

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA INYECCIÓN CONTINUA
SOLVENTE-POLIMERO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA UN ÁREA
PILOTO DEL CAMPO CHICHIMENE**

**JORDY STEVEEN MIRANDA JAIMES
DANIEL FELIPE MOLINA AGON**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ
2017**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA INYECCIÓN CONTINUA
SOLVENTE-POLIMERO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA UN ÁREA
PILOTO DEL CAMPO CHICHIMENE**

**JORDY STEVEEN MIRANDA JAIMES
DANIEL FELIPE MOLINA AGON**

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

**Director
JUAN EDUARDO RIVERA DE LA OSSA
Ingeniero de Petróleos**

**Orientador
LUIS GUILLERMO VILLA
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ
2017**

Nota de aceptación

Leonardo Toro

Fredy Cárdenas

Luis Guillermo Villa

Bogotá D.C, 28 de abril de 2017

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector de Claustro

Dr. Jaime Posada Díaz

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Postgrados

Ing. Ana Josefa Herrera Vargas

Secretario General

Dr. Juan Carlos Posada García-Peña

Decano de Facultades de Ingenierías

Dr. Julio Cesar Fuentes Arismendi

Director (E) Departamento de 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.

DEDICATORIA

Este trabajo va dedicado principalmente a Dios, quien me guio en el camino y me dio fuerzas para no desfallecer antes las adversidades. A mis padres Nelly Jaimes y Gustavo Miranda, por su apoyo, comprensión y por formarme con principios y sobre todo por inculcarme la perseverancia. A mi hermana Anyully Miranda, por ser incondicional y siempre tener una palabra de aliento. Finalmente, a mi compañero de tesis Daniel Molina, por su paciencia y constante acompañamiento para que este trabajo culminara satisfactoriamente.

Este trabajo de grado está dedicado en primera instancia a Dios, el cual me dio las fuerzas necesarias para lograr este sueño realidad. A mi padre Danilo Molina y a mi madre Diana Agon, quienes siempre me han acompañado depositando todo su apoyo y confianza en mí quienes me han enseñado una infinidad de cosas y sus frutos se empiezan a ver hasta ahora. A mi hermano Andrés Molina quien siempre estuvo a mi lado acompañándome en este proceso. Por último y no menos importante a mi compañero de tesis Jordy Miranda, con el cual hubo un gran entendimiento en todo el desarrollo de esta carrera y de la tesis, logrando así terminar de la mejor manera posible.

AGRADECIMIENTOS

A Ecopetrol S.A. a través del ingeniero Juan Eduardo Rivera De La Ossa director de tesis de este Proyecto de Grado, quien junto con el Ingeniero Francisco Zapata nos orientaron todo el tiempo con su conocimiento y experiencia para la realización del mismo. Igualmente, a todos aquellos Ingenieros de Ecopetrol S.A. que estuvieron involucrados por sus múltiples opiniones y contribuciones.

Agradecimiento especial al Ingeniero de Petróleos Juan Alejandro Correa por su asistencia profesional y desinteresada colaboración, por la dedicación y compartirnos todos sus conocimientos de simulación de yacimientos. ¡Infinitas gracias!

Al Ingeniero de Petróleos Luis Guillermo Villa, Orientador por parte de la Universidad quien siempre estuvo atento a darnos su consejo, experiencia y conocimiento en la orientación del Proyecto de Grado.

A la Fundación Universidad de América por la formación profesional y personal en el área de ingeniería de petróleo.

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	32
INTRODUCCIÓN	33
OBJETIVOS	34
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CHICHIMENE	35
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	35
1.2 LOCALIZACIÓN	35
1.3 MARCO GEOLÓGICO	36
1.3.1 Columna estratigráfica	36
1.3.2 Estratigrafía	39
1.3.2.1 Formación Une	39
1.3.2.2 Formación Gachetá	39
1.3.2.3 Formación Guadalupe	39
1.3.2.4 Formación Barco	39
1.3.2.5 Formación Los Cuervos	40
1.3.2.6 Formación Mirador	40
1.3.2.7 Formación Carbonera	40
1.3.2.8 Formación León	40
1.3.2.9 Formación Guayabo	40
1.3.3 Geología Estructural	41
1.3.4 Geología del petróleo	41
1.3.4.1 Roca Generadora	41
1.3.4.2 Roca Almacenadora	42
1.3.4.3 Migración	42
1.3.4.4 Roca Sello	42
1.3.4.5 Trampa	42
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	42
1.4.1 Método de producción	43
1.4.2 Tiempo de producción	43
1.4.3 Número de pozos	43
1.4.4 Gráfico de producción	44
2. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN CONTINUA SOLVENTE – POLÍMERO	45
2.1 RECUPERACIÓN PRIMARIA	46
2.1.1 Drenaje gravitacional	46
2.1.2 Empuje por gas disuelto o gas en solución	47
2.1.3 Empuje por capa de gas	47

2.1.4 Expansión de la roca-fluido	48
2.1.5 Empuje hidráulico	49
2.2 RECUPERACIÓN SECUNDARIA	49
2.2.1 Método de recuperación secundaria por inyección de gas	49
2.2.2 Inyección de agua	50
2.2.2.1 Inyección periférica de agua	52
2.2.2.2 Inyección de agua en arreglos	53
2.3 RECUPERACIÓN TERCIARIA	54
2.3.1 Métodos térmicos	54
2.3.2 Inyección de gases	54
2.3.3 Métodos químicos	54
2.3.4 Método microbiológico	55
2.4 GENERALIDADES DE LOS POLÍMEROS	55
2.4.1 Clasificación de los polímeros	55
2.4.1.1 Poliacrilamidas	55
2.4.1.2 Biopolímeros	56
2.4.2 Inyección de polímeros	57
2.5 GENERALIDADES DE LOS SOLVENTES	58
2.5.1 Descripción del proceso	59
2.5.2 Tipos de solventes	60
2.5.2.1 Dióxido de carbono (CO ₂)	60
2.5.2.2 Nitrógeno (N ₂)	61
2.6 INYECCIÓN SOLVENTE – POLÍMERO	62
3. GENERALIDADES DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	64
3.1 PASOS EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	64
3.2 TIPOS DE MODELOS DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	65
3.2.1 Según las dimensiones del modelo	65
3.2.1.1 Modelo unidimensional (1D)	65
3.2.1.2 Modelo areal (2D)	65
3.2.1.3 Modelo Tridimensional (3D)	66
3.2.2 Según el tipo de fluido	66
3.2.3 Según el lugar geométrico donde se aplique	67
3.2.4 Según la geometría del grid	67
3.2.5 Según el trato de fracturas y/o fallas (canales de alta transmisibilidad)	69
3.2.5.1 Convencionales (single porosity)	69
3.2.5.2 Doble porosidad	69
3.2.5.3 Doble permeabilidad	69
3.2.6 Según los datos disponibles	70
3.2.6.1 Convencionales	70
3.2.6.2 Modelos conceptuales	70
3.2.6.3 Modelos mecanísticos	70
3.3 USOS DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	70
3.4 PROBLEMAS EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	70
3.5 REPRESENTACIÓN NUMÉRICA DEL FLUJO EN MEDIOS POROSOS	71

3.5.1 Ecuación de difusividad para flujo lineal	71
3.5.2 Solución de la ecuación de difusividad para flujo lineal por método explícito	73
3.5.3 Ecuación de difusividad en tres dimensiones	77
3.6 MODELOS DE SIMULACIÓN	86
3.6.1 Generalidades del Simulador CMG	87
3.6.1.1 Builder	87
3.6.2 Descripción del modelo estático	89
3.6.2.1 Malla del modelo	89
3.6.2.2 Poblamiento de la malla	90
3.6.2.3 Tipo de Roca	91
3.6.2.4 Porosidad	92
3.6.2.5 Permeabilidad X	92
3.6.2.6 Permeabilidad en Z	93
3.6.2.7 Espesor de capa y profundidades	93
3.6.2.8 Fuente de energía externa	95
3.6.2.9 Inicialización del modelo de simulación	97
3.6.3 Diseño modelo dinámico del área piloto	99
3.6.3.1 Interacción Roca-Fluido	99
3.6.3.2 Curvas Flujo fraccional	102
3.6.3.3 Propiedades PVT de los fluidos para el modelo del Campo	109
3.6.3.4 Componentes de los fluidos del yacimiento	116
3.6.3.5 Numero de pozos y tipo de arreglo	118
3.6.3.6 Ubicación, trayectoria y cañoneo de los pozos	118
3.6.3.7 Datos históricos de producción	120
3.6.3.8 Datos históricos de presión	120
3.6.3.9 Mecanismo de producción	122
4. COTEJO HISTORICO DEL MODELO DE SIMULACIÓN POR MEDIO DEL SOFTWARE CMG	123
5. SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN CONTINUA SOLVENTE – POLIMERO MEDIANTE EL SOFTWARE CMG	127
5.1 SOLVENTE INYECTADO	127
5.2 SOLUCIÓN POLIMÉRICA INYECTADA	128
5.3 ESCENARIOS PROPUESTOS	131
5.3.1 Escenario base	131
5.3.2 Escenario #1	132
5.3.3 Escenario #2	132
5.3.4 Escenario #3	132
5.3.5 Escenario #4	132
5.3.6 Escenario #5	132
5.3.7 Escenario #6	133
5.3.8 Escenario #7	133
5.3.9 Escenario #8	133

5.3.10 Escenario #9	133
5.3.11 Escenario #10	133
5.3.12 Escenario #11	134
5.3.13 Escenario #12	134
5.3.14 Escenario #13	134
5.3.15 Escenario #14	134
6. SELECCIÓN DE LOS VOLÚMENES POROSOS A INYECTAR DE SOLVENTE Y POLÍMERO, Y SU TASA DE INYECCIÓN MEDIANTE EL ANALISIS DE LOS RESULTADOS	136
6.1 PRESENTACION DE RESULTADOS	136
6.1.1 Escenario Base.	136
6.1.2 Escenario #1	138
6.1.3 Escenario #2	139
6.1.4 Escenario #3	140
6.1.5 Escenario #4	141
6.1.6 Escenario #5	142
6.1.7 Escenario #6	143
6.1.8 Escenario #7	144
6.1.9 Escenario #8	145
6.1.10 Escenario #9	146
6.1.11 Escenario #10	147
6.1.12 Escenario #11	148
6.1.13 Escenario #12	149
6.1.14 Escenario #13	150
6.1.15 Escenario #14	151
6.2 ANALISIS DE RESULTADOS	152
7. ANÁLISIS FINANCIERO	156
7.1 ANALISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	157
7.1.1 Escenario base	158
7.1.2 Escenario propuesto #3	158
7.1.3 Escenario propuesto #12	159
7.1.4 Escenario propuesto #9	161
7.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	163
7.2.1 Escenario base.	164
7.2.2 Escenario propuesto #3	165
7.2.3 Escenario propuesto #12	165
7.2.4 Escenario propuesto #9	165
7.2.5 Escenario propuesto #11	166
7.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	166
7.3.1 Escenario base	167
7.3.2 Escenario propuesto #3	167
7.3.3 Escenario propuesto #12	168
7.3.4 Escenario propuesto #9	169

7.3.5 Escenario propuesto #11	169
7.4 EVALUACION FINANCIERA	170
7.4.1 Escenario base	171
7.4.2 Escenario propuesto #3	172
7.4.3 Escenario propuesto #12	173
7.4.4 Escenario propuesto #9	174
7.4.5 Escenario propuesto #11	175
7.5 PRIMER CONCLUSIÓN FINANCIERA	176
7.6 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX) – ESCENARIOS PROPUESTOS ADICIONALES	176
7.6.1 Escenario propuesto #13	177
7.6.2 Escenario propuesto #14	178
7.7 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX) – ESCENARIOS PROPUESTOS ADICIONALES	179
7.7.1 Escenario propuesto #13	179
7.7.2 Escenario propuesto #14	180
7.8 ANÁLISIS DE INGRESOS-ESCENARIOS PROPUESTOS ADICIONALES	180
7.8.1 Escenario propuesto #13	180
7.8.2 Escenario propuesto #14	181
7.9 EVALUACION FINANCIERA – ESCENARIOS PROPUESTOS ADICIONALES	181
7.9.1 Escenario propuesto #13	181
7.9.2 Escenario propuesto #14	183
7.10 CONCLUSIÓN FINANCIERA FINAL	184
8. CONCLUSIONES	186
9. RECOMENDACIONES	188
BIBLIOGRAFÍA	189
ANEXOS	191

LISTA FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Campo Chichimene.	37
Figura 2. Columna Litoestratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos Orientales.	38
Figura 3. Tasa de producción promedio al año 2013 del Campo Chichimene	44
Figura 4. Descripción de los metodos de recuperación.	45
Figura 5. Drenaje gravitacional.	46
Figura 6. Empuje por gas disuelto o gas en solución.	47
Figura 7. Empuje por capa de gas.	48
Figura 8. Expansión de la roca-fluido.	48
Figura 9. Empuje hidráulico.	49
Figura 10. Inyección externa de gas.	50
Figura 11. Esquema general de la inyección de agua.	51
Figura 12. Inyección periférica de agua.	52
Figura 13. Arreglo de 5 pozos.	53
Figura 14. Inyección de polímeros.	58
Figura 15. Inyección de CO ₂ .	60
Figura 16. Inyección de N ₂	62
Figura 17. Inyección Solvente-Polímero.	63
Figura 18. Modelo unidimensional (1D)	65
Figura 19. Modelo areal (2D)	66
Figura 20. Modelo tridimensional (3D).	66
Figura 21. Geometría bloque centrado (Block centered)	67
Figura 22. Geometría puntos de esquinas ortogonal (Corner point)	68
Figura 23. Geometría puntos de esquinas irregular.	68
Figura 24. Geometría radial.	69
Figura 25. Grid doble porosidad	69
Figura 26. Grid doble permeabilidad.	70
Figura 27. Representación flujo lineal	71
Figura 28. Flujo linear por metodo explícito	73
Figura 29. Super-índice y sub-índice a usar	73
Figura 30. Representación flujo en tres dimensiones (3D)	77
Figura 31. Descomposición vectorial balance de materia en dirección X	78
Figura 32. Descomposición vectorial balance de materia en dirección Y	78
Figura 33. Descomposición vectorial balance de materia en dirección Z	79
Figura 34. Descomposición vectorial direcciones de flujo, dirección X	82
Figura 35. Descomposición vectorial direcciones de flujo, dirección Y	83
Figura 36. Descomposición vectorial direcciones de flujo, dirección Z	83
Figura 37. Pasos desarrollo modelo de simulación.	87
Figura 38. Ventana principal de Builder y sus módulos.	88

Figura 39. Vista de planta del Sector Model.	90
Figura 40. Registro eléctrico del área de interés.	91
Figura 41. Tipo de roca del área piloto.	92
Figura 42. Porosidad del área piloto.	92
Figura 43. Permeabilidad en X y Y del área piloto.	93
Figura 44. Permeabilidad Z del área piloto.	93
Figura 45. Localización del acuífero.	95
Figura 46. Saturación inicial de petróleo en modelo de simulación.	97
Figura 47. Saturación inicial de agua en el modelo de simulación.	97
Figura 48. Presiones iniciales en el modelo de simulación.	98
Figura 49. Comportamiento de la curva de flujo fraccional	104
Figura 50. Trayectoria y cañoneos del pozo PROD.	118
Figura 51. Trayectoria y cañoneos del pozo INJECT_01	119
Figura 52. Vista de planta de los pozos en el modelo.	119
Figura 53. Componentes y pseudocomponentes finales del GLP	127
Figura 54. “Key words” para crear el polímero	129
Figura 55. Concentración inicial del polímero en el modelo	130
Figura 56. Fecha inicio de inyección del polímero.	130
Figura 57. Fluido inyectado	131
Figura 58. Saturación de petróleo 1 de Junio del 2018	153
Figura 59. Estado mecánico generalizado de pozo productor	157

