	Nuevo modelo
IMEX	0.4734%	0.3959%
STARS	1.0481%	0.1838%

En la gráfica K5 se muestra que el factor no es tan preciso como la predicción de la producción acumulada de agua; no obstante, es importante mencionar que el factor de recobro incrementa al inyectar polímeros en 11.01%, 13.99% y 7.27% de acuerdo con la aplicación, el simulador IMEX y el simulador STARS, respectivamente. La aproximación es buena si se considera que la herramienta predictiva permite realizar un análisis rápido a un bajo costo. En la tabla K8 se establece el porcentaje de error de las predicciones.

Gráfica K5. Factor de recobro vs. VP. Modelo PF. AN125VHM. CASO 4

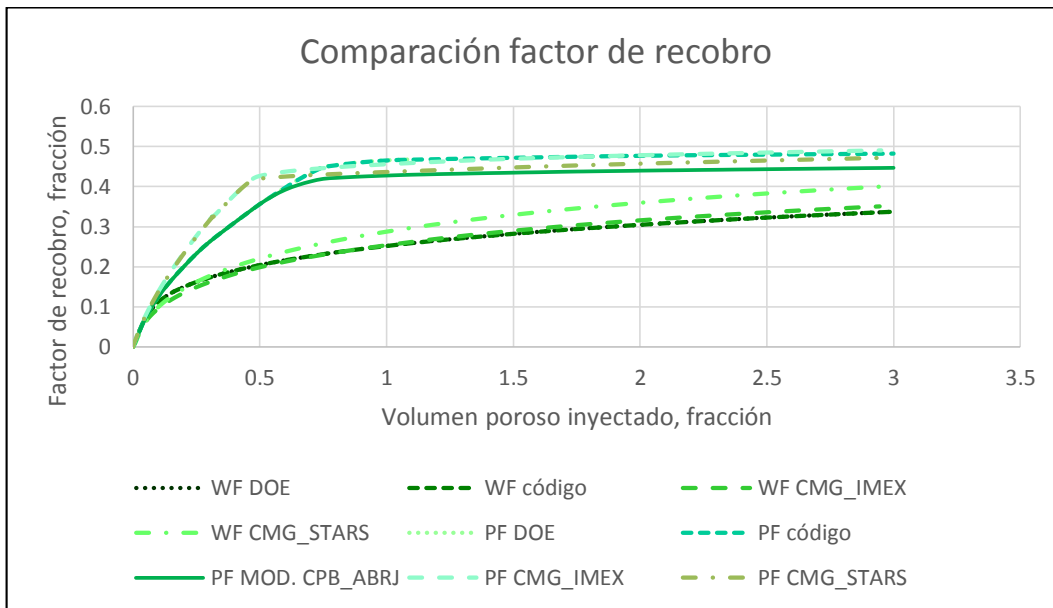
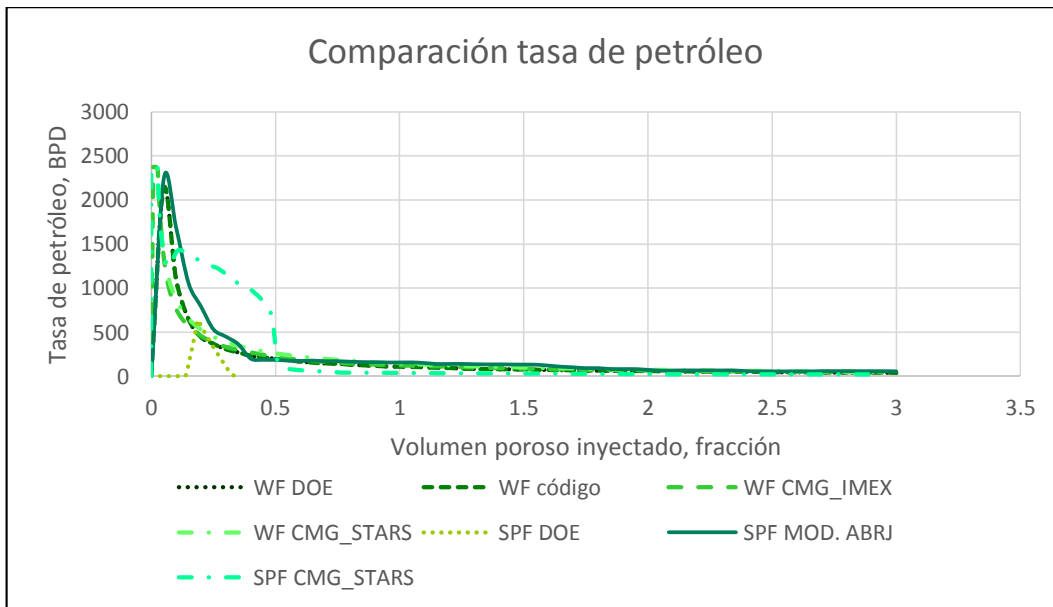