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Detalles de la malla de simulación del área piloto del Campo Chichimene.	89
Tabla 2. Tipos de roca con sus valores máximos y mínimos	91
Tabla 3. Espesores y profundidades del área piloto.	94
Tabla 4. Resumen de características del modelo de simulación.	96
Tabla 5. Valores permeabilidades relativas, Roca Tipo 1.	99
Tabla 6. Valores permeabilidades relativas, Roca Tipo 2	100
Tabla 7. Valores permeabilidades relativas, Roca Tipo 3.	101
Tabla 8. Razón de movilidad para cada tipo de roca con inyección de agua.	107
Tabla 9. Razón de movilidad para cada tipo de roca con inyección de agua	109
Tabla 10. Propiedades PVT	110
Tabla 11. Volumen de gas en solución (Rs)	111
Tabla 12. Compresibilidad del petróleo (Co)	112
Tabla 13. Factor volumétrico del petróleo (β_o).	115
Tabla 14. Viscosidad del petróleo (μ).	115
Tabla 15. Componentes de los fluidos del yacimiento a la Profundidad 1.	116
Tabla 16. Componentes de los fluidos del yacimiento a la Profundidad 2.	116
Tabla 17. Pendiente para cada componente	117
Tabla 18. Datos históricos de presión	120
Tabla 19. Presión modelo de simulación antes del ajuste histórico	124
Tabla 20. Propiedades del polímero	128
Tabla 21. Porcentaje y Volumen inyectado para cada fluido	135
Tabla 22. Resumen resultados para cada escenario propuesto	155
Tabla 23. Acondicionamiento de pozo inyector y productor	157
Tabla 24. Costo de facilidades de producción	158
Tabla 25. Costo de planta de tratamiento	158
Tabla 26. Costo de tratamiento de agua, Escenario Propuesto #3	159
Tabla 27. Costo de Inversión, Escenario Propuesto #3	159
Tabla 28. Costo de solvente y polímero, Escenario Propuesto #12	160
Tabla 29. Costo de tratamiento de fluidos, Escenario Propuesto #12	160
Tabla 30. Costo de Inversión, Escenario Propuesto #12	161
Tabla 31. Costo de solvente y polímero, Escenario Propuesto #9	161
Tabla 32. Costo de tratamiento de fluidos, Escenario Propuesto #9	162
Tabla 33. Costos de inversión, Escenario Propuesto #9	162
Tabla 34. Costo de solvente y polímero, Escenario Propuesto #11	163
Tabla 35. Costo de tratamiento de fluidos, Escenario Propuesto #11	163
Tabla 36. Costo de inversión, Escenario Propuesto #11	163
Tabla 37. <i>Lifting Cost</i>	164
Tabla 38. Costos de operación, Escenario Base	164
Tabla 39. Costos de operación, Escenario Propuesto #3	165

Tabla 40. Costos de operación, Escenario Propuesto #12	165
Tabla 41. Costos de operación, Escenario Propuesto #9	166
Tabla 42. Costos de operación, Escenario Propuesto #11	166
Tabla 43. Porcentaje de regalías según Ley 756 de 2002	167
Tabla 44. Producción neta, Escenario Base	167
Tabla 45. Ingresos netos, Escenario Base	167
Tabla 46. Producción neta, Escenario Propuesto #3	168
Tabla 47. Ingresos netos, Escenario Propuesto #3	168
Tabla 48. Producción neta, Escenario Propuesto #12	168
Tabla 49. Ingresos netos, Escenario Propuesto #12	168
Tabla 50. Producción neta, Escenario Propuesto #9	169
Tabla 51. Ingresos netos, Escenario Propuesto #9	169
Tabla 52. Producción neta, Escenario Propuesto #11	169
Tabla 53. Ingresos netos, Escenario Propuesto #11	170
Tabla 54. Costo de solvente y polímero, Escenario Propuesto #13	177
Tabla 55. Costo de tratamiento de fluidos, Escenario Propuesto #13	177
Tabla 56. Costos de inversión, Escenario Propuesto #13	178
Tabla 57. Costo de solvente y polímero, Escenario Propuesto #14	178
Tabla 58. Costo de tratamiento de fluidos, Escenario Propuesto #14	179
Tabla 59. Costos de inversión, Escenario Propuesto #14	179
Tabla 60. Costos de operación, Escenario Propuesto #13	179
Tabla 61. Costos de operación, Escenario Propuesto #14	180
Tabla 62. Producción neta, Escenario Propuesto #13	180
Tabla 63. Ingresos netos, Escenario Propuesto #13	180
Tabla 64. Producción neta, Escenario Propuesto #14	181
Tabla 65. Ingresos netos, Escenario Propuesto #14	181
Tabla 66. Resumen financiero de escenarios.	185

LISTA DE GRÁFICOS

	pág.
Gráfico 1. Volumen original de petróleo en sitio para el modelo de Simulación (OOIP).	98
Gráfico 2. Curva permeabilidad relativa Roca Tipo 1.	100
Gráfico 3. Curva permeabilidad relativa Roca Tipo 2.	101
Gráfico 4. Curva permeabilidad relativa Roca Tipo 3.	102
Gráfico 5. Flujo fraccional roca tipo 1 con inyección de agua.	105
Gráfico 6. Flujo fraccional roca tipo 2 con inyección de agua.	106
Gráfico 7. Flujo fraccional roca tipo 3 con inyección de agua.	106
Gráfico 8. Flujo fraccional roca tipo 1 con inyección continua solvente – polímero.	108
Gráfico 9. Flujo fraccional roca tipo 2 con inyección continua solvente – polímero.	108
Gráfico 10. Flujo fraccional roca tipo 2 con inyección continua solvente – polímero.	109
Gráfico 11. Volumen de gas en solución (Rs)	111
Gráfico 12. Compresibilidad del petróleo (Co)	113
Gráfico 13. Factor volumétrico del petróleo (β_o).	114
Gráfico 14. Viscosidad del petróleo (μ).	115
Gráfico 15. Histórico de producción de petróleo	120
Gráfico 16. Histórico de producción de agua	121
Gráfico 17. Datos Históricos de presión	121
Gráfico 18. Producción de agua modelo antes de simulación vs histórico de producción de agua con CMG	124
Gráfico 19. Presión del modelo de simulación antes del ajuste histórico con CMG	124
Gráfico 20. Presión en diferentes escenarios.	125
Gráfico 21. Producción de agua diferentes escenarios.	126
Gráfico 22. Producción de agua 2 pozos virtuales y acuífero infinito.	126
Gráfico 23. Tasa de producción de agua, petróleo y gas del escenario base	137
Gráfico 24. Producción acumulada de agua, petróleo y gas escenario base	137
Gráfico 25. Tasa de producción de agua, petróleo y gas, escenario #1.	138
Gráfico 26. Producción acumulada de agua, petróleo y gas, escenario #1	138
Gráfico 27. Tasa de producción de agua, petróleo y gas escenario #2 (agua @7000)	139
Gráfico 28. Producción acumulada de agua, petróleo y gas escenario #2	139
Gráfico 29. Tasa de producción de agua, petróleo y gas escenario #3	140
Gráfico 30. Producción acumulada de agua, petróleo y gas escenario #3	140
Gráfico 31. Tasa de producción de agua, petróleo y gas escenario #4	141
Gráfico 32. Producción acumulada de agua, petróleo y gas escenario #4	141
Gráfico 33. Tasa de producción de agua, petróleo y gas del escenario #5	142

Gráfico 34. Producción acumulada de agua, petróleo y gas del escenario #5	142
Gráfico 35. Tasa de producción de agua, petróleo y gas del escenario #6	143
Gráfico 36. Producción acumulada de agua, petróleo y gas del escenario #6	143
Gráfico 37. Tasa de producción de agua, petróleo y gas del escenario #7	144
Gráfico 38. Producción acumulada de agua, petróleo y gas del escenario #7	144
Gráfico 39. Tasa de producción de agua, petróleo y gas del escenario #8	145
Gráfico 40. Producción acumulada de agua, petróleo y gas del escenario #8	145
Gráfico 41. Tasa de producción de agua, petróleo y gas del escenario #9	146
Gráfico 42. Producción acumulada de agua, petróleo y gas del escenario #9	146
Gráfico 43. Tasa de producción de agua, petróleo y gas del escenario #10	147
Gráfico 44. Producción acumulada de agua, petróleo y gas del escenario #10	147
Gráfico 45. Tasa de producción de agua, petróleo y gas del escenario #11	148
Gráfico 46. Producción acumulada de agua, petróleo y gas escenario #11	148
Gráfico 47. Tasa de producción de agua, petróleo y gas escenario #12	149
Gráfico 48. Producción acumulada de agua, petróleo y gas escenario #12	149
Gráfico 49. Tasa de producción de agua, petróleo y gas escenario #13	150
Gráfico 50. Producción acumulada de agua, petróleo y gas escenario #13	150
Gráfico 51. Tasa de producción de agua, petróleo y gas del escenario #14	151
Gráfico 52. Producción acumulada de agua, petróleo y gas escenario #14	151
Gráfico 53. Producción acumulada escenario base vs inyección de agua	154
Gráfico 54. Producción acumulada de todos los escenarios	154
Gráfico 55. Producción acumulada escenario base vs tres escenarios más altos	155
Gráfico 56. Flujo de caja, Escenario Base	171
Gráfico 57. Flujo de caja neto, Escenario Base	172
Gráfico 58. Flujo de caja, Escenario Propuesto #3	172
Gráfico 59. Flujo de caja neto. Escenario propuesto #3	173
Gráfico 60. Flujo de caja, Escenario Propuesto #12	173
Gráfico 61. Flujo de caja neto, Escenario Propuesto #12	174
Gráfico 62. Flujo de caja, Escenario Propuesto #9	174
Gráfico 63. Flujo de caja neto, Escenario Propuesto #9	175
Gráfico 64. Flujo de caja, Escenario Propuesto #11	175
Gráfico 65. Flujo de caja neto, Escenario Propuesto #11	176
Gráfico 66. Flujo de caja, Escenario Propuesto #13	182
Gráfico 67. Flujo de caja neto, Escenario Propuesto #13	182
Gráfico 68. Flujo de caja, Escenario Propuesto #14	183
Gráfico 69. Flujo de caja neto, Escenario Propuesto #14	184
Gráfico 70. Valor Presente Neto Escenarios	184

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Ecuación de la continuidad	72
Ecuación 2. Ecuación de difusividad para flujo lineal	73
Ecuación 3. Aproximación Series de Taylor	74
Ecuación 4. Ecuación de difusividad de flujo lineal en términos explícitos	74
Ecuación 5. Fórmula explícita 1	75
Ecuación 6. Fórmula explícita 2	76
Ecuación 7. Fórmula explícita 3	76
Ecuación 8. Criterio de estabilidad Fórmula explícita.	76
Ecuación 9. Fórmula implícita 1	76
Ecuación 10. Fórmula implícita 2	76
Ecuación 11. Fórmula implícita 3	76
Ecuación 12. Balance de materiales con los componentes vectoriales	79
Ecuación 13. Factor común balance de materiales con los componentes vectoriales	79
Ecuación 14. Masa de petróleo en el elemento	80
Ecuación 15. División del Balance de materiales con los componentes vectoriales	80
Ecuación 16. Derivada parcial de balance de materiales con los componentes vectoriales	81
Ecuación 17. Derivada parcial de balance de materiales como límite	81
Ecuación 18. Ley de Darcy en dirección X	82
Ecuación 19. Ley de Darcy en dirección Y	82
Ecuación 20. Ley de Darcy en dirección Z	82
Ecuación 21. Flujo másico dirección X	82
Ecuación 22. Flujo másico dirección Y	83
Ecuación 23. Flujo másico dirección Z	83
Ecuación 24. Ecuación de difusividad para la fase petróleo en 3D	84
Ecuación 25. Ecuación de difusividad para la fase agua en 3D	84
Ecuación 26. Ecuación de difusividad para la fase gas libre en 3D	84
Ecuación 27. Principios básicos para gas en solución	85
Ecuación 28. Ecuación difusividad para la fase gas en solución en 3D	85
Ecuación 29. Ecuación de difusividad para gas total en 3D	86
Ecuación 30. Flujo fraccional	103
Ecuación 31. Flujo fraccional para el modelo	104
Ecuación 32. Razón de movilidad	107
Ecuación 33. Correlación de Vásquez & Beggs para hallar Rs.	110
Ecuación 34. Correlación para hallar Co por debajo del Pb.	111
Ecuación 35. Correlación para hallar Co por encima del Pb.	112
Ecuación 36. Correlación de Vásquez & Beggs para hallar (β_o) por debajo de Pb.	113

Ecuación 37. Correlación de Vásquez & Beggs para hallar (β_0) por encima de Pb.	114
Ecuación 38. Pendiente línea recta	117
Ecuación 39. Método de interpolación	117
Ecuación 40. Fracción molar	129
Ecuación 41. Molalidad	130
Ecuación 42. Factor de recobro	136
Ecuación 43. Valor Presente Neto (VPN)	170

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Características del agua de inyección.	50
Cuadro 2. Factores que afectan la eficiencia de la inyección de agua.	51
Cuadro 3. Ventajas y desventajas de la inyección de agua periférica.	52
Cuadro 4. Ventajas y desventajas de la inyección de agua en arreglos.	53
Cuadro 5. Tipos de inyección de CO ₂ .	61
Cuadro 6. Pasos en la simulación de yacimientos.	64

LISTA DE CÁLCULOS

	pág.
Cálculo 1. Tasa incremental de Lifting Cost	164
Cálculo 2. Tasa de Inversión de Oportunidad trianual	171
Cálculo 3. Valor Presente Neto, Escenario Base	172
Cálculo 4. Valor Presente Neto, Escenario Propuesto #3	173
Cálculo 5. Valor Presente Neto, Escenario Propuesto #12	174
Cálculo 6. Valor Presente Neto, Escenario Propuesto #9	175
Cálculo 7. Valor Presente Neto, Escenario Propuesto #11	176
Cálculo 8. Valor Presente Neto, Escenario Propuesto #13	183
Cálculo 9. Valor Presente Neto, Escenario Propuesto #14	184

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Ubicación de los pozos virtuales en la malla del modelo de simulación	191
Anexo B. Componentes y propiedades del solvente a inyectar en el modelo de simulación	195

ABREVIATURAS

API	Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute)
Aprox	Aproximadamente
Bbls	Barriles
Bbls/STB	Barriles / barriles en superficie
Bg	Factor volumétrico del gas (pcn/scf)
Bo	Factor volumétrico del petróleo (bbl/stb)
Boi	Factor volumétrico inicial del petróleo (bbl/stb)
BPD	Barriles producidos por día
Bw	Factor volumétrico del agua
CAPEX	Capital Expenditure (Inversiones de Capital)
CMG	Computer Modelling Group
cP	Centipoise
FR	Factor de recobro
Ft	Pies (unidad de longitud en sistema inglés)
GE	Gravedad Especifica
Kx	Permeabilidad horizontal en el eje X, (mD)
Ky	Permeabilidad horizontal en el eje Y, (mD)
Kz	Permeabilidad vertical en el eje Z, (mD)
Kro	Permeabilidad relativa al aceite
Krw	Permeabilidad relativa al agua
M	Metros (unidad de longitud en sistema inglés)
Mm	Milímetro (unidad de longitud en sistema inglés)
Bbls	barriles
MD	Measured Depth, (pies)
mD	Milidarcy
OOIP	Petróleo Original En Sitio
OPEX	Operating Expenditure (Gastos de Operación)
P	Presión, (psi)
Pi	Presión inicial, (psi)
ppm	Partes por millón
Psi	Unidad de presión, (lb/ pulg ²)
PVT	Prueba de presión, volumen y temperatura
Pyto	Presión de yacimiento, (psi)
Q	Caudal, (Bbls)
So	Saturación de aceite, (fracc – fracción)
Soi	Saturación de aceite inicial, (fracc – fracción)
Sor	Saturación de aceite residual, (fracc – fracción)
Sw	Saturación de agua, (fracc – fracción)
Swc	Saturación de agua critica, (fracc – fracción)
Swi	Saturación de agua inicial, (fracc – fracción)
Swirr	Saturación de agua irreducible, (fracc – fracción)
TD	Total Depth, (pies)

TIO	Tasa Interna de Oportunidad
TVD	Profundidad Vertical Verdadera (True Vertical Depth), (pies)
Tyac	Temperatura de yacimiento, (°F)
USD	Dólar Estadounidense
VPN	Valor Presente Neto
WOC	Contacto agua – petróleo
μO	Viscosidad del petróleo, cp
μg	Viscosidad del gas, cp
μW	Viscosidad del agua, cp
YO	Gravedad específica del aceite, (ad – adimensional)
YW	Gravedad específica del agua, (ad – adimensional)
ρo	Densidad del petróleo, (lb/ft ³)
ρr	Densidad de la roca, (lb/ft ³)
ρw	Densidad del agua, (Lb/ft ³)
∅	Porosidad, (Ad – adimensional)
°API	Gravedad del petróleo, (Ad – adimensional)
°C	Grados Celsius, unidad de temperatura
°F	Grados Fahrenheit, unidad de temperatura
°K	Grados Kelvin, unidad de temperatura

GLOSARIO

AMBIENTE SEDIMENTARIO: área de la superficie terrestre donde se acumulan sedimentos. Se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos (procesos sedimentarios) y condiciones ambientales (físicas, químicas y biológicas).

ANTICLINAL: un pliegue en forma de arco, producido en las rocas, en el que las capas de roca son convexas hacia arriba. Las capas de roca más antiguas forman el núcleo del pliegue, y, a partir del núcleo, se disponen rocas cada vez más modernas¹.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria de origen detrítico, es una roca compacta, sin fisilidad y formada por partículas de arcilla, con un tamaño de grano menor a 0.004 mm. Está compuesta por agregados de silicatos de aluminios hidratados, procedentes de la descomposición de rocas que contienen feldespato.

ARENISCA: roca sedimentaria originada tras la consolidación y diagénesis de la acumulación de arena, su textura es detrítica y su tamaño de grano varía de 1/16 mm a 2 mm. Principalmente están compuestas de granos de cuarzo y arcilla en pequeñas cantidades.

CAMPO: referencia geográfico para la acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo. Un campo de petróleo está formado por un yacimiento con una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos, que se encuentra cubierto por una roca impermeable o una roca que actúa como sello. Habitualmente, el término alude a un tamaño económico².

CAPA: denominación geológica para la unidad estratigráfica básica de roca, en un yacimiento se utiliza para distinguir una unidad de otra (por encima y por debajo), con diferente comunicación hidráulica vertical³.

CONCORDANTE: relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas, en la que existe paralelismo entre las capas infrayacentes y suprayacentes⁴.

¹ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 3 de febrero de 2017]. Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/anticlinal.aspx>>

² Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 3 de febrero de 2017]. Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/field.aspx>>

³ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 3 de febrero de 2017]. Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/l/layer.aspx>>

⁴ RACEFN. Glosario de Geología [en línea]. 2010. [Citado 3 de febrero de 2017] Disponible en: <http://www.ugr.es/agcasco/personal/rac_geologia/rac.html>

CORAZONES: muestra de roca extraídas durante la perforación del pozo a una profundidad específica, por medios especiales, preservando su estructura geológica y sus características fisicoquímicas, con la finalidad de realizar análisis petrofísicos y geológicos.

CUENCA: depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en las que se acumulan sedimentos. La persistencia de la depositación puede producir un grado adicional de depresión o subsistencia.

DISCORDANTE: superficie de la erosión o no depósito que separa estratos más jóvenes de rocas más antiguas y que representa un hiato (tiempo geológico durante el cual no hay sedimentación)⁵.

EROSIÓN: proceso de denudación de las rocas, incluida la degradación física, química, biológica y el transporte⁶.

ESPESOR: distancia, medida en la dirección paralela al plano axial del pliegue, entre dos tangentes paralelas al perfil de una capa plegada que tienen una inclinación determinada.

ESTRATIFICACIÓN: surge por el depósito alternado de rocas de diferentes tamaños de grano, por ejemplo de areniscas de grano fino y de grano grueso o por el depósito alternado de sedimentos de diferente composición, por ejemplo de capas de hulla, de pizarra combustible y de sedimentos clásticos⁷.

ESTRATIGRAFÍA: subdivisión fundamental de la geología que estudia e interpreta los procesos registrados en las sucesiones sedimentarias, que permite conocer la naturaleza y la deposición de las rocas estratificadas, la correlación tanto de los materiales como de los sucesos, y la ordenación temporal correcta de la secuencia de materiales y sucesos⁸.

FACIES: conjunto de características de las rocas de una unidad geológica, que reflejan las condiciones en las que se formaron.

FALLA: fractura o zona de fracturas a lo largo de cuya superficie se produce un desplazamiento relativo de los dos bloques (labios) en que quedan divididas las rocas afectadas. En otras palabras, quiebre que se produce en un terreno a partir de un movimiento geológico. Se trata de una discontinuidad en las rocas

⁵ RACEFN. Glosario de Geología [en línea]. 2010. [Citado 3 de febrero de 2017] Disponible en: <http://www.ugr.es/agcasco/personal/rac_geologia/rac.html>

⁶ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 3 de febrero de 2017]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/e/erosion.aspx>

⁷ Estratificación y estructuras. [en Línea]. 2016 [Citado 3 de febrero de 2017]. Disponible en: <<http://www.geovirtual2.cl/geologiageneral/ggcap05b-3.htm>>

⁸ Instituto Geográfico Agustín Codazzi. Glosario [en línea] 2016 [citado 3 de febrero 2017] Disponible en: <<http://www.igac.gov.co/wps/portal/igac/raiz/iniciohome/Glosario>>

superficiales, originada por las fuerzas tectónicas que logran superar la resistencia de las rocas⁹.

FALLA INVERSA: falla inclinada cuyo bloque elevado es el superior y su superficie de falla buza hacia la posición del bloque elevado.

FALLA NORMAL: falla inclinada cuyo bloque elevado es el inferior y su superficie de falla buza hacia la posición del bloque caído.

FORMACIÓN: término empleado para designar una serie de depósitos de distinta naturaleza cuya facies son características del medio en la que se efectúan (formaciones marinas, continentales, etc.). También conocida como un conjunto heterogéneo de capas sedimentarias, estructuradas o no, depositadas en un mismo lugar durante un período¹⁰.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: parte de la geología que estudia las configuraciones geométricas de las rocas originadas por procesos de deformación natural, los desplazamientos y mecanismos implicados en el desarrollo de tales configuraciones, su evolución espacio-temporal y las causas que dieron lugar a su formación¹¹.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: parte de la geología aplicada que se ocupa de la exploración y explotación de los yacimientos de petróleo crudo y de gas natural¹².

INFRAYACENTE: estrato o roca que reposa por debajo de otro superior.

LITOLOGÍA: parte de la geología que estudia a las rocas, especialmente su tamaño de grano, composición mineral y características físicas y químicas.

LUTITA: roca sedimentaria de origen detrítico, de textura pelítica, variopinta. Tiene un tamaño de grano menor a 0.062 mm. Está compuesta por la consolidación de partículas muy finas de arcilla y limo.

MARCO GEOLÓGICO: resumen de la geología de un área en estudio en el cual se incluye la estratigrafía, las rocas presentes en el área y demás datos geológicos que sirvan como preludeo a un estudio principal, puede hacerse de manera regional o puntual dependiendo de la escala a la que se está trabajando.

⁹ RACEFN Glosario de Geología [en línea].2016 [citado 2 de febrero de 2017] Disponible en:

<http://www.ugr.es/~agcasco/personal/rac_geologia/rac.htm>

¹⁰ Diccionario Geológico. Formación [en línea]. 2000. [citado 2 de febrero de 2017]. Disponible en:

<<http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=1664>>

¹¹ Diccionario Geológico. Formación [en línea]. 2000. [citado 3 de febrero de 2017]. Disponible en:

<<http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=1664>>

¹² Diccionario Geológico. Formación [en línea]. 2000. [citado 2 de febrero de 2017]. Disponible en:

<<http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=1664>>

MIGRACIÓN: movimiento de los hidrocarburos generados, desde la fuente hacia las rocas yacimiento. Ese movimiento recién generado fuera de su roca generadora es la migración primaria, también denominada expulsión. El movimiento interior de los hidrocarburos hacia la roca yacimiento en una trampa de hidrocarburos u otra zona de acumulación es la migración secundaria. La migración se produce habitualmente desde un área estructuralmente baja hacia un área más alta, debido a la flotabilidad relativa de los hidrocarburos, en comparación con la roca adyacente.¹³.

PERMEABILIDAD: capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados.

POZO: perforación para el proceso de búsqueda o producción de petróleo crudo gas natural o para proporcionar servicios relacionados con los mismos. Los pozos se clasifican de acuerdo a su objetivo y resultado como: pozos de aceite y gas asociado, pozos de gas seco y pozos inyectores.

PROGRADACIONAL: término que alude al depósito de sedimentos, en el cual el continente gana terreno al mar por depositación de materiales en la región costera.

ROCA ALMACENADORA: es una roca con condiciones de porosidad y permeabilidad para permitir que el petróleo fluya libremente a través de ella, de acuerdo a sus características estructurales forma una trampa la cual está rodeada de una roca sello que evita que se escape el petróleo¹⁴.

ROCA GENERADORA: roca rica en contenido de materia orgánica que, dependiendo de la temperatura de enterramiento, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas, contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total (TOC), si bien una roca generadora rica podría contener hasta 10% de materia orgánica¹⁵.

ROCA SELLO: roca impermeable que evita que el petróleo siga desplazándose o se escape, en otras palabras, es aquel tipo de roca que actúa como barrera al escape del petróleo dentro del reservorio o yacimiento (generalmente lutitas), en ocasiones el sello lo constituye una anomalía estructural o estratigráfica (fallas o discordancias entre otras)¹⁶

¹³ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [citado 2 de febrero de 2017]. Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/m/migration.aspx>>

¹⁴ RACEFN. Glosario de Geología [en línea]. 2010. [Citado 3 de febrero de 2017] Disponible en: <http://www.ugr.es/agcasco/personal/rac_geologia/rac.html>

¹⁵ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 3 de febrero de 2017]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/source_rock.aspx>

¹⁶ RACEFN. Glosario de Geología [en línea]. 2010. [Citado 3 de febrero de 2017] Disponible en: <http://www.ugr.es/agcasco/personal/rac_geologia/rac.html>

SÍLICE: dióxido de silicio químicamente resistente, que se presenta en formas cristalinas (cuarzo), amorfas (ópalo) y criptocristalinas (ftanita)¹⁷.

SINCLINAL: pliegue en las rocas, en forma de cuenca o cubeta, en el que las capas de roca son convexas hacia abajo. Las capas de roca más jóvenes forman el núcleo del pliegue, y a partir del núcleo, se disponen rocas más antiguas¹⁸.

SISTEMA PETROLÍFERO: componentes geológicos y procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos; esto incluye una roca fuente madura un trayecto de migración, una roca almacenadora, una trampa y una roca sello.

SUPRAYACENTE: material (estrato o roca) que reposa sobre otro material.

TRAMPA: estructura geológica que hace posible la acumulación de hidrocarburos, selladas por una formación impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar¹⁹.

YACIMIENTO: cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas yacimiento más comunes porque poseen más porosidad que la mayoría de las rocas ígneas o metamórficas y se forman bajo condiciones de temperatura en las cuales los hidrocarburos pueden ser preservados. Un yacimiento es un componente crítico de un sistema petrolero completo²⁰.

¹⁷ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 3 de febrero de 2017]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/silica.aspx>

¹⁸ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 3 de febrero de 2017]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/syncline.aspx>

¹⁹ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2016 [citado 2 de febrero de 2017]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/trap.aspx>

²⁰ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 3 de febrero de 2017]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/trap.aspx>

RESUMEN

El Campo Chichimene se encuentra localizado en la Cuenca Llanos Orientales, y es operado por Ecopetrol S.A., en este proyecto se estudió un área piloto donde la Formación productora es San Fernando. Es necesaria la implementación de un método EOR o de recobro mejorado debido a que de esta formación se extrae petróleo extrapesado (9° API) y con altas viscosidades (2000cp) con el propósito de aumentar la producción de petróleo, el factor de recobro y así mismo obtener mayores ingresos.

El estudio se efectúa por medio de una recopilación de información del área piloto del Campo Chichimene, continuando con una descripción de los métodos de recuperación, donde se especifican los procesos de inyección de solvente y polímero, posteriormente se presenta el modelo de simulación creado con sus diferentes propiedades, al cual fue necesario la inclusión de pozos virtuales para lograr su respectivo ajuste histórico.

Se evaluó este proyecto mediante la simulación de diferentes escenarios propuestos en los cuales se varían algunos parámetros de inyección (Volumen poroso a inyectar de solvente y tasa de inyección), donde los factores de recobro son comparados con la predicción del escenario base, para definir cuál de estos es el escenario más factible para implementar. Con base a estos resultados se presenta conclusiones y recomendaciones.

PALABRAS CLAVE:

Inyección continua solvente – polímero, Cuenca Llanos Orientales, Campo Chichimene, simulación numérica, área piloto.

INTRODUCCIÓN

Después de la producción primaria, y posiblemente, la inyección de agua como mecanismo secundario de producción, un volumen de petróleo extraíble (remanente) queda en los yacimientos de petróleo extrapesado, debido a las características de este (baja gravedad API, alta viscosidad). En la práctica, la aplicación de un método efectivo de recobro en un yacimiento con petróleo de estas características dependerá del tipo de fluido a inyectar, del volumen de fluido a inyectar y de la tasa de inyección.

Durante la inyección de solventes en yacimientos de petróleo extrapesado con alta viscosidad a condiciones de yacimiento, es posible disminuir la viscosidad del petróleo hasta 10 veces, pero se puede presentar canalización del fluido inyectado debido a que hay una diferencia grande entra la viscosidad del fluido inyectado y el fluido a inyectar, lo cual se conoce como interdigitación viscosa, conllevando a que se produzca canalización y no se logre el control de movilidad esperado. Por lo tanto, se deben buscar otras opciones, una de ellas es mejorar el control de movilidad durante la inyección de solvente, inyectando polímero después del fluido de desplazamiento(solvente) seguido por la inyección de agua con el fin de disminuir el volumen de polímero a usar.

Se busca demostrar que cuando se inyecta simultáneamente solvente – polímero se puede lograr el incremento del factor de recobro, debido a que se mezclan dos fenómenos benéficos, tales como, la disolución del solvente a condiciones de yacimiento disminuyendo la viscosidad del petróleo y el desplazamiento mecánico “Tipo Piston” por parte del polímero

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y financieramente la inyección continua de solvente – polímero mediante una simulación numérica para un área piloto del Campo Chichimene.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del Campo Chichimene de la Cuenca Llanos Orientales.
2. Describir las generalidades de la inyección continua de solvente – polímero.
3. Describir el modelo estático del área piloto seleccionada del Campo Chichimene.
4. Diseñar el modelo dinámico para el área piloto seleccionada del Campo Chichimene.
5. Realizar cotejo histórico del modelo de simulación.
6. Realizar simulación de la inyección continua de solvente - polímero mediante la utilización del software CMG.
7. Seleccionar los volúmenes porosos de solvente y polímero a diferentes tasas de inyección que permitan un alto factor de recobro en la inyección continua solvente - polímero mediante el análisis de resultados obtenido en CMG.
8. Evaluar la viabilidad financiera de la implementación de la inyección continua de solvente – polímero mediante el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CHICHIMENE

En este capítulo se van a dar a conocer los aspectos generales del Campo Chichimene tales como: su historia, localización, marco geológico e historial de producción, los cuales son de gran trascendencia para así lograr un mejor entendimiento acerca de la zona en la cual se va a desarrollar el proyecto.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El Campo Chichimene fue descubierto por la empresa Chevron Oil Company en 1969 bajo el contrato de asociación Cubarral, el cual fue suscrito por Chevron y Ecopetrol S.A. por un área de 19,201 hectáreas y finalizó el 1 Agosto del 2000. Una vez terminado el contrato, la Gerencia Llanos de Ecopetrol entró a operar directamente este campo.

Después de 12 años de exploración, en el año 1985 el Campo Chichimene comenzó a producir hidrocarburos a partir del primer pozo exploratorio perforado exitosamente por parte de Chevron (Chichimene-1) con su objetivo en las unidades productoras del Cretácico Superior las cuales pertenecen a las Formaciones Guadalupe y San Fernando. Este primer pozo logró una profundidad de 9.300 pies. Posteriormente fueron perforados dos pozos más (Chichimene-3 y Chichimene SouthWest-1) antes de la comercialidad del crudo en este campo.

En la actualidad (Junio 2017), El Campo Chichimene es uno de los mayores productores de crudo extrapesado en Colombia y uno de los que tiene mayor potencial de crecimiento a corto plazo debido a que su yacimiento cuenta con características provechosas para la extracción de hidrocarburos como lo es su alta permeabilidad. Chichimene cuenta con una extensión superficial de 750 hectáreas²¹, tiene un total de 215 pozos perforados y la empresa operadora es Ecopetrol S.A.

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Chichimene, se encuentra localizado en la parte oriental de la Cuenca Llanos Orientales, en el departamento del Meta, aproximadamente a 100 Km hacia el sur-este de Bogotá y a 30 Km de la ciudad de Villavicencio, en el municipio de Acacías.

El acceso al Campo Chichimene por vía terrestre partiendo desde la Ciudad de Bogotá D.C es como sigue:

²¹ EL TIEMPO. ECOPETROL, AHORA UNICA DUEÑA DE CUBARRAL. 29 De Enero del 2000

Saliendo por el sur de la ciudad tomando la Ruta 40 se recorren aproximadamente 94 kilómetros hasta llegar a la Ciudad de Villavicencio pasando por los municipios de Chipaque, Cáqueza, Quetame y Guayabetal. Posteriormente, por el suroeste de la ciudad tomando la Ruta 65 (Vía Villavicencio-Acacias) se recorren aproximadamente 24 kilómetros en sentido sur hasta llegar a el municipio de Acacias atravesando La Pradera, finalmente se transitan 12,5 kilómetros por medio de una vía secundaria en sentido este hasta llegar al Campo Acacias. (Véase Figura 1).