Tabla K8. %Error. Factor de recobro. Modelo PF. AN125VHM. CASO 4

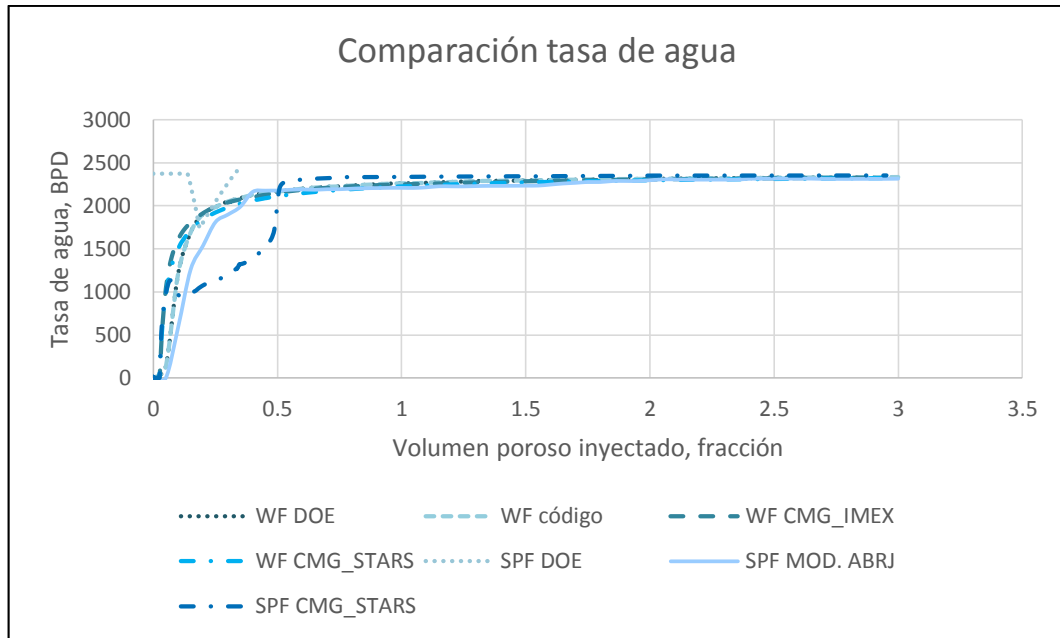
Simulador	Modelo DOE PFPM	Nuevo modelo
IMEX	1.4391%	8.8057%
STARS	2.2927%	5.3528%

Gráfica K6. Tasa de petróleo vs. VP. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 4

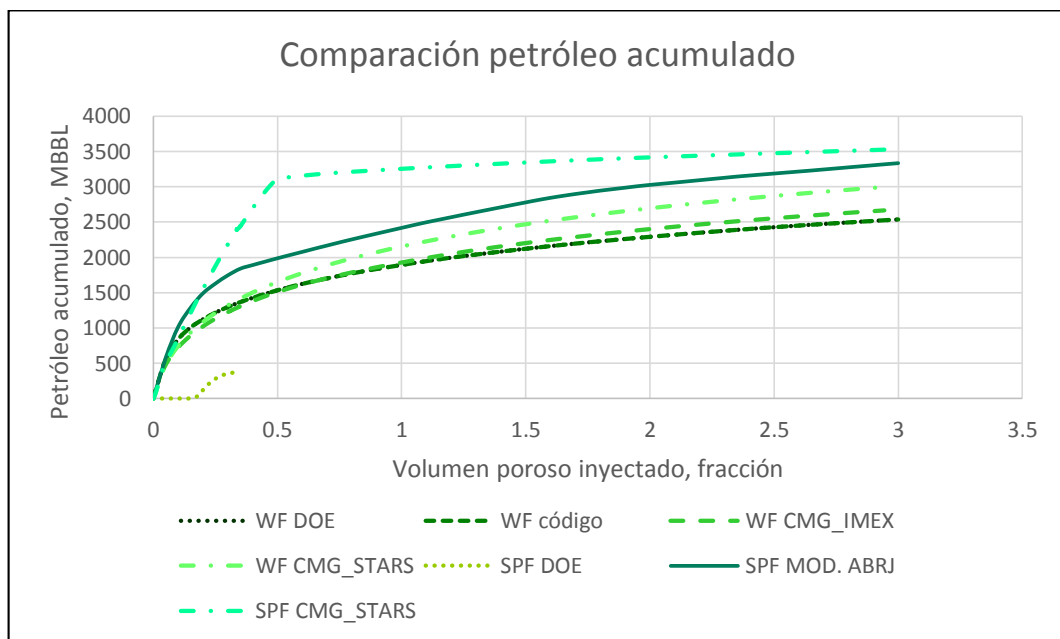


En la gráfica K6, se observa los resultados de tasa de petróleo para la inyección de surfactante-polímero para este caso, y en la gráfica K7, los respectivos para tasa de agua.

Gráfica K7. Tasa de agua vs. VP. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 4

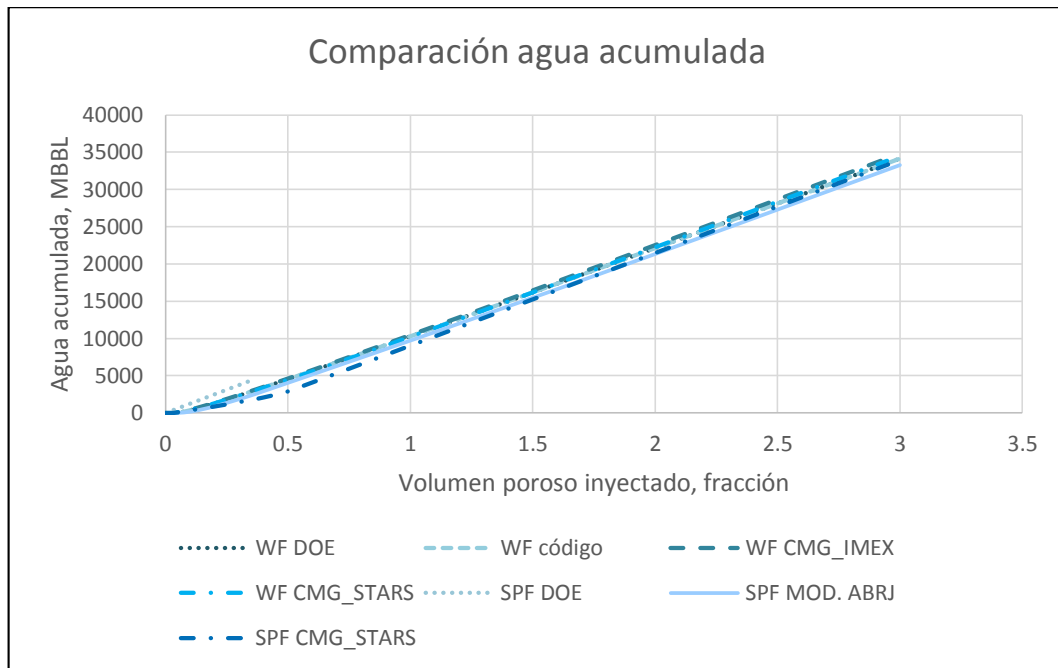


Gráfica K8. Petróleo acumulado vs. VP. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 4



La gráfica K8, muestra los resultados de petróleo acumulado y la gráfica K9, de agua producida acumulada.

Gráfica K9. Agua acumulada vs. VP. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 4



En las tablas K9 y K10, se muestran los porcentajes de error para los acumulados de petróleo y agua, calculados con la herramienta predictiva con respecto a los obtenidos por medio de simulación numérica en el caso de inyección de surfactantes-polímeros.

Tabla K9. %Error. Petróleo acumulado. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 4

<i>Simulador</i>	<i>Nuevo modelo</i>
STARS	5.387%

Tabla K10. %Error. Agua acumulada. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 4

<i>Simulador</i>	<i>Nuevo modelo</i>
STARS	0.1325%

Gráfica K10. Factor de recobro vs. VP. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 4

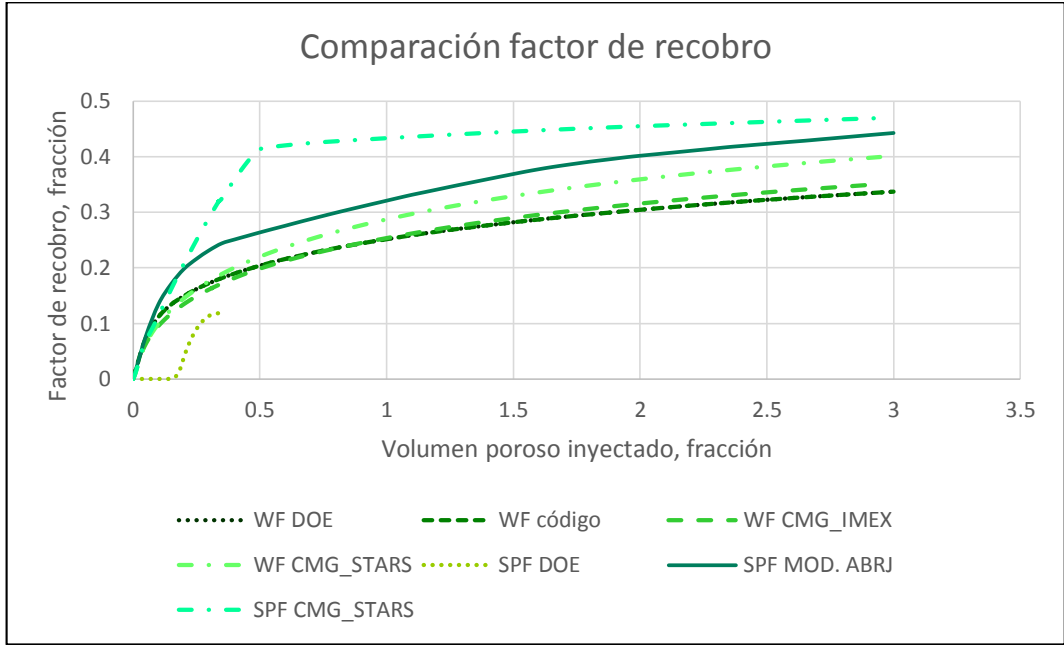


Tabla K11. %Error. Factor de recobro. Modelo SPF. AN125VHM. CASO 4

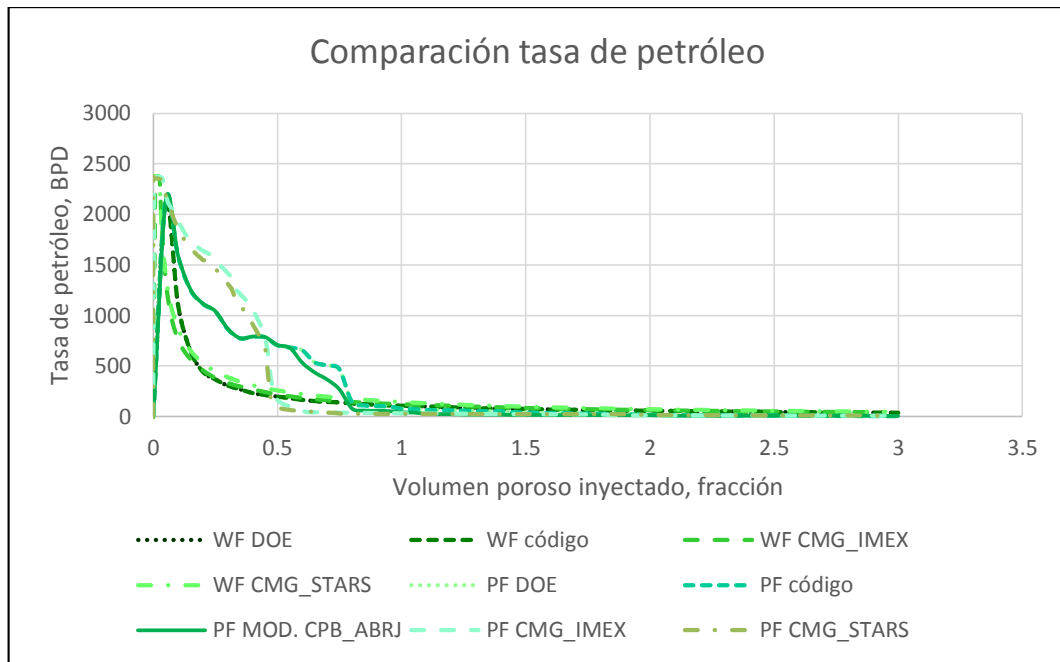
<i>Simulador</i>	<i>Nuevo modelo</i>
STARS	5.8107%