Otra alternativa para llegar al Campo Chichimene es por vía aérea desde el aeropuerto El Dorado hasta la ciudad de Villavicencio y seguir las indicaciones dadas anteriormente desde la ciudad de Villavicencio.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

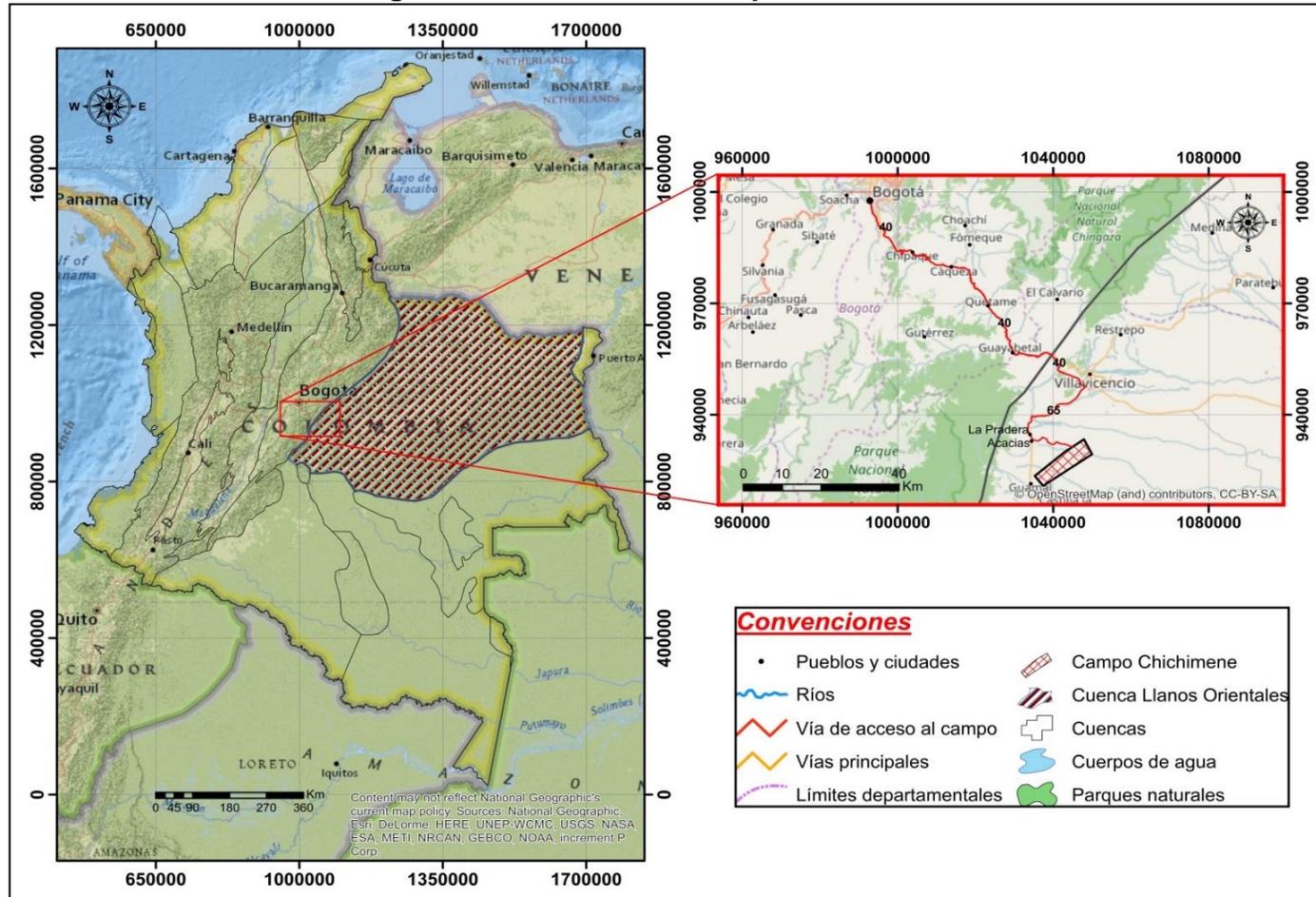
En esta sección se describe la estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo del campo Chichimene en la Cuenca Llanos Orientales.

1.3.1 Columna estratigráfica. En la Figura 2 presenta la columna estratigráfica generalizada de los Llanos Orientales.

Igualmente, también se observa la relación estratigráfica de las nomenclaturas usadas por la ANH y Ecopetrol S.A, ya que en el desarrollo de este documento se van a utilizar ambas nomenclaturas.

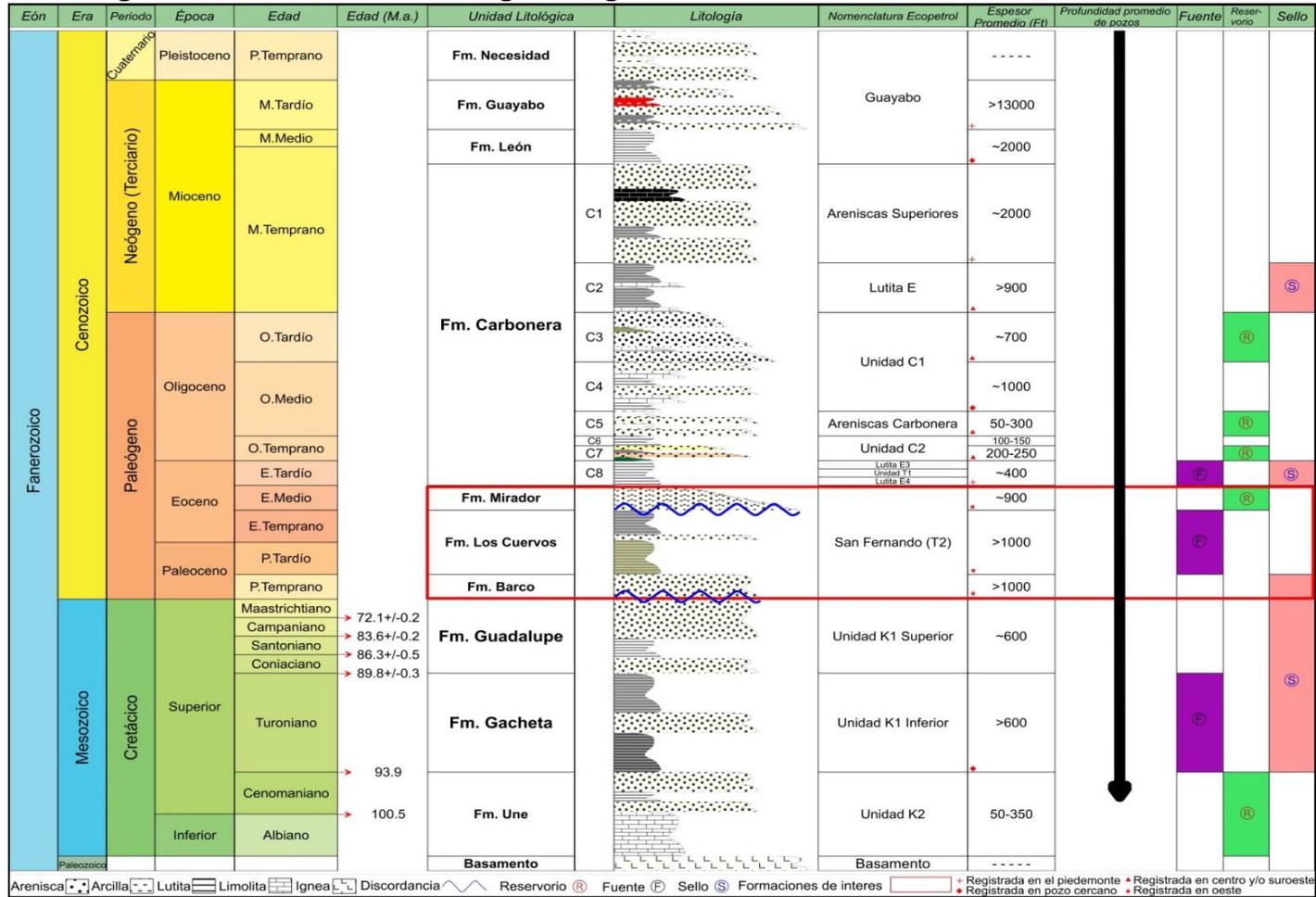
En la columna de litología se observan unos bloques más anchos que otros. La anchura de cada bloque es una medida cualitativa del tamaño de grano de la formación (las arcillas tienen menor anchura que las areniscas ya que el tamaño de grano es mucho menor). Igualmente, se observan distintos colores en cada bloque, los colores determinan el color de la formación (ej. Areniscas roja, arcilla rosada, etc), los bloques que no tienen color los cuales son la mayoría es porque no existen las fuentes que determinen el color de la litología. Por otra parte, se observa la formación de interés la cual se encuentra en la Unidad San Fernando (T2), más específicamente en la Formación Mirador.

Figura 1. Localización Campo Chichimene.



Fuente: INSTITUTO NACIONAL DE VÍAS – INVIAS. Mapa de carreteras del Meta. Disponible en <http://www.gifex.com/fullsize2/2011-08-24-14477/Mapa-de-carreteras-del-Meta.html>. Consultado en octubre de 2016. Modificado por los autores.

Figura 2. Columna Litoestratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos Orientales.



Fuente: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Bucaramanga: Agencia Nacional de Hidrocarburos, Diciembre, 2012. 46 p. Modificada por los autores.

1.3.2 Estratigrafía. Se presenta una breve descripción de las formaciones perforadas en el Campo Chichimene de la más antigua a la más reciente.

1.3.2.1 Formación Une. Edad Cretácico Superior, Albiano – Cenomaniano²². Esta formación es denominada operacionalmente como Unidad K2. Corresponde a una secuencia arenosa de apariencia masiva. Con base en la información de corazones se establece que resulta del apilamiento de ciclos grano-decrecientes incompletos con espesores menores de 10 ft. Compuestos por areniscas de grano grueso a medio, cuarzosa, cementadas por sílice, con estratificación cruzada planar. Su espesor todavía es incierto, ya que en los pozos donde se ha perforado con mayor profundidad se estima que aún no ha sido atravesada en su totalidad, en uno se reportó un espesor de 900 pies y en otro un espesor de 1730 pies. La Formación Une se depositó en un ambiente sedimentario fluvial de canales entrelazados. Esta formación infrayace a la Formación Gachetá concordantemente.

1.3.2.2 Formación Gachetá. Edad Cretácico Superior, Turoniano – Coniaciano – Santoniano²³. Esta Formación es denominada operacionalmente como Unidad K1 inferior. Tiene un espesor total entre 200 y 400 pies. Se identifica un ambiente de depositación marino predominante. Se encuentra en contacto concordante tanto con la Formación Une que le infrayace, como con la formación Guadalupe que le suprayace.

1.3.2.3 Formación Guadalupe. Edad Cretácico Superior, Coniaciano Superior – Maastrichtiano²⁴. Es llamada operacionalmente como Unidad K1 superior. Esta litología es una secuencia de areniscas masivas, con pequeñas intercalaciones de lutitas y pequeñas capas de carbón en algunas regiones. Tiene un espesor que varía entre 130 y 350 pies. Su ambiente de depositación es progradacional. Infrayace a la Formación Barco discordantemente y suprayace a la Formación Gachetá concordantemente.

1.3.2.4 Formación Barco. Edad Paleoceno. Paleoceno Temprano²⁵. Hace parte de la Unidad operacional T2. Esta formación está compuesta por areniscas, lutitas y arcillolitas intercaladas con grano fino a medio. Se ambiente de depositación corresponden a areniscas fluviales con intervalos de lodolitas de llanura de inundación. El espesor promedio de esta formación es de 420 pies. Suprayace a la Formación Guadalupe discordantemente e infrayace a la Formación Los Cuervos concordantemente.

²² JULIVERT, M. Léxico estratigráfico. Capitulo Colombia. Volumen 5. Fascículo 4^a. 1968 Pg 460.

²³ Ibid., Pg 251.

²⁴ Ibid., Pg 265.

²⁵ Ibid., Pg 85.

1.3.2.5 Formación Los Cuervos. Edad Eoceno. Paleoceno Tardío – Eoceno Temprano²⁶. Forma parte de la Unidad operacional T2. Esta formación consta litológicamente de arcillas carbonosas gris oscuras, arcillolitas intercaladas con limolitas micáceo-carbonosas, areniscas de grano fino y carbones. El espesor de la Formación los Cuervos varía entre los 803 y 1606 pies. Su ambiente de depositación es fluvial. Infrayace a la Formación Mirador discordantemente y suprayace a la Formación Barco concordantemente.

1.3.2.6 Formación Mirador. Edad Eoceno, Eoceno Medio²⁷. Esta formación hace parte de la unidad operacional T2. En esta formación predominan las areniscas de grano fino a grueso, en parte conglomeráticas de color pardo claro a blanco. Su espesor varía entre los 534 a 1312 pies. Su ambiente de depositación es un ambiente marino somero a costero. Infrayace a la Formación Carbonera concordantemente y suprayace a la Formación Los Cuervos discordantemente.

1.3.2.7 Formación Carbonera. Edad Eoceno – Mioceno, Eoceno Tardío – Mioceno Temprano²⁸. Consta de arcillolitas grises a gris verdoso y pardas con arenisca, y algunos lechos de lignito en su parte superior e inferior. El espesor de la formación es variable y por término medio oscila alrededor de 1640 pies. Tiene un ambiente de depositación continental a marino somero. Se encuentra en contacto concordante tanto con la Formación Mirador que le infrayace, como con la Formación León que le suprayace.

1.3.2.8 Formación León. Edad Mioceno, Mioceno Temprano- Mioceno Medio²⁹. Está formada de lutitas con capas delgadas de areniscas con láminas carbonosas. Tiene un espesor que varía entre 1650 y 2650 pies. Su ambiente de depositación es marino somero. Se encuentra en contacto concordante tanto con la Formación Carbonera que le infrayace, como con la Formación Guayabo que le suprayace.

1.3.2.9 Formación Guayabo. Edad Mioceno. Mioceno Tardío³⁰. Está compuesta por arcillas y arcillas arenosas con algunas intercalaciones de areniscas. Su espesor promedio es de 870 pies. El ambiente en el cual fue depositado esta formación es de tipo continental por erosión. Se encuentra en contacto concordante tanto con la formación León que le infrayace, como con la formación Necesidad que le suprayace.

²⁶ Ibid., Pg 333.

²⁷ De PORTA J. Léxico estratigráfico. Capítulo Colombia. Volumen 5. Fascículo 4^a. 1968 Pg 370.

²⁸ Ibid., Pg 116.

²⁹ Ibid., Pg 328.

³⁰ Ibid., Pg 263.

1.3.3 Geología Estructural. La Cuenca Llanos Orientales , está limitada en toda la extensión del margen Occidental, por una gran franja de fallas de tipo compresional conocida como Sistema del Piedemonte Llanero o Sistema de Fallas de Guaicáramo, relacionado con la reactivación de antiguas fallas originadas durante un período extensivo de las edades Jurásica y Cretácica, distinguido por amplios anticlinales y sinclinales limitados por fallas inversas con tendencia NE buzando al W; con fallamiento normal escalonado; en el extremo E, zona poco deformada.

La estructura del Campo Chichimene corresponde a un anticlinal asimétrico, alargado en dirección N60°E de aproximadamente 6 Km de longitud y 4 Km de ancho, lo delimita una falla inversa compleja hacia el este y sureste. Su flanco occidental tiene una pendiente de 4° y el oriental tiene buzamientos hasta de 7° y se intersecta con la falla que limita el campo (La Falla de Chichimene).

La Falla de Chichimene es una falla inversa con un desplazamiento vertical de aproximadamente 400 pies inclinándose hacia el noroccidente con ángulo de 50°. La parte suroeste de la estructura está separada por un sinclinal y es formada por un cierre de tres vías en contra de la misma falla inversa que limita la parte norte de la estructura.

De acuerdo con análisis estructurales desarrollados por Chevron y evaluados posteriormente por Ecopetrol, se observa que existe una diferencia de espesor entre las rocas cretáceas ubicadas en el bloque colgante y de piso de la falla de Chichimene, se concluye que dicha diferencia es el resultado de una inversión estructural relativamente reciente a partir de un marco extensional de edad cretácica. La información sísmica en el bloque de piso de la falla es de menor calidad, y no existen pozos que permitan saber el espesor real de la sección cretácea.

1.3.4 Geología del petróleo. El sistema petrolífero es la unión de varios factores, los cuales permiten la generación y acumulación de hidrocarburos ya sean líquidos y/o gaseosos. A continuación se describen los parámetros relacionados con el sistema petrolífero.

1.3.4.1 Roca Generadora. La principal roca generadora en el área de esta cuenca corresponde a las lutitas de la Formación Gachetá, con una ventana de generación de aceite durante el Oligoceno Medio–Tardío. Estas rocas poseen un kerógeno tipo II y III. COT entre 1-3% y un espesor efectivo de 150-300 pies.³¹

³¹ ANH. Llanos Orientales Open Round Colombia 2010. [En línea] < [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuenca%20Caguan-Putumayo%20Geol.%20Claudia%20Posada%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuenca%20Caguan-Putumayo%20Geol.%20Claudia%20Posada%20(pdf).pdf)> [Citado el 20 de agosto del 2016]

1.3.4.2 Roca Almacenadora. En el Campo Chichimene las rocas acumuladoras más importantes son las formaciones Une, Guadalupe inferior, Barco y Mirador. Según Ecopetrol S.A.³² la formación Guadalupe con una permeabilidad de 500 md y porosidad de 17% promedio. La unidad K1, se denomina así a la sección de intercalaciones de areniscas y shales que cubre concordantemente las areniscas de la unidad K2 e infrayace discordantemente a la unidad T2. Esta sección está constituida por paquetes entre 5 y 20 pies de arenisca. El tipo de roca que se encuentra mayormente en estas zonas son las areniscas cuarzosas, las cuales poseen características necesarias para almacenar hidrocarburos en grandes cantidades. El rango de porosidad de estas rocas varía entre el 10-30%.