– Polímero 2: HPAM, 1500 ppm

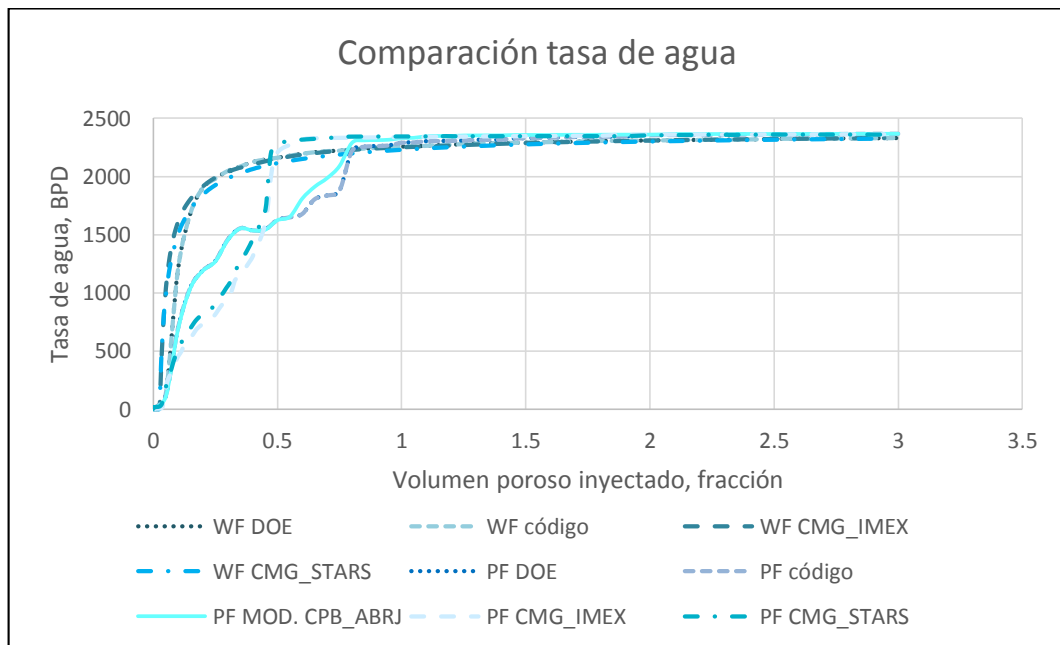
Como sucede en el esquema de desarrollo planteado para la inyección del polímero AN125VHM, los resultados de la herramienta predictiva no son muy precisos, si se comparan con la simulación numérica y el modelo PFPM, pero son una estimación aproximada.

A continuación, se encuentran plasmados los resultados de las predicciones de la tasa de producción de petróleo, en la gráfica K11, y la tasa de producción de agua, en la gráfica K12. No se reproduce exactamente la estimación realizada con el simulador CMG, pero la aproximación de la herramienta da una idea sobre el comportamiento del yacimiento con la propuesta de explotación evaluada en este caso de estudio.

Gráfica K11. Tasa de petróleo vs. VP. Modelo PF. HPAM. CASO 4



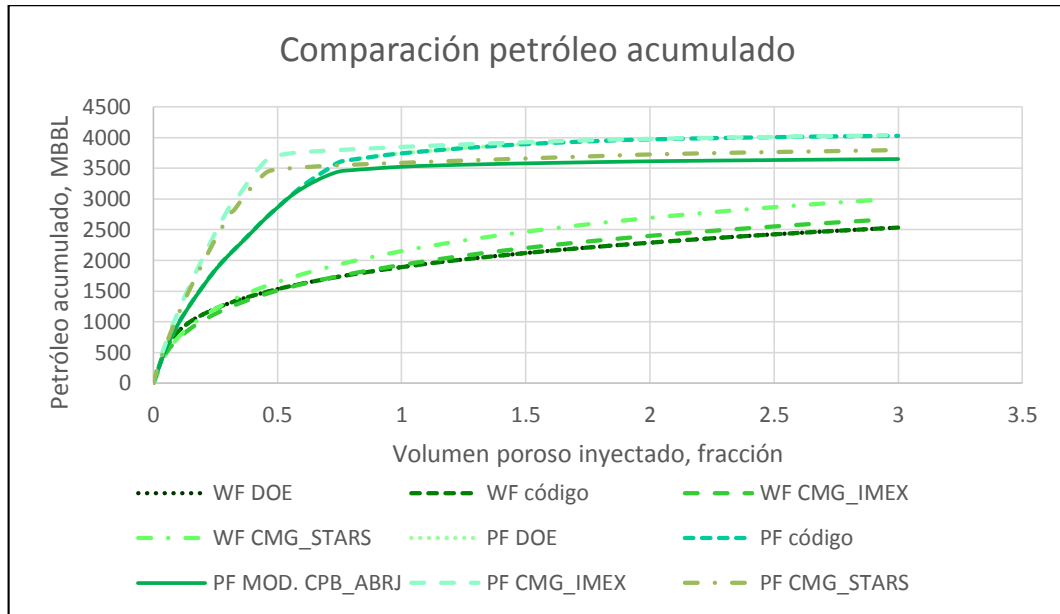
Gráfica K12. Tasa de agua vs. VP. Modelo PF. HPAM. CASO 4



La estimación de la producción acumulada de petróleo, es presentada en la gráfica K13, y el cálculo respectivo del porcentaje de error en la tabla K12. Por otra

parte, la estimación de la producción acumulada de agua, con respecto al volumen poroso inyectado, se puede observar en la gráfica K14 y los resultados de la evaluación del grado de error en la tabla K13.