1.3.4.3 Migración. La migración de hidrocarburos tuvo lugar a finales del Cretáceo. Durante este periodo la cuenca tuvo la mayor profundización permitiendo así la maduración de la materia orgánica depositada. Han sido documentados dos procesos de migración. El primero en el Eoceno Superior-Oligoceno, y el segundo se inició en el Mioceno y continua en la actualidad.

1.3.4.4 Roca Sello. Sobre la Formación Mirador, se encuentran las lodolitas de la Formación Carbonera, específicamente la unidad C8, la cual constituye la roca sello principal. Además de las lutitas de la Formación Gachetá y las lutitas interestratificadas de la Formación Guadalupe.

1.3.4.5 Trampa. De acuerdo a información de la ANH la trampa de esta zona es de tipo estructural, corresponde a un anticlinal asimétrico fallado en el flanco este. La exploración ha demostrado que en la Cuenca de los Llanos Orientales las trampas son asociadas a fallas inversas y estructurales de bajo relieve, así como trampas estratigráficas (acuñamientos, canales, etc.)

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El Campo Chichimene comenzó a producir crudo desde el año 1985, con el pozo Chichimene-1 con una producción aproximada de 6.300 Barriles por día de crudo extrapesado (9°API) pertenecientes a la formación Guadalupe. El mecanismo de producción fue empuje hidráulico.

³² Ibid., p 1.

1.4.1 Método de producción. El mecanismo de producción de este campo es por medio de empuje combinado, conformado principalmente por un mecanismo de empuje de gas en solución y en menor proporción por empuje hidráulico debido a la presencia de un acuífero débil. Pero este método no posee la fuerza suficiente para levantar la columna de fluidos hasta la superficie, por lo cual es necesario la implementación de un sistema de levantamiento artificial. El más relevante y más usado para la extracción de crudo en el Campo Chichimene es el Bombeo Electrosumergible (BES)

1.4.2 Tiempo de producción. El Campo Chichimene comenzó producción en el año 1985 con producciones estables hasta el año 2000, donde Ecopetrol se pasó a ser la compañía operadora de este campo y realizó una campaña de perforación de nuevos pozos donde se ha aumentado la producción hasta el momento.

En los últimos años Ecopetrol logró incrementar significativamente la producción de crudo de este campo, registrándose una producción de 7.000 barriles de crudo en el año 2000 y en el año 2010 aumentó a 29.380 barriles.

De acuerdo a Ecopetrol³³, el año 2014 fue un año de gran importancia para el campo, debido a que hubo un aumento significativo en la producción de este campo. En enero del 2014 obtuvo una producción de 48.446 barriles de petróleo por día (BPD), en agosto tuvo una producción record de 66.029 BPD y a final del 2014 una producción con 83.989 BPD. A principios del año 2015 nuevamente rompió record de producción con 86.389 BPD.

1.4.3 Número de pozos. De acuerdo al reporte dado por Ecopetrol S.A. El campo consta actualmente de 215 pozos perforados, 14 de los cuales producen crudo de 20 °API provenientes de las unidades K1 y K2, cinco pozos producen en conjunto de las Unidades K1-K2 y T2 crudo de 15 °API. Crudo de nueve °API de la unidad T2 es producido por el 80% de los pozos. Dos pozos han sido abandonados, los pozos Chichimene-12 y Chichimene-1. Tres pozos horizontales a la unidad T2 fueron perforados en el año 2012.

En el campo se ha contemplado perforar en total 223 pozos ,198 para la unidad T2, 3 pozos piloto de inyección de agua y 22 para las unidades K1-K2, entre las vigencias 2010 a 2015. La ejecución de estos pozos se ha realizado de la siguiente manera:

- 43 pozos en el 2010
- 72 pozos en el 2011

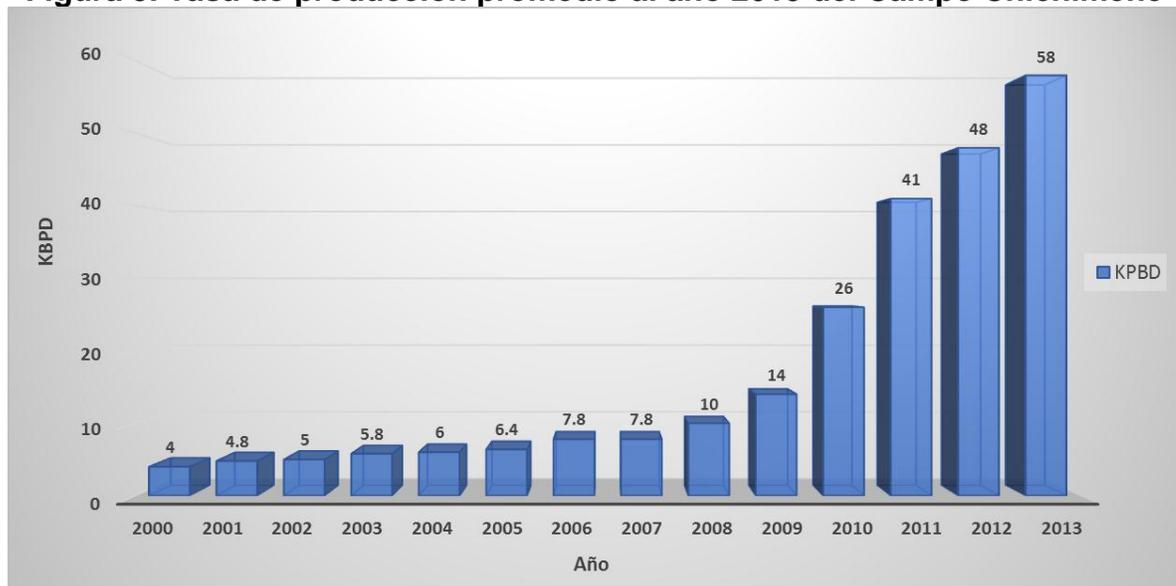
³³ ECOPETROL. Campo Chichimene de Ecopetrol inicia 2015 con record en producción. [En línea] Disponible en internet <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines-2014/contenido/campo-chichimene-de-ecopetrol-inicia-2015-con-record-de-produccion>. [Citado el 16 de agosto del 2016]

- 44 en el 2012
- 11 pozos en el 2013
- 34 pozos en el 2014
- 19 pozos en el 2015

La disponibilidad de equipos de perforación y la limitación en las facilidades de producción son acontecimientos indispensables para la distribución del número de pozos del campo en los años anunciados.

1.4.4 Gráfico de producción. La producción promedio del Campo Chichimene es de 58.000 BOPD para el año 2013, según se demuestra en la Figura 3. La misma tiene como punto de origen el primer registro de producción del campo tomado en el año 2000 con un valor aproximado de 4000 barriles diarios.

Figura 3. Tasa de producción promedio al año 2013 del Campo Chichimene

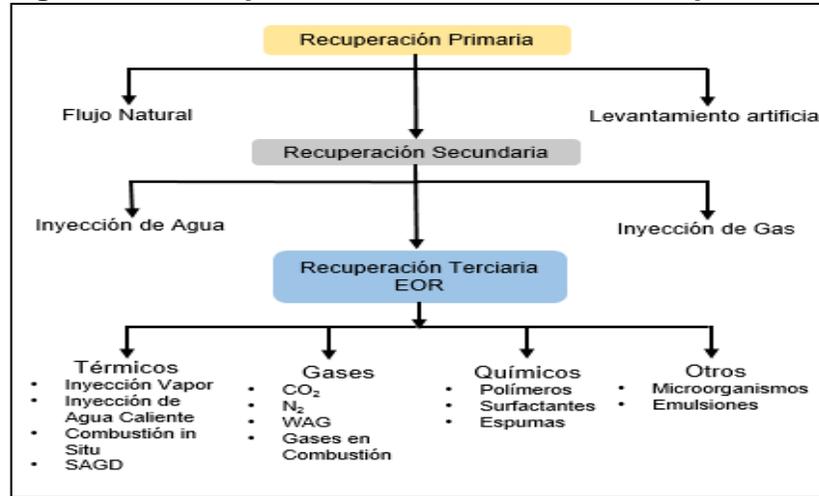


Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por los autores [Citado el 16 de agosto del 2016].

2. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN CONTINUA SOLVENTE – POLÍMERO

En este capítulo se describirá brevemente los conceptos de recuperación primaria y secundaria. Posteriormente, se describirá de manera detallada el concepto de inyección de solventes y polímeros de manera continua, considerada como recuperación terciaria o recobro mejorado. (Ver Figura 4)

Figura 4. Descripción de los métodos de recuperación.



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 1984. p. 3.

El Campo Chichimene produce crudo pesado, razón por la cual es necesario aplicar un método de recuperación mejorada que permita incrementar la producción de este fluido altamente viscoso. Para la implementación de cualquier técnica de recobro mejorado, se debe considerar:

- Características del yacimiento y factores fundamentales del fluido producido como: Temperatura, presión y viscosidad.
- El porcentaje de crudo presente en el yacimiento recuperable es una variable fundamental a considerar. En el ámbito mundial el promedio de este factor está entre el 40% y 60%; y en Colombia Ecopetrol considera factores de recobro en un rango que varía entre 23% y 29 %, esto indica que es posible que se tenga un desaprovechamiento en recobro mejorado de crudo existente en los yacimientos colombianos.³⁴

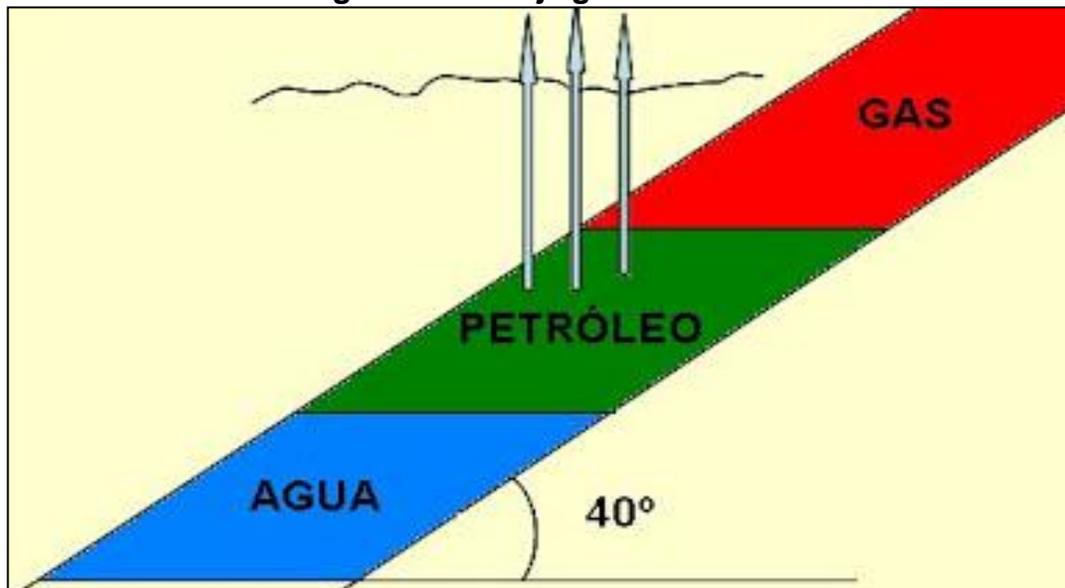
³⁴ ESPINOSA, C., TORRES, K. Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesados. 2015. Universidad de San Buenaventura, Cartagena, Colombia. p.7.

2.1 RECUPERACIÓN PRIMARIA

Se considera como la primera etapa de la producción de crudo, en la cual la energía natural del yacimiento, desplaza los fluidos del yacimiento hacia el pozo y superficie respectivamente. Inicialmente, la presión del yacimiento (P_s) se considera más elevada que la presión del fondo del pozo (P_{wf}). Esta presión diferencial empuja los hidrocarburos hacia el pozo y la superficie. No obstante, a medida que la presión del yacimiento disminuye debido a la producción de fluidos, de la misma forma lo hace la presión diferencial. Para incrementar la presión diferencial y aumentar la producción de fluidos, es necesario implementar una técnica de levantamiento artificial adecuada para el pozo, la cual debe tener la energía suficiente para impulsar el fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie.³⁵ A continuación se presentan los mecanismos de recuperación primaria.

2.1.1 Drenaje gravitacional. Se da en pozos con cierto ángulo de inclinación que facilita el desplazamiento de los fluidos por efecto de la gravedad (Figura 5), es difícil de encontrar yacimientos con este tipo de mecanismo, pero los existentes producen grandes volúmenes de fluido. Se puede obtener eficiencias de recobro entre el 40% y 80%

Figura 5. Drenaje gravitacional.

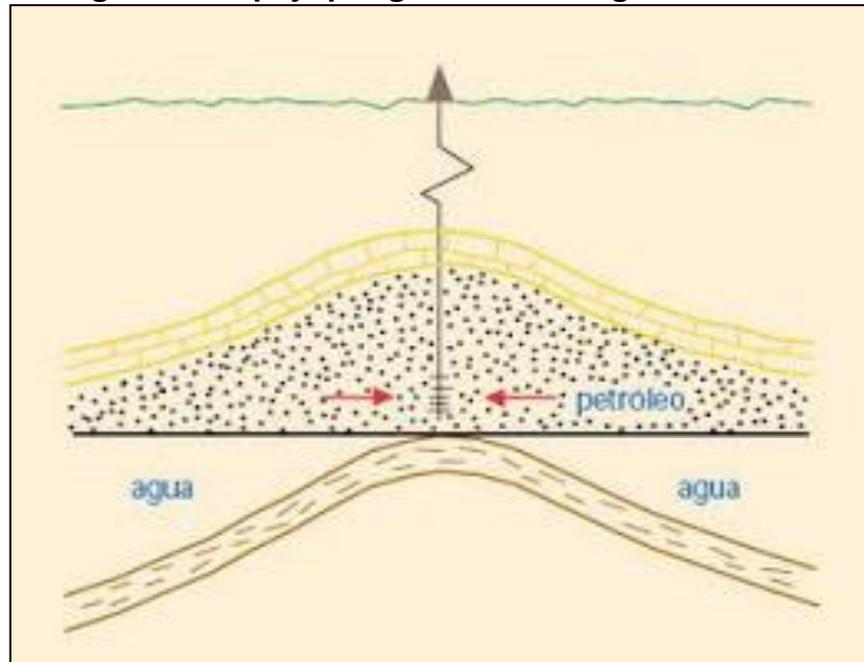


Fuente: WILLHITE, Paul & GREEN Don W. Enhanced Oil Recovery 1998.

³⁵Schlumberger. Oilfield glossary. <http://www.glossary.oilfield.slb.com>

2.1.2 Empuje por gas disuelto o gas en solución. El crudo en condiciones de presión y temperatura en los yacimientos puede contener grandes cantidades de gas disuelto. A medida que se extraen los fluidos del yacimiento la presión disminuye hasta que el gas se desprende, se expande y desplaza el petróleo hacia el pozo productor, como se observa en la Figura 6.³⁶ Poseen una eficiencia de recobro entre el 5% y 35%.

Figura 6. Empuje por gas disuelto o gas en solución.

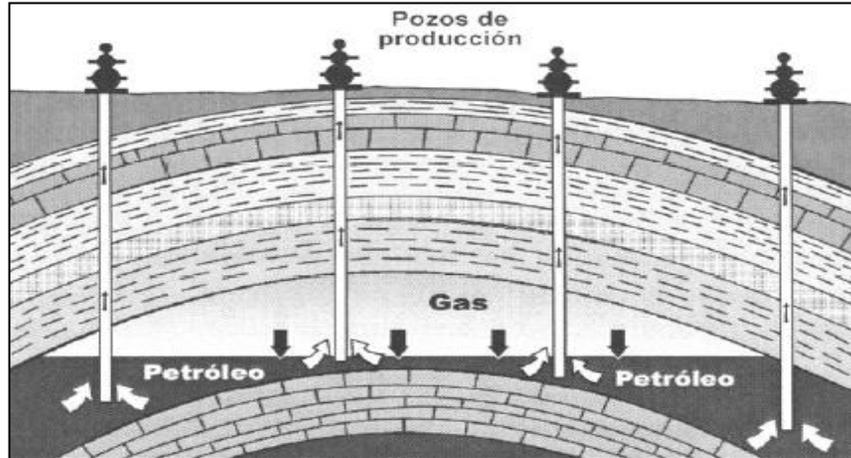


Fuente: WILLHITE, Paul & GREEN Don W. Enhanced Oil Recovery 1998

2.1.3 Empuje por capa de gas. Es un mecanismo presente en reservorios que poseen una capa de gas comprimida, la cual a medida que se extraen los fluidos del yacimiento provoca la expansión de la capa, generando un empuje sobre el crudo que lo ayuda a desplazarse hacia el pozo productor como se observa en la figura 7.

³⁶ PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 1984. p. 70

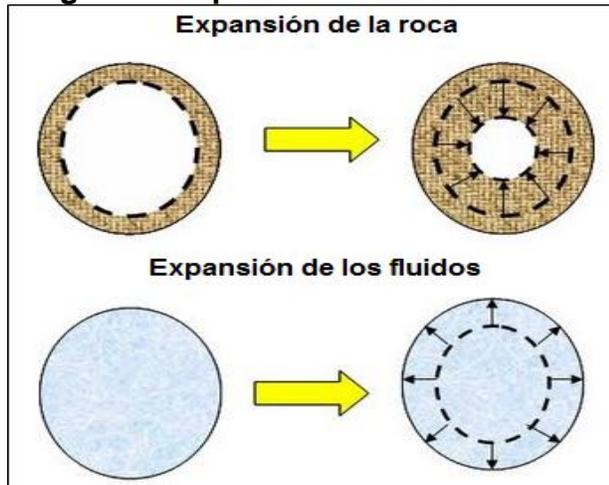
Figura 7. Empuje por capa de gas.



Fuente: WILLHITE, Paul & GREEN Don W. Enhanced Oil Recovery 1998.

2.1.4 Expansión de la roca-fluido. En el momento que el pozo se encuentra en producción, va disminuyendo la presión del yacimiento. Ésta disminución ocasiona una reducción en el volumen poroso del yacimiento debido a la expansión o cambio en el volumen de la roca y los fluidos presentes. (**Figura 8**) Este mecanismo se encuentra presente en todos los yacimientos, pero tiene una mayor importancia en yacimientos subsaturados (Presión del yacimiento es mayor que la presión de burbuja) en donde todos los componentes de los hidrocarburos se encuentran en fase líquida.

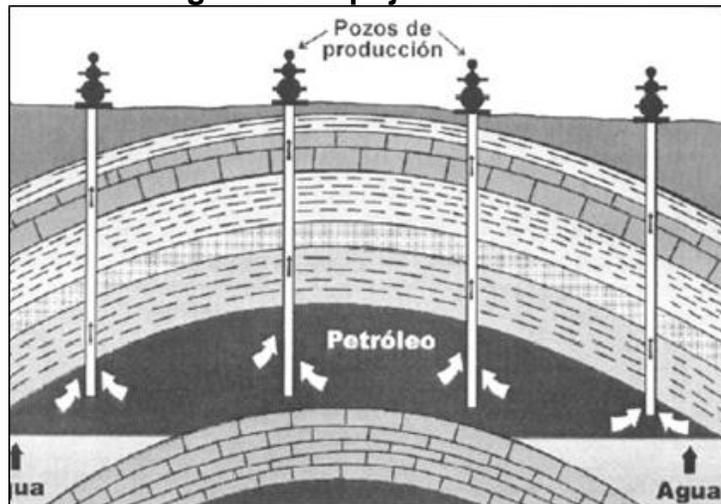
Figura 8. Expansión de la roca-fluido.



Fuente: Ing. Yacimientos II. Lennies Guevara. Disponible en línea en: <http://ingyacimientosilenniesguevara.blogspot.com.co/2009/10/1.html>. [Citado el 11 de marzo del 2017]. Modificado por los autores.

2.1.5 Empuje hidráulico. Este mecanismo consiste en que el yacimiento tiene una conexión con un acuífero existente (activo o parcialmente activo) ubicado por debajo de la capa de aceite, el cual a medida que la presión del yacimiento va disminuyendo, se expande comenzando una invasión de agua en el yacimiento empujando el crudo hacia los pozos (Figura 9).

Figura 9. Empuje hidráulico.



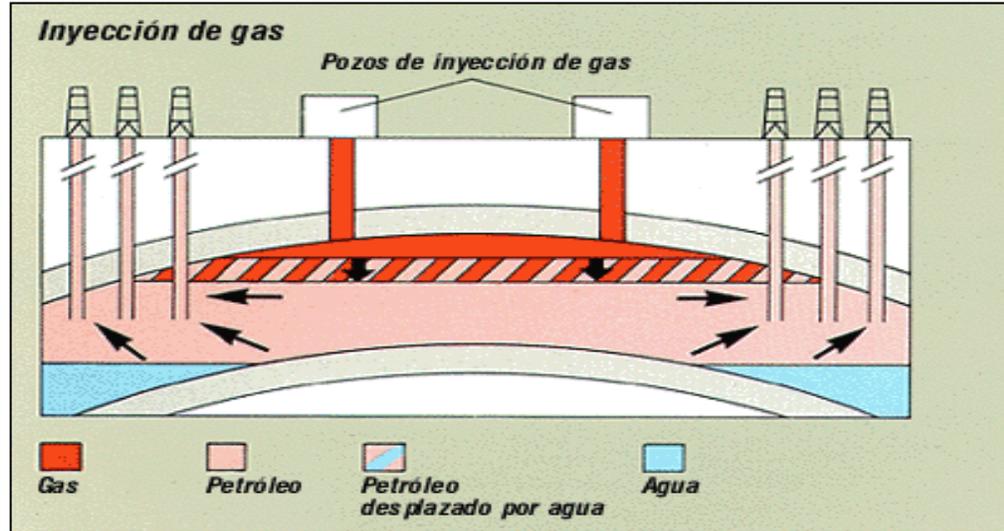
Fuente: WILLHITE, Paul & GREEN Don W. Enhanced Oil Recovery 1998.

2.2 RECUPERACIÓN SECUNDARIA

La recuperación secundaria es un método que se emplea cuando los procesos de recuperación primaria ya cumplieron sus objetivos y el yacimiento se encuentra en situación económica no rentable. Es decir, la energía natural ha disminuido y por lo tanto también la producción de crudo. El objetivo de la recuperación secundaria es adicionar energía al yacimiento utilizando pozos inyectoros con el propósito de inyectar fluidos (agua y/o gas) y generar un aumento en la presión del yacimiento y así generar un desplazamiento del crudo hacia los pozos productores.

2.2.1 Método de recuperación secundaria por inyección de gas. La inyección de gas al yacimiento se puede hacer de dos maneras: inyección dispersa o inyección externa. La inyección dispersa se usa para generar un empuje por gas en solución en el crudo y es empleado en yacimientos homogéneos, mientras que la inyección externa genera una capa de gas (figura 10) y es usado en yacimientos de altas deformaciones geológicas para que la capa de gas pueda desplazar al crudo.

Figura 10. Inyección externa de gas.



Fuente: Industria petrolera inyección de gas. [En línea] Disponible en internet <<http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/inyeccion-de-gas>> [Citado el 11 de Agosto de 2016].

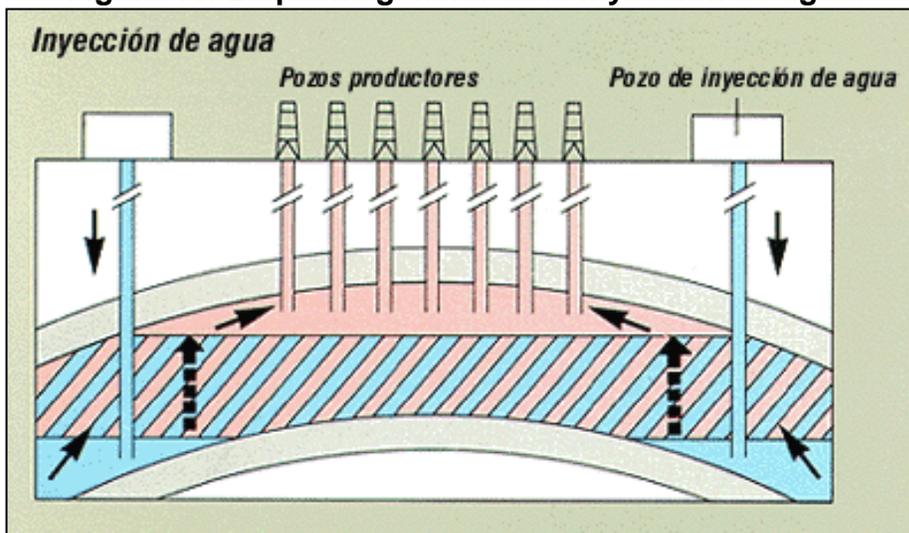
2.2.2 Inyección de agua. Es un método de recuperación en donde se inyecta agua a altas presiones por medio de pozos inyectoras, con el fin de aumentarla producción de crudo en el yacimiento acrecentando la energía dentro del mismo, cumpliendo con las características mostradas en el Cuadro 1. En la Figura 11 se muestra un esquema básico de la inyección de agua, donde se observa como el agua desplaza al petróleo hasta los pozos productores.

Cuadro 1. Características del agua de inyección.

Características del agua de inyección	No debe ser corrosiva
	No debe depositar minerales bajo condiciones de operación.
	No debe contener solidos suspendidos o líquidos en suficiente cantidad para causar taponamiento de los pozos de inyección.
	No debe reaccionar para causar hinchamiento de los minerales arcillosos presentes en la formación
	La salmuera debe ser compatible con el agua presente inicialmente en la formación.

Fuente: Campos petrolíferos y proyectos de inyección de aguas. [En línea] Disponible en internet: <<http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/inyeccion-de-agua.html>> [Citado el 11 de Agosto de 2016].

Figura 11. Esquema general de la inyección de agua.



Fuente: Industria petrolera inyección de agua. [En línea] Disponible en internet: <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/inyeccion-de-agua> [Citado el 11 de Agosto de 2016].

La eficiencia de la inyección de agua se ve afectada por varios factores, los cuales se muestran el Cuadro 2.

Cuadro 2. Factores que afectan la eficiencia de la inyección de agua.

Factores que afectan la inyección de agua	Geometría del yacimiento: Determina el tipo de inyección de agua, si hay buzamiento, una inyección periférica será más eficiente.
	Continuidad del yacimiento: Es la continuidad presente desde el pozo inyector hacia el productor. Un yacimiento con fallas no es conveniente realizarle inyección.
	Presión de fractura del yacimiento: Parámetro importante para el diseño de la inyección de agua, debido a que la inyección se debe realizar a una presión que no fracture la formación. Si se llega a fracturar el agua fluirá a través de la fractura hacia el pozo de producción
	Viscosidad del petróleo: Es el factor más importante para determinar el comportamiento de la inyección, la recuperación de petróleo liviano será mayor que para un petróleo pesado.
	Permeabilidad: No será posible inyectar agua a altas tasas si es muy baja. La existencia de capas con alta permeabilidad y que son continuas entre el pozo inyector y el productor causaran una temprana invasión.

La inyección de agua requiere de pozos inyectoros que estén ubicados en el campo dependiendo del tipo de inyección que se desee implementar, ésta puede ser de dos formas, periférica o en arreglos.

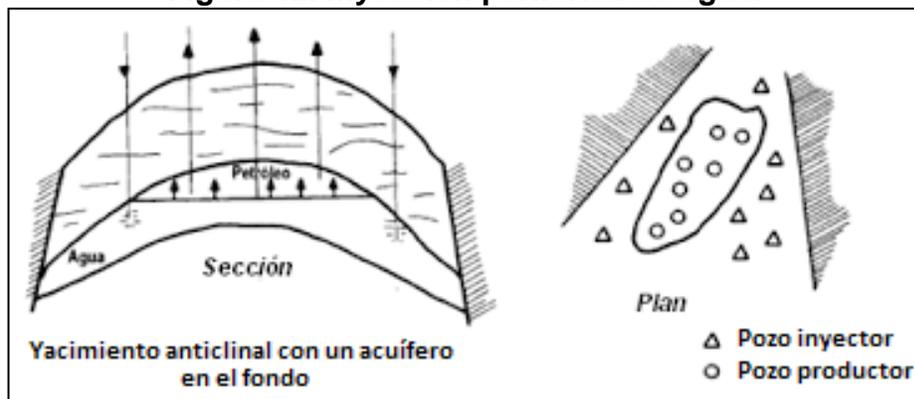
2.2.2.1 Inyección periférica de agua. La característica principal es que se inyecta agua en el acuífero cerca del contacto agua-aceite pero fuera de la zona de petróleo. En el Cuadro 3 se muestra las ventajas y desventajas de este tipo de inyección. Así mismo en la Figura 12 muestra la forma en que se realiza la inyección periférica de agua.

Cuadro 3. Ventajas y desventajas de la inyección de agua periférica.

Inyección periférica	
Ventajas	Desventajas
Al usar pocos pozos inyectoros esto disminuye la inversión en áreas donde se tienen pozos perforados de forma irregular, además de tener una alta recuperación de crudo con poca inyección y producción de agua, esto disminuye los costos de las instalaciones de producción de superficie para la respectiva separación.	En este método el proceso de invasión y desplazamiento es lento, de esta forma la recuperación de crudo es a largo plazo, además si entre la periferia y el centro del yacimiento no hay buena comunicación la inyección no será productiva, también puede que el agua inyectada en la periferia no llegue al tope con la misma presión que se inyecta por eso en zonas de baja presión se complementa usando inyección por arreglos.

Fuente: LA COMUNIDAD PETROLERA. Inyección de agua. [En línea] Disponible en internet <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/inyeccion-de-agua.html> [Citado el 11 de Agosto de 2016].

Figura 12. Inyección periférica de agua.



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 1984. p. 13.

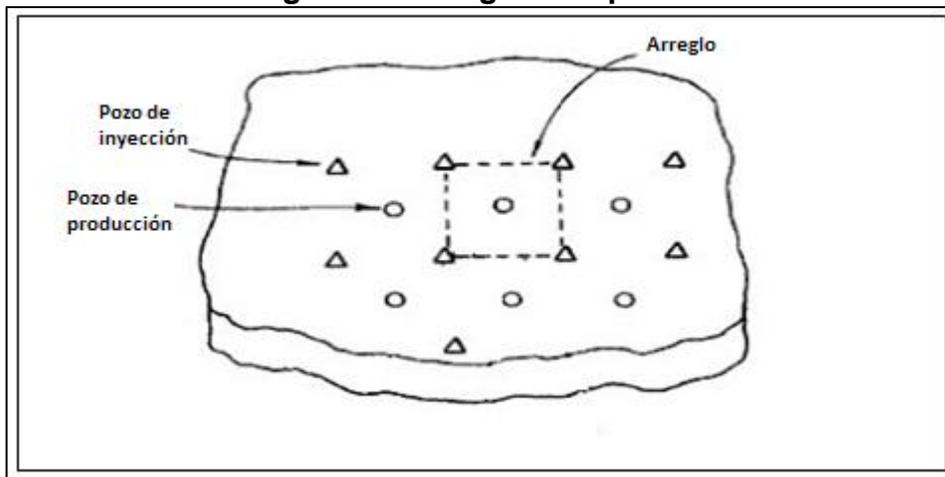
2.2.2.2 Inyección de agua en arreglos. En este tipo de inyección el agua es inyectada en la zona de crudo, invadiendo y desplazando al petróleo hacia los pozos productores. Para que la producción sea uniforme los pozos inyector se distribuyen entre los pozos productores formando arreglos geométricos (Figura 13), dichos arreglos son determinados teniendo en cuenta la estructura y los límites del yacimiento, la permeabilidad, la porosidad y la continuidad de las arenas a lo largodel campo. Las ventajas y desventajas se presentan en el Cuadro 4.

Cuadro 4. Ventajas y desventajas de la inyección de agua en arreglos.

Inyección en arreglos	
Ventajas	Desventajas
Al estar cerca el pozo inyector del productor hay una invasión del agua de manera rápida, es decir que el barrido es más eficiente. También se puede llevar control del frente de invasión y por último se disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre el recobro.	Al tener que perforar más pozos se genera un mayor costo comparado con la inyección periférica, hay que tener control del proceso porque es un método riesgoso. ³⁷

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 1984. p. 15.

Figura 13. Arreglo de 5 pozos.



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 1984. p. 14.

³⁷ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 1984.

2.3 RECUPERACIÓN TERCIARIA

El método de recuperación terciaria se usa para aumentar el factor de recobro en yacimientos que ya han sido explotados con recuperación primaria y secundaria. Se inyectan sustancias que no son naturales del yacimiento, como polímeros o nitrógeno. Para este proceso se buscan condiciones que favorezcan el flujo de los fluidos en el yacimiento, por eso en ocasiones se adiciona calor o aditivos químicos entre el fluido inyectado y el crudo para que se facilite la movilización a través del yacimiento.³⁸

La recuperación terciaria tiene cuatro (4) técnicas diferentes que son: método térmico, inyección de gases, inyección de químicos y otros (microorganismos y emulsiones).

2.3.1 Métodos térmicos. Los métodos térmicos consisten esencialmente en la transferencia de energía en forma de calor de la superficie hacia el yacimiento. La temperatura del crudo se aumenta radicalmente por lo que se dilatan los fluidos y se expanden; se vaporiza la forma líquida y se reducen las viscosidades contribuyendo a la movilidad del crudo. En forma general estos métodos consisten en la inyección ya sea de vapor o agua caliente y la inyección de aire, ambos siguiendo diferentes esquemas.³⁹

2.3.2 Inyección de gases. Este método busca aprovechar los principios de transferencia de masa para incrementar el número capilar, en otras palabras buscan que la tensión interfacial entre el fluido inyectado y el crudo se reduzcan.

2.3.3 Métodos químicos. Algunas sustancias químicas especiales son inyectados con el propósito de minimizar la tensión superficial (capilaridad) y disminuir la relación de movilidad con el fin de mejorar el control sobre la misma (minimizar canalización); los métodos de recuperación de esta categoría incluyen la inyección de surfactantes, polímeros y álcalis o una mezcla de los tres lo que se conoce como inyección de mezcla de álcalis-surfactante-polímero lo que se conoce como (ASP).