Gráfica K13. Petróleo acumulado vs. VP. Modelo PF. HPAM. CASO 4



Gráfica K14. Agua acumulada vs. VP. Modelo PF. HPAM. CASO 4

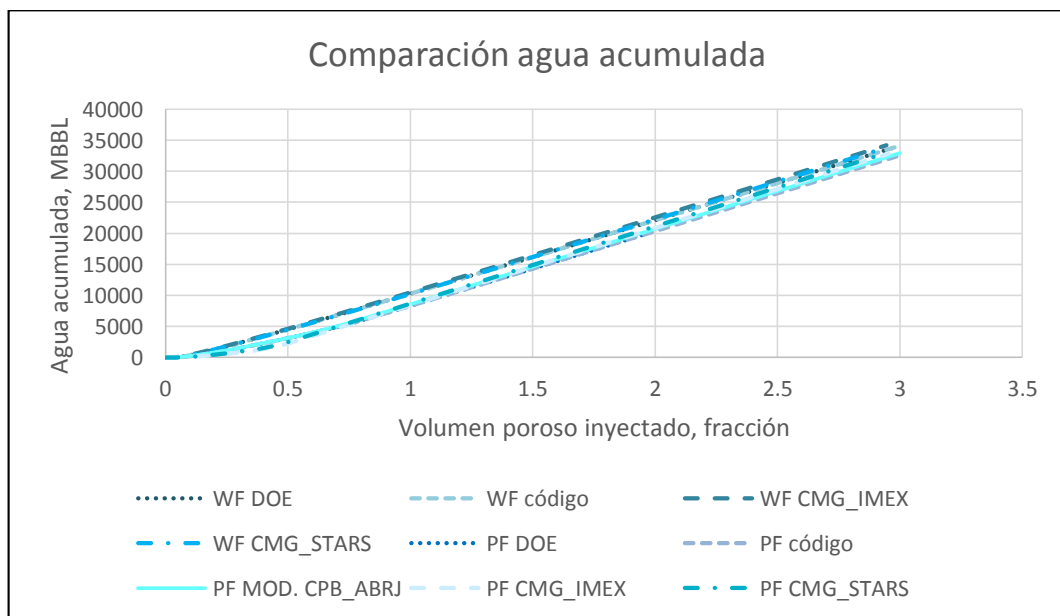


Tabla K12. %Error. Petróleo acumulado. Modelo PF. HPAM. CASO 4

Simulador	Modelo DOE PFPM	Nuevo modelo
IMEX	0.3623%	9.6732%
STARS	6.2078%	3.7170%

Tabla K13. %Error. Agua acumulada. Modelo PF. HPAM. CASO 4

Simulador	Modelo DOE PFPM	Nuevo modelo
IMEX	0.7813%	0.4327%
STARS	1.5383%	0.3335%

Por último, la gráfica K15 muestra los resultados obtenidos mediante los diferentes métodos de evaluación y permite establecer que la aproximación es aceptable; las curvas presentan un comportamiento muy similar. Los porcentajes de error, se resumen en la tabla K14.