³⁸ SEN, R, Biotechnology in petroleum recovery: The microbial EOR, Prog. Energy Combust. Sci., vol. 34, no. 6, p. 714-724. 2008.

³⁹ ZHAO, D.W., Thermal recovery strategies for thin heavy oil reservoirs. Fuel. vol. 117.p 431-441. 2014.

2.3.4 Método microbiológico. La recuperación de petróleo microbiológica mejorada (MEOR) se basa en la inyección de microorganismo seleccionados con el propósito de mejorar la recuperación de petróleo en los yacimientos para luego ser estimulados, y el producto de su metabolismo "in situ" ser transportado con el fin de obtener una reducción del petróleo residual dejado en el yacimiento. Estos microorganismos podrían desempeñarse como vehículo transportador de petróleo residual o agentes tapón para aislar selectivamente del yacimiento zonas no deseadas⁴⁰.

2.4 GENERALIDADES DE LOS POLÍMEROS

Los polímeros se definen como unas macromoléculas compuestas por una o varias unidades químicas, pueden ser de origen químico u orgánico, y se emplean en el recuperación terciaria para mejorar las características del agua de inyección. En estos procesos de estimulación no solo se debe escoger el tipo también es fundamental determinar la concentración adecuada.

La selección del polímero y la concentración del mismo son cruciales en el diseño del proceso, pues aunque el principio de este método es bastante simple, se requiere de un conocimiento profundo de las características geológicas del yacimiento (permeabilidad, porosidad, temperatura, etc.), y de los fluidos presentes en el. Algunos polímeros comunes son las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas, co-polímeros de acrilamidas y goma xantica (biopolímero).⁴¹

2.4.1 Clasificación de los polímeros. Los polímeros se clasifican de acuerdo a su origen, pueden ser naturales o sintéticos. En la industria se han aplicado los dos tipos, sin embargo, los polímeros sintéticos han mostrado mejores resultados y por lo tanto han tenido mayor aplicación.

2.4.1.1 Poliacrilamidas. Las poliacrilamidas son polímeros sintéticos que poseen una unidad monomérica llamada acrilamidas y son los más empleados en la industria petrolera; debido que aumenta la viscosidad del agua y alteran la permeabilidad de la roca yacimiento en las zonas invadidas, lo cual baja la movilidad efectiva del agua inyectada, produciendo así, una reducción en la razón de movilidad y en consecuencia el mejoramiento de la eficiencia del barrido. Obteniendo así como resultado final un incremento en el recobro.

El rendimiento de estos polímeros depende del peso molecular y del grado de hidrólisis de los mismos. Cuando los polímeros van a ser utilizados para inyectarlos en pozos que están produciendo por inyección de agua son sometidos a hidrólisis

⁴⁰ SUN. S, Construction and evaluation of an exopolysaccharide-producing engineered bacterial strain by protoplast fusion for microbial enhanced oil recovery. Bioresour. Technol. p 44. 2013.

⁴¹ BILLMEYER. Fred, Ciencia de los polímeros, p. 259, 2004

parcial, donde una parte de la acrilamida se convierte en ácido acrílico; la hidrólisis tiende a aumentar la viscosidad del agua dulce, pero reduce la viscosidad de las aguas duras. Cuando la hidrólisis es demasiado baja el polímero no se alcanza a disolver en el agua, en caso contrario (hidrólisis muy alta) el polímero perderá sus propiedades originales.

Este tipo de polímeros se caracterizan por ser altamente sensibles a la salinidad y a la dureza del agua, también tienen a ser degradados por cizallamiento causado por altas tasas de inyección, lo cual genera que las poliacrilamidas no se puedan aplicar en todos los tipos de yacimiento. Sin embargo tiene ventajas por ser económico, relativamente resistente a los ataques bacterianos, a la degradación térmica, a exposiciones por largos periodos de tiempo dentro del yacimiento y es estable a pH básicos en comparación con los polímeros naturales, cualidades que son fundamentales en el fluido de inyección al momento de ser aplicado como método de recuperación⁴².

2.4.1.2 Biopolímeros. Son polímeros naturales que se originan a partir de sistemas biológicos, siendo el polisacárido el más común de este tipo, éste se forma a partir de la polimerización de moléculas de sacárido por fermentación bacteriana. En la industria petrolera es utilizado el polisacárido denominado como Gomas Xánticas, usualmente tienen un peso menor al de las poliacrilamidas y poseen excelentes habilidades viscosificantes en aguas con salinidades altas, debido a la rigidez de sus moléculas, no obstante tienen menor capacidad viscosificante que las poliacrilamidas en aguas dulces.

Barreneche y Diazgranados⁴³ hablan de los biopolímeros como polímeros que se caracterizan por tener buena capacidad viscosificante en presencia de agua con salinidad elevada, también son bastante resistentes a la degradación cuando están en presencia de esfuerzos mecánicos; razón por la cual son más fáciles de manejar en las bombas de inyección del campo. Algunos pueden llegar a propagarse con mayor facilidad dentro de la formación y requerir menos cantidad de polímero en la inyección, sin embargo son propensos a ser atacados en las regiones del yacimiento de baja temperatura por bacterias debido a su composición. Esto quiere decir que la estabilidad del polímero directamente relacionada a la degradación mecánica, a la temperatura y a la salinidad.

⁴² JIMENÉZ, A. Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (surfactantes, polímeros y miscelares) mediante analogías. 2009. Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

⁴³ BARRENECHE, C., DIAS, E. Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de polímero en un campo de Ecopetrol S.A. 2014. Universidad de América. Bogotá, Colombia

2.4.2 Inyección de polímeros. La inyección de polímeros se implementa con el propósito de recuperar una mayor cantidad de petróleo en el yacimiento respecto al obtenido mediante los métodos primarios; el fluido inyectado (agua más soluciones poliméricas) incrementan la energía natural del yacimiento y modifica el sistema roca/fluido (disminución de la tensión interfacial, modificación de la humectabilidad, etc.) para lograr el desplazamiento de petróleo hasta el pozo productor.⁴⁴

Paris de Ferrer⁴⁵ dice que la invasión de polímeros es una modificación de la inyección de agua, que consiste en agregar al agua de inyección un tapón de polímeros, de 200 a 1000 ppm de un alto peso molecular (2×10^6 hasta 5×10^6 Dalton) antes de que esta sea inyectada al yacimiento, para obtener un fluido que tiene la ventaja de ser muy viscoso aun cuando esté altamente diluido. Esta propiedad permite que el fluido inyectado tenga un mejor desplazamiento y un barrido más completo del yacimiento en comparación con la invasión de agua convencional, debido a la disminución de la permeabilidad efectiva del agua producida por el aumento de la viscosidad.

La inyección de agua convencional puede ser mejorada mediante la adición de polímeros; estos ayudan a disminuir el radio de movilidad entre el fluido inyectado y los fluidos en el yacimiento, además afecta el caudal relativo entre estos, por ende hay un mejor contacto entre el polímero y el crudo que facilita el movimiento de este último hacia los pozos productores.⁴⁶

La inyección de polímeros tiene grandes utilidades en yacimientos heterogéneos y en donde hay crudos moderadamente viscosos. Los yacimientos de petróleo con tasa de movilidad de inyección de agua desfavorable tienen potencial para incrementar la recuperación de petróleo mediante una mejor eficiencia de barrido areal.

Jiménez, A. hace énfasis en la afectación del polímero por la salinidad del agua y como controlarlo “la solución polimérica es frecuentemente precedida por una solución de baja salinidad denominada pre flujo con el fin de preparar la zona, ajustando la salinidad y el pH de la formación para evitar alteraciones en el polímero”. Adicionalmente el proceso de inyección de polímero se diseña de forma que su concentración polimérica se vaya reduciendo gradualmente, para que así mismo, se obtenga una disminución en la viscosidad y el agua que se inyecte posteriormente no genere turbulencia por las diferencias de viscosidad con el polímero.

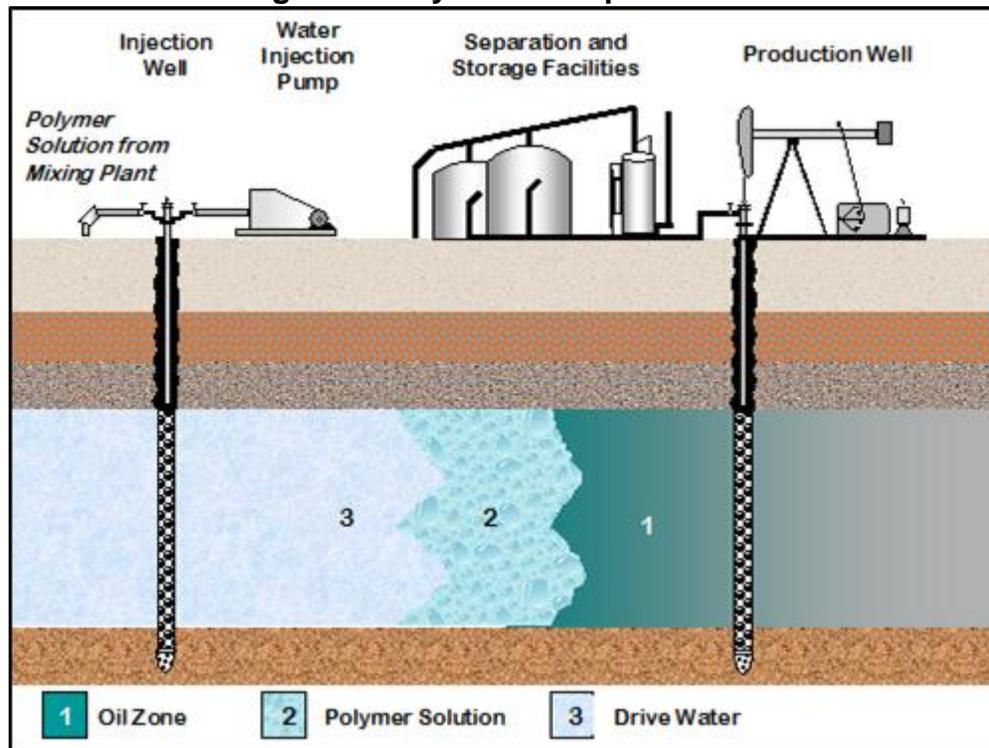
⁴⁴ PARIS DE FERRER, M. Op., p. 301.

⁴⁵ Ibid. p. 313.

⁴⁶ NATIONAL PETROLEUM CAOUNCIL. Enhanced Oil Recovery. United States of America. 1984. p. 12.

En la Figura 14, se puede observar el proceso de inyección de polímeros desde un pozo inyector ubicado a lado izquierdo de la figura, es inyectada la solución polimérica con el objetivo de arrastrar el crudo hasta el pozo productor ubicado a la derecha, así mismo se muestra que la final de la sección del polímero se inyecta una etapa de agua para darle energía al proceso y finalmente desplazar el crudo sin necesidad de utilizar demasiados químicos.

Figura 14. Inyección de polímeros.



Fuente: NATIONAL PETROLEUM CAOUNCIL. Enhanced Oil Recovery. United States of America. 1984. p. 13.

2.5 GENERALIDADES DE LOS SOLVENTES

Según LAKE, Larry⁴⁷, el objetivo principal de la inyección de solventes como hidrocarburos livianos, es reducir la saturación irreducible de crudo, por efecto de una reducción en la viscosidad y en las fuerzas capilares del sistema de hidrocarburos en el medio poroso. Esta reducción en la viscosidad se busca a través de un proceso miscible entre el solvente inyectado y el petróleo del yacimiento.

⁴⁷ LAKE, Larry. Enhanced oil recovery. 2010.

El resultado de esta condición es la disminución de la tensión interfacial entre el crudo y el solvente, debilitando las fuerzas capilares que retienen el crudo dentro del medio poroso, en consecuencia, facilitando su movilidad. El recobro y el desplazamiento logran los máximos valores en la zona donde se genera el frente miscible.

El proceso miscible depende directamente de la composición y relación de fracciones molares de la mezcla, como también de condiciones de presión y temperatura del sistema. Se considera en términos generales, que es un proceso isotérmico, ya que la temperatura del yacimiento es constante, por lo tanto las variables a controlar son la composición y fracciones molares de los fluidos y las presiones del sistema.

A nivel microscópico, el parámetro a determinar es la mínima presión de miscibilidad, que es la mínima presión a la que el proceso de desplazamiento logra la miscibilidad completa de múltiple contacto, es decir, donde la mezcla de todos los componentes se convierte en una única fase homogénea.

Una vez determinadas las condiciones de presión para las cuales se logra la miscibilidad, se debe garantizar que durante el proceso de inyección del solvente, se obtengan esas presiones de fondo del yacimiento, sin embargo, a pesar del relativo bajo costo del solvente, la inyección continua no es viable, por lo tanto la inyección se realiza por baches o ciclos, utilizando como fluido de desplazamiento nitrógeno, aire, agua, vapor de agua, y/o gas seco mezclado con solvente.

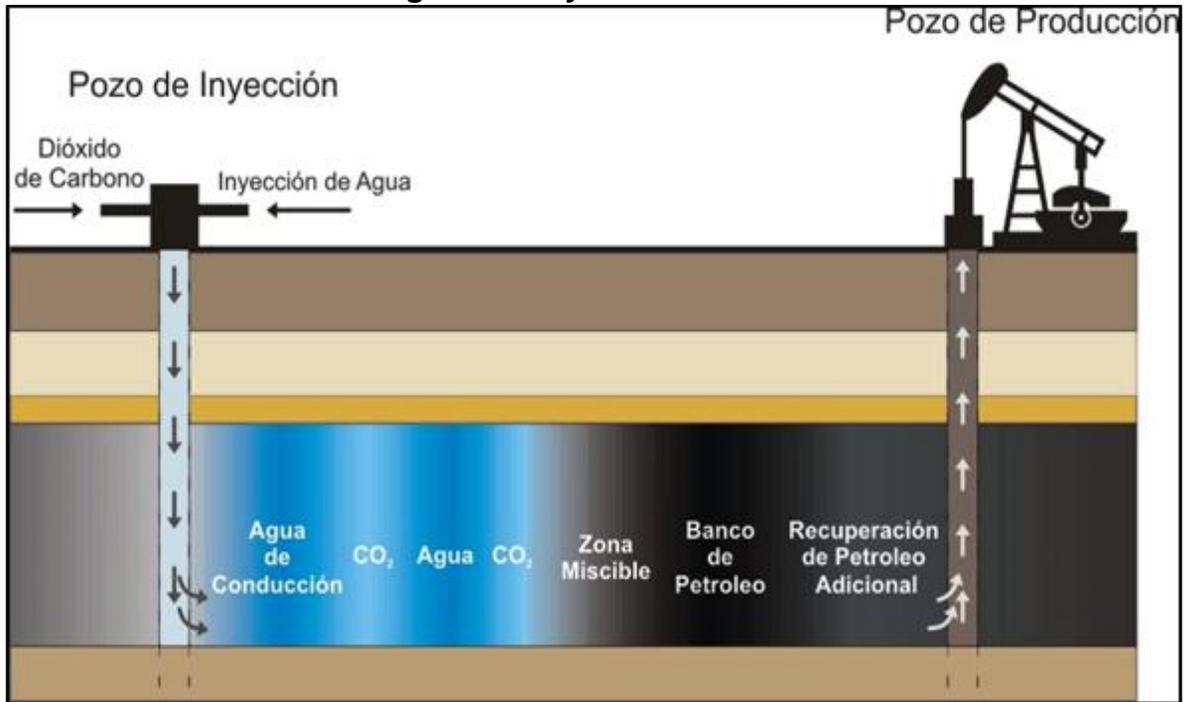
2.5.1 Descripción del proceso. En un desplazamiento inmisible parte del crudo se entrapa en la roca en forma de gotas aisladas; cuando se llega a ese punto, la permeabilidad relativa al aceite es esencialmente cero, aunque se siga inyectando agua es imposible mover este crudo debido a que este pasa alrededor de estas gotas sin la capacidad de moverlas.

Esta limitación puede superarse mediante la aplicación de procesos de inyección miscibles, en los cuales el fluido de desplazamiento es miscible con el crudo en las condiciones existentes en la interfase de los dos fluidos, es decir que se mezclan en todas las proporciones.

Si el proceso es operado como recobro secundario el crudo es desplazado eficientemente por el bache de solvente, dejando poco volumen de crudo residual; por el contrario si este proceso es aplicado como recobro terciario con saturaciones de crudo en condiciones después de la inyección de agua, el solvente inyectado debe desplazar el suficiente volumen de la fase acuosa para contactar el crudo residual y en consecuencia desplazarlo como una sola fase mezclada con el solvente. La mezcla resultante de solvente y petróleo da como resultado un fluido con mayor viscosidad que la de ambos, lo que hace el

desplazamiento con agua más eficiente; la mezcla conlleva al desarrollo de un banco de petróleo seguido por una mezcla de petróleo-solvente (Figura 15).

Figura 15. Inyección de CO₂.



Fuente: LAKE, Larry. Enhanced Oil Recovery. 2010

2.5.2 Tipos de solventes. A continuación se describen los solventes más usados en la industria para este método de inyección.