Gráfica K15. Factor de recobro vs. VP. Modelo PF. HPAM. CASO 4

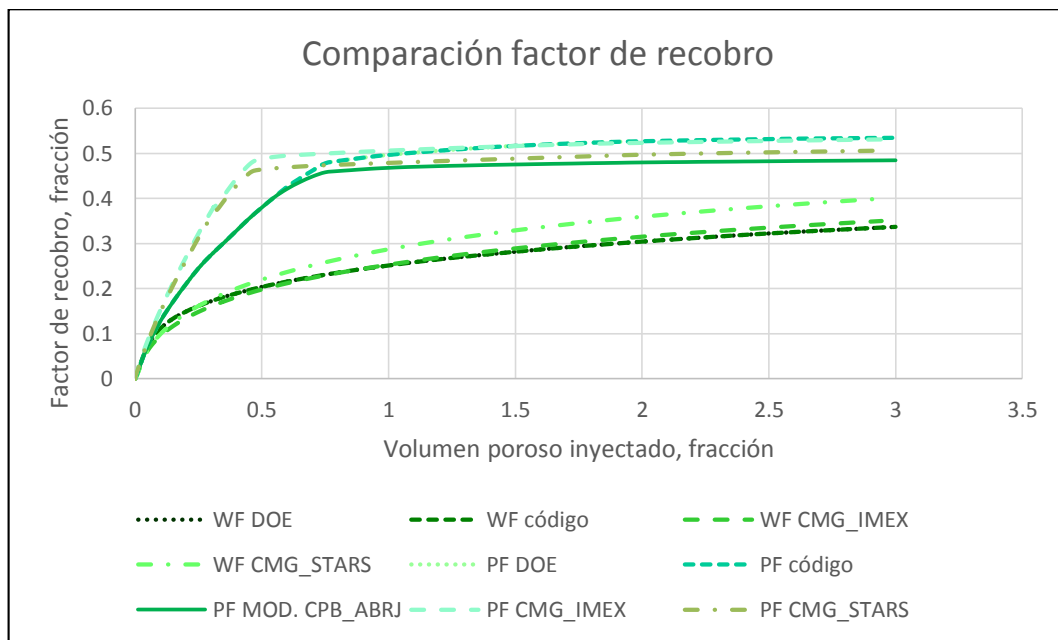
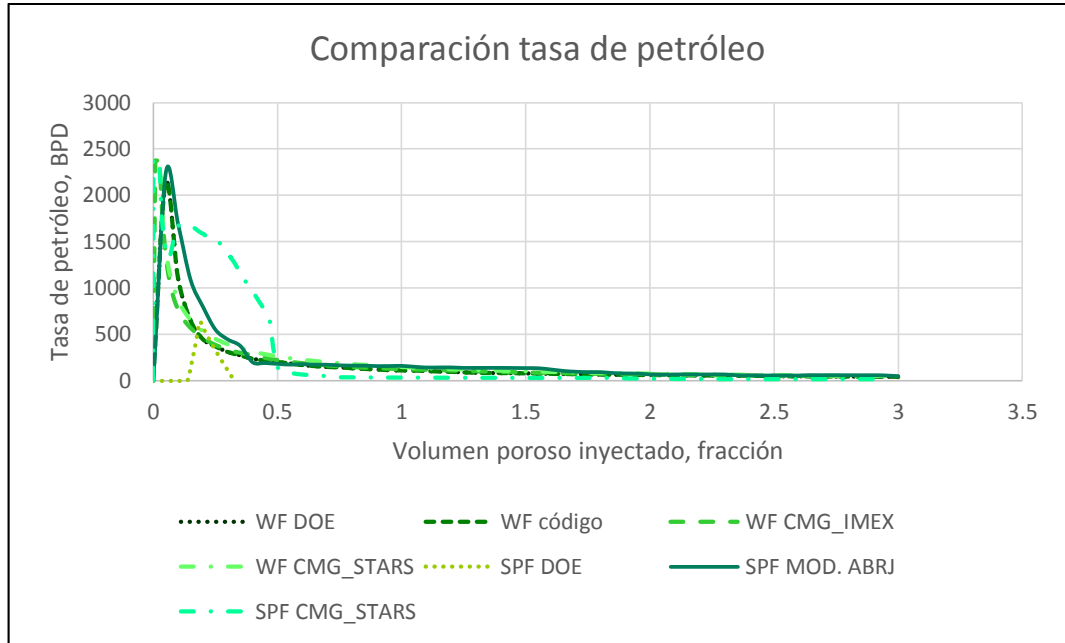


Tabla K14. %Error. Factor de recobro. Modelo PF. HPAM. CASO 4

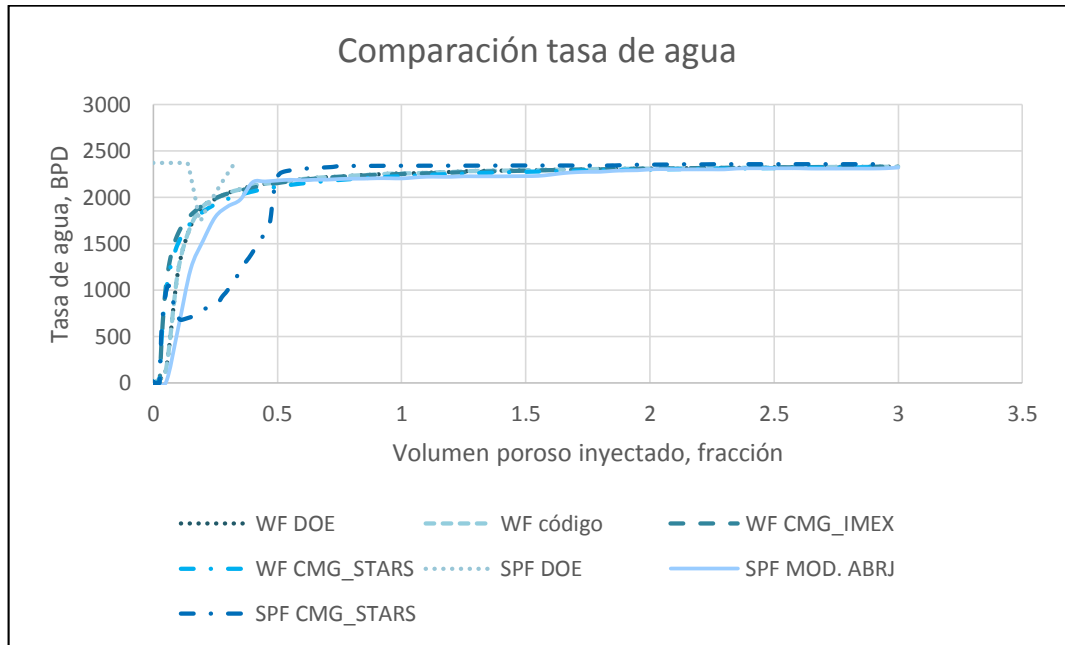
Simulador	Modelo DOE PFPM	Nuevo modelo
IMEX	1.6202%	7.8876%
STARS	6.9234%	3.0807%

Para la inyección de surfactantes-polímeros se obtienen los siguientes resultados:

Gráfica K16. Tasa de petróleo vs. VP. Modelo SPF. HPAM. CASO 4

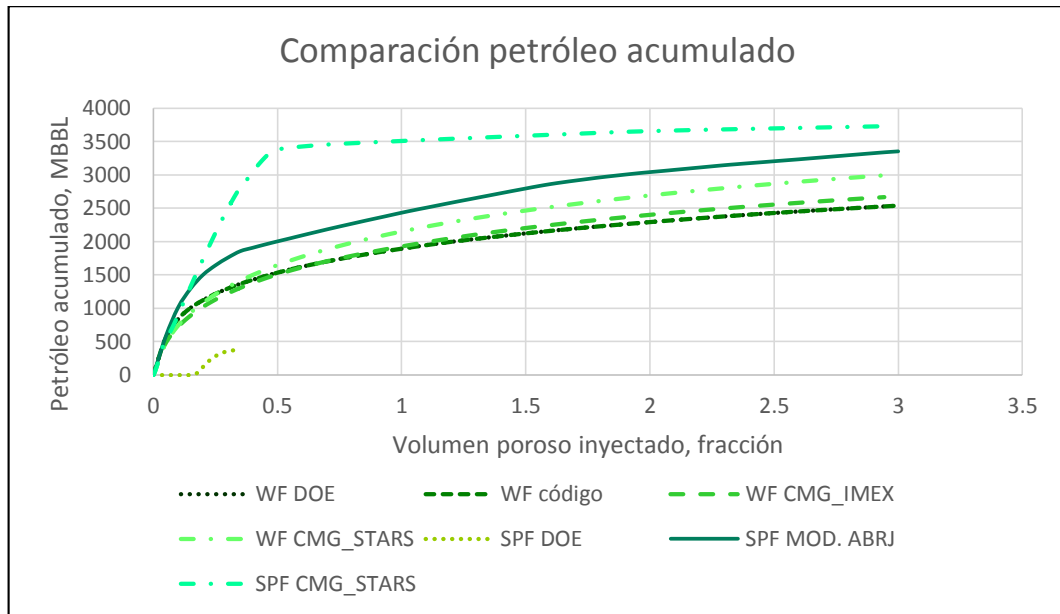


Gráfica K17. Tasa de agua vs. VP. Modelo SPF. HPAM. CASO 4



Para este polímero, tanto el petróleo acumulado producido como el factor de recobro, mostraron buenos ajustes, demostrados en tabla K15 y la tabla K16, respectivamente, se concluye que para este caso, el polímero que mejor ajusta los resultados, es el HPAM.

Gráfica K18. Petróleo acumulado vs. VP. Modelo SPF. HPAM. CASO 4



Gráfica K19. Tasa de agua vs. VP. Modelo SPF. HPAM. CASO 4

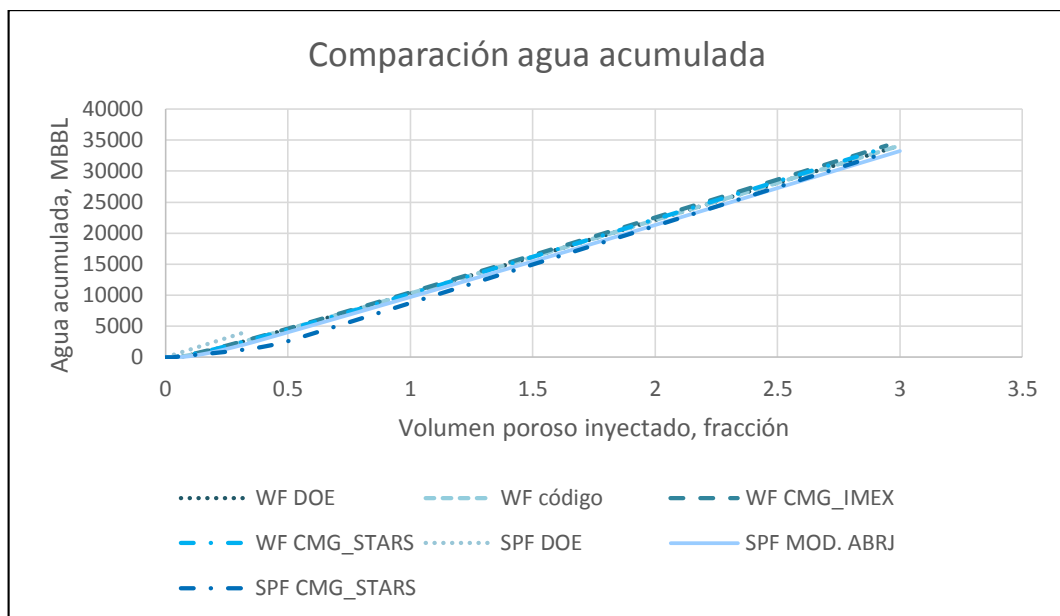


Tabla K15. %Error. Petróleo acumulado. Modelo SPF. HPAM. CASO 4

<i>Simulador</i>	<i>Nuevo modelo</i>
STARS	5.387%

Tabla K16. %Error. Agua acumulada. Modelo SPF. HPAM. CASO 4

<i>Simulador</i>	<i>Nuevo modelo</i>
STARS	0.1325%

Gráfica K20. Factor de recobro vs. VP. Modelo SPF. HPAM. CASO 4

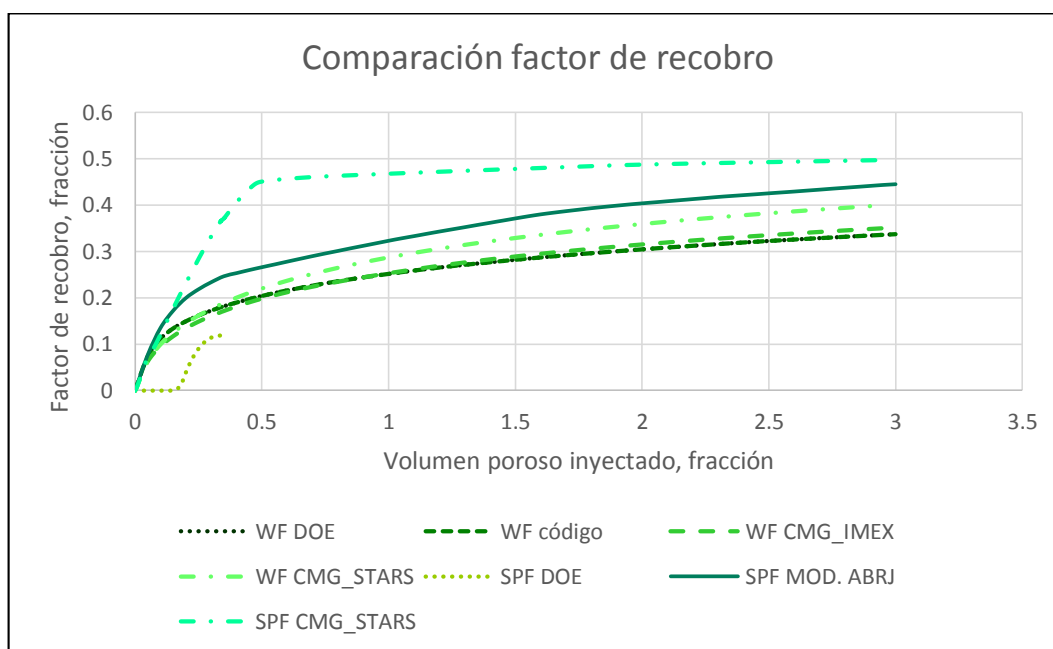


Tabla K17. %Error. Factor de recobro. Modelo SPF. HPAM. CASO 4

<i>Simulador</i>	<i>Nuevo modelo</i>
STARS	5.8107%

ANEXO L
BASE DE DATOS DE LOS POLÍMEROS DE LA APLICACIÓN


Tabla L1. Propiedades del polímero FLOOPAM²¹⁷

Cp (ppm)	Fracción molar	Adsorción (lb-mol/ft³)	Adsorción (mg/g Roca)	Adsorción (mg/100gRoca)	Concentración (lb/bbl)	% Peso	Viscosidad (cP)	FRR
0	0	0	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.5452	1
500	1.13E-06	6.36285E-06	0.05861	5.86081	0.17530	0.05001	15.41	2.5385
1000	2.25E-06	7.19279E-06	0.06625	6.62526	0.35059	0.09996	34.69	2.7391
1500	3.38E-06	7.51973E-06	0.06926	6.92641	0.52589	0.14987	80.74	2.8182
2000	4.51E-06	7.69461E-06	0.07087	7.08749	0.70119	0.19972	430.12	2.8605
2500	5.63E-06	7.80350E-06	0.07188	7.18778	0.87648	0.24953	1896.73	2.8867
3000	6.76E-06	7.87782E-06	0.07256	7.25624	1.05178	0.29929	6114.99	2.9048
3500	7.88E-06	7.93177E-06	0.07306	7.30594	1.22708	0.34899	15822.99	2.9178
4000	9.0E-06	7.97273E-06	0.07344	7.34366	1.40237	0.39865	35145.64	2.9277

Tabla L2. Propiedades del polímero SUPERPUSHER

Cp (ppm)	Fracción molar	Adsorción (lb-mol/ft³)	Adsorción (mg/g Roca)	Adsorción (mg/100gRoca)	Concentración (lb/bbl)	% Peso	Viscosidad (cP)	FRR
0	0	0	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.59800	1.000
25	5.6313E-08	8.17397E-06	0.07069	7.06861	0.00876	0.00250	1.11193	1.314
50	1.1263E-07	1.43045E-05	0.12370	12.37008	0.01753	0.00500	1.39027	1.550
75	1.6894E-07	1.90726E-05	0.16493	16.49343	0.02629	0.00750	1.70452	1.733
500	1.1263E-06	4.40137E-05	0.38062	38.06177	0.17530	0.05001	14.00000	2.692
800	1.8020E-06	4.81834E-05	0.41668	41.66762	0.28047	0.07999	26.99245	2.853
1000	2.2525E-06	4.97546E-05	0.43026	43.02635	0.35059	0.09996	37.10000	2.913
1500	3.3788E-06	5.20162E-05	0.44982	44.98209	0.52589	0.14987	87.10000	3.000
3500	7.8838E-06	5.48664E-05	0.47447	47.44686	1.22708	0.34899	511.66754	3.110
4000	9.0100E-06	5.51497E-05	0.47692	47.69186	1.40237	0.39865	708.22680	3.120

²¹⁷ ALDANA. Op. cit., p. 185.


 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Nosotras **Natalia Alejandra Angarita Buitrago y Solangie Viviana Buitrago Peña** en calidad de titulares de la obra **Desarrollo de un modelo predictivo para inyección de químicos surfactantes-polímeros convencional**, elaborada en el año 2016, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.

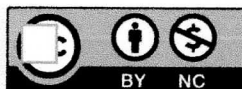
 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

- Frente a cualquier reclamación por terceros, los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:



Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.



Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor. ✕



Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.D., a los 3 días del mes de noviembre del año 2016.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Natalia Alejandra	Angarita Buitrago
Documento de identificación No	Firma
c.c. 1.026.281.440	Natalia Alejandra Angarita Buitrago

Autor 2

Nombres	Apellidos
Solange Viviana	Buitrago Peña
Documento de identificación No	Firma
c.c. 1.018.453.519	Solange Buitrago P.