2.5.2.1 Dióxido de carbono (CO₂). Desde 1950 la industria del petróleo ha ido llevando a cabo investigaciones considerables tanto en laboratorio como en campo acerca del uso del dióxido de carbono para aumentar la recuperación del petróleo. En los últimos años nuevas aplicaciones de campo se han descubierto y muchas investigaciones de petróleo tienen proyectos relacionados con la inyección de CO₂.

El proceso de inyección de dióxido de carbono tiene básicamente dos variaciones: el proceso miscible y el inmisible. La inyección de CO₂ miscible (Figura 15) es más usada en crudos de gravedades livianas y pesadas, mientras la inmisible es un proceso que se aplica a los crudos pesados. La inyección de dióxido de carbono puede ser aplicada como método de recuperación secundaria o terciaria y puede ser llevada a cabo de las maneras como se muestra en el Cuadro 5.

Cuadro 5. Tipos de inyección de CO₂.

Inyección continua de dióxido de carbono	Este es un proceso miscible en el cual el dióxido de carbono es inyectado hasta el final de la recuperación.
Dióxido de carbono seguido por gas	Este proceso comienza con la inyección de dióxido de carbono hasta un volumen predeterminado y luego se inyecta un gas menos costoso que el dióxido de carbono.
Dióxido de carbono seguido por agua	Luego de inyectar el volumen deseado de dióxido de carbono, se inyecta agua la cual es usada para desplazar el dióxido de carbono a través del yacimiento.
Combinación de inyección de dióxido de carbono y un solvente	Este proceso incluye la inyección de otros solventes como: líquidos del gas, ácido sulfhídrico, dióxido de azufre y otros, para disminuir la presión de miscibilidad mínima entre el dióxido de carbono y el petróleo del yacimiento.

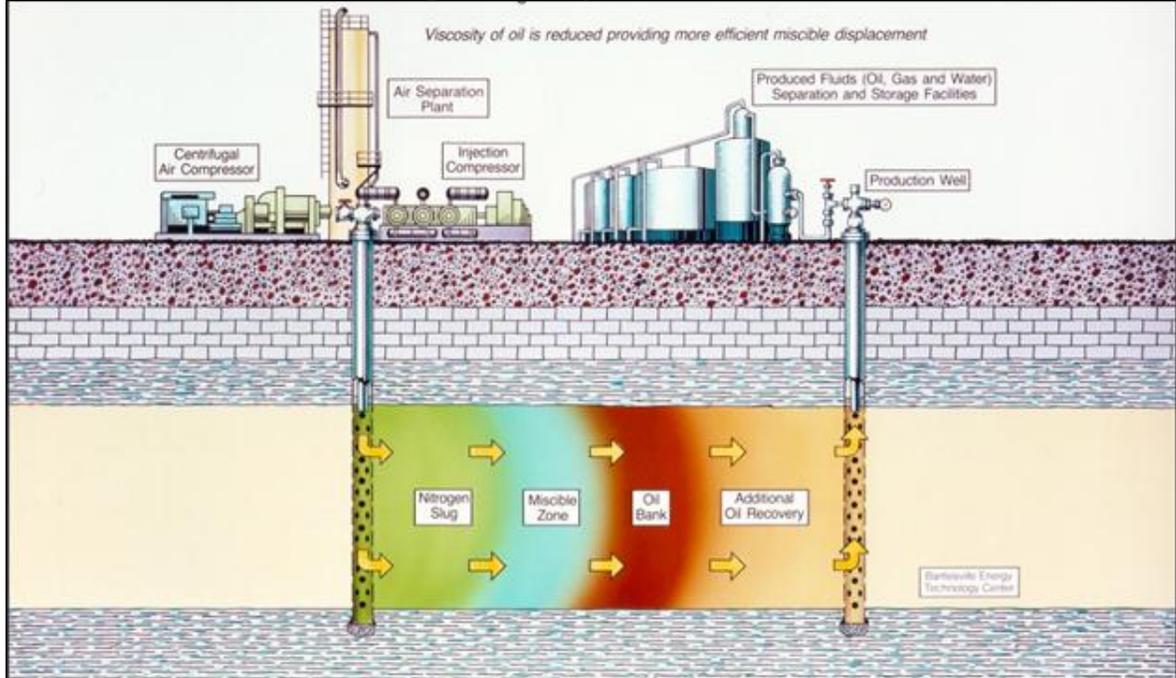
Fuente: CAUDLE, Ben H y otros. Improved Oil Recovery. 1983. p. 114.

2.5.2.2 Nitrógeno (N₂). La inyección de Nitrógeno puede ser usada como un sustituto del dióxido de carbono (CO₂) en yacimientos profundos de petróleo con una alta gravedad API. El nitrógeno forma una capa miscible la cual ayuda a liberar el aceite de la roca del yacimiento (figura 16).

La inyección de nitrógeno es viable como método de recobro mejorado si en el yacimiento existen las siguientes condiciones:

- El yacimiento debe ser rico en componentes del etano hasta el hexano o en hidrocarburos livianos, los cuales se caracterizan por tener una gravedad API más arriba de los 35 grados.
- El petróleo debe tener un alto factor de formación. La capacidad de absorber el gas añadido bajo las condiciones del yacimiento.
- El petróleo debe ser bajo en metano (C₁).
- El yacimiento debe tener al menos 5000 pies de profundidad para lograr soportar la alta presión de inyección (más de 5000 PSI) la cual es necesaria para que el aceite sea miscible con el nitrógeno sin llegar a fracturar la formación productora.

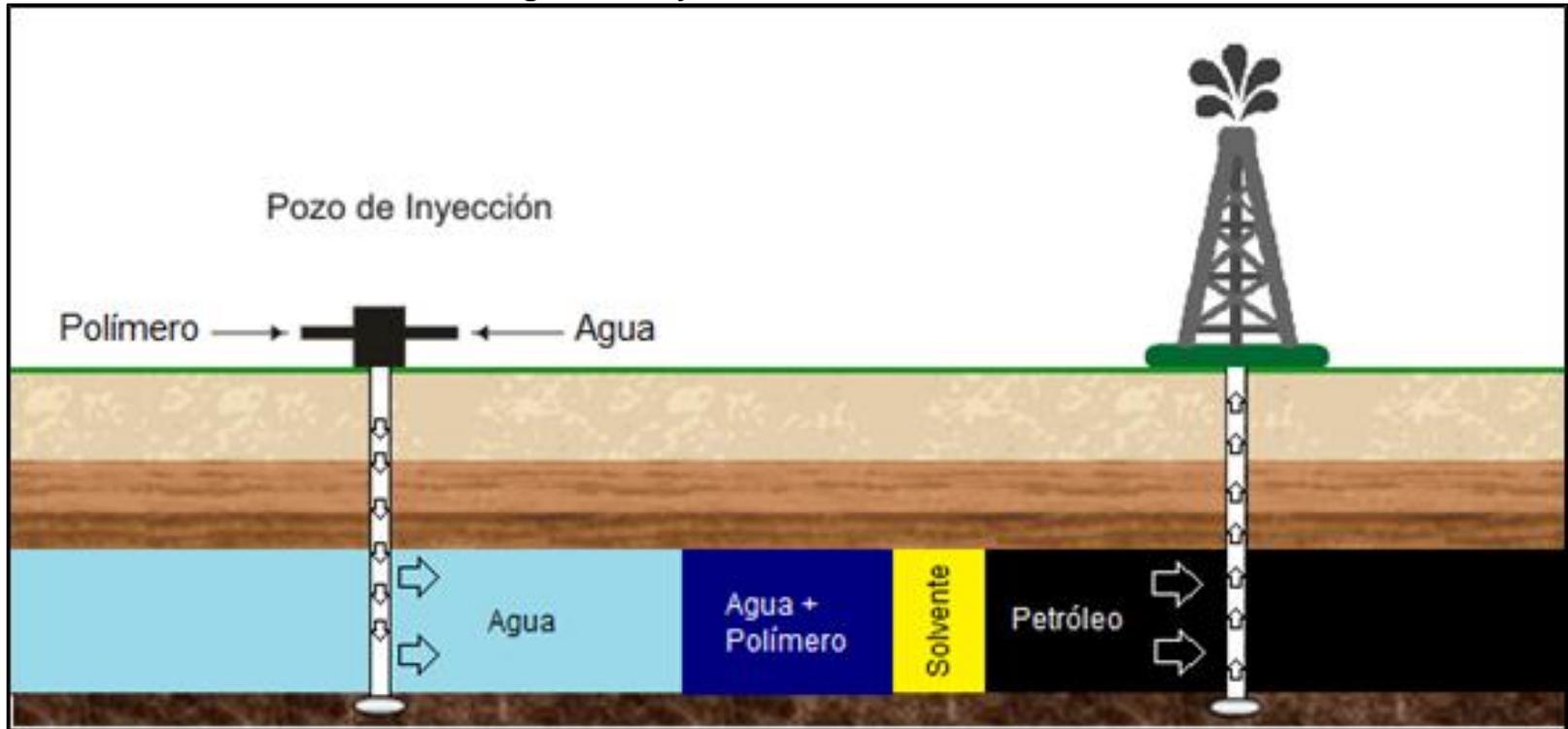
Figura 16. Inyección de N₂



2.6 INYECCIÓN SOLVENTE – POLÍMERO

El proceso de inyección propuesto en este trabajo consiste en inyectar inicialmente a la formación un fluido (solvente) que sea miscible con el fluido de la formación (petróleo) y que este fluido miscible se mezcle y así hacer que la viscosidad de la mezcla (petróleo + solvente) disminuya y se inyecte otro fluido de mayor viscosidad (polímero + agua) que por su alta viscosidad permite que se desplace la mezcla petróleo + solvente de una manera más eficiente por los canales de poro. Adicionalmente y debido a que se reduce la tensión interfacial entre la mezcla petróleo-solvente y el agua, permite que este proceso ayude a producir el petróleo que el solvente no puede desplazar por causa de la interdigitación viscosa. Este es un mecanismo de recobro mejorado ya que se inyectan fluidos en el yacimiento que modifiquen las condiciones o características de los fluidos a condiciones de yacimiento. (Figura 17)

Figura 17. Inyección Solvente-Polímero.



3. GENERALIDADES DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

La simulación numérica consiste en inferir el comportamiento real de un yacimiento a través de la construcción y operación de un modelo físico, conceptual o numérico, con el fin de realizar predicciones futuras al yacimiento bajo diferentes esquemas de producción. Generalmente consiste en tres grandes etapas las cuales representan la descripción del yacimiento o inicialización del modelo, el cotejo histórico y la predicción del comportamiento futuro del yacimiento. Esta técnica se basa en describir adecuadamente los procesos de flujo y comportamiento de fases que tienen lugar en el yacimiento⁴⁸.

La técnica de simulación de yacimientos desempeña un importante papel en la industria petrolera ya que a través de ella se realizan procesos de gerencia de yacimientos con la finalidad de administrar, monitorear y evaluar el desempeño del yacimiento, de acuerdo a los diferentes esquemas de producción planteados. Igualmente a través de esta técnica se pueden establecer mecanismos de producción y de aquí su cuantificación con lo cual se estima el factor de recobro aplicable al yacimiento⁴⁹.

3.1 PASOS EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS (Cuadro 6)

Cuadro 6. Pasos en la simulación de yacimientos.

1	Obtención de información.
2	Control de calidad de la información.
3	Construcción de la rejilla o grid.
4	Poblamiento de la rejilla, la cual es generalmente por medio de geo estadística.
5	Definición del modelo de fluido (Black Oil, gas, composicional).
6	Tipos y propiedades de interacción roca-fluido.
7	Definición del equilibrio vertical (Contactos, fuentes de energía externa).
8	Inicialización del modelo. (Calcular las presiones y saturaciones iniciales, OOIP y OGIP).
9	Información de pozos (Ubicación trayectoria, cañoneos, producción y presiones).
10	Ajuste histórico. Es un problema inverso para tratar de comprobar que las suposiciones hechas durante la construcción del modelo son válidos por medio de datos históricos de producción y presión.
11	Predicciones. Un modelo de simulación de yacimientos capaz de representar el pasado, debe servir para predecir el futuro.

⁴⁸ LEÓN-PABÓN. Variables que influyen en un proceso de inyección cíclica de diluyente en formación para el incremento de la productividad de pozos de crudo extrapesado. Revistas UIS. Vol 12. 2013

⁴⁹ COLINA MARKANO, Franklin. Barcelona. Universidad de Oriente. 2009. Evaluación del proceso de inyección alterna de vapor con solventes en pozos horizontales en el yacimiento jobo 01, campo jobo 02, a través de la simulación numérica.

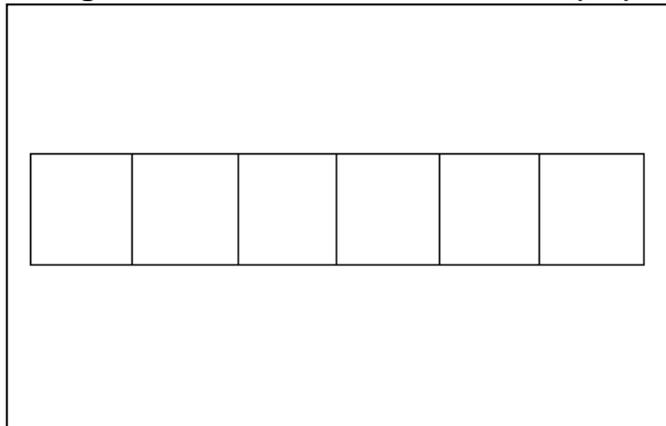
3.2 TIPOS DE MODELOS DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Un modelo de simulación de yacimientos es la representación física de un yacimiento de hidrocarburos mediante una simplificación de los datos disponibles del yacimiento. Por lo tanto existen varios tipos de modelos de acuerdo a: las dimensiones del modelo, el tipo de fluido, el lugar geométrico, la geometría del grid, los canales de alta transmisibilidad y los datos disponibles.

3.2.1 Según las dimensiones del modelo.

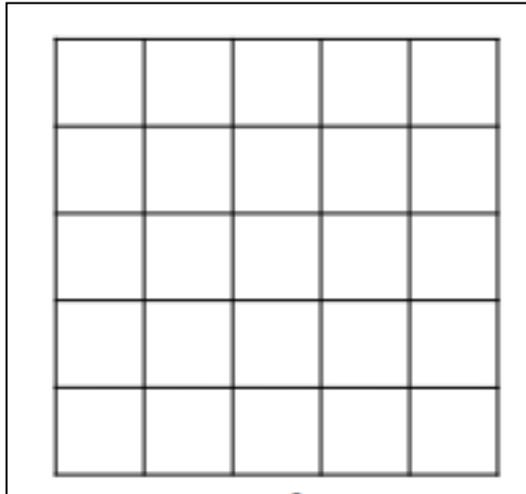
3.2.1.1 Modelo unidimensional (1D). Es un modelo poco usado en procesos que poseen desplazamiento de un fluido con otro ya que no pueden representar los efectos gravitacionales perpendiculares a la dirección de flujo. Sin embargo es una herramienta usada para evaluar la respuesta del yacimiento a variación en sus parámetros. (Figura 18)

Figura 18. Modelo unidimensional (1D)



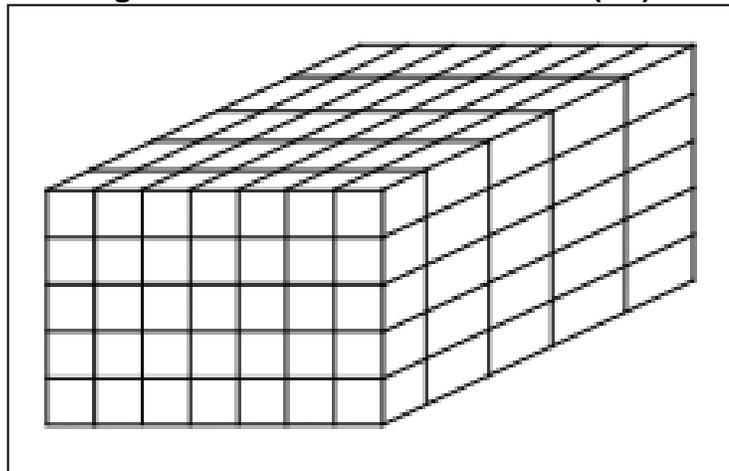
3.2.1.2 Modelo areal (2D). Este modelo es el más usado en simulación de yacimientos, debido a que se utiliza para estudiar todos los posibles factores involucrados en la explotación de un yacimiento. Aunque el modelo cartesiano (X, Y) es el más común, el modelo radial (r, θ) y curvilíneo suele ser el que mejor representa la simulación del pozo, por lo cual es más aconsejable en algunos casos. (Figura 19)

Figura 19. Modelo areal (2D)



3.2.1.3 Modelo Tridimensional (3D). Este modelo es usado cuando el yacimiento es complejo y no puede simplificarse a modelos 1D ni 2D, por ejemplo en casos que haya barreras al flujo como fallas o zonas impermeables como shales, o si tiene una dinámica de flujo compleja (yacimientos depletados, flujo multifásico, flujo vertical o aleatorio, etc). También se usa cuando hay varias zonas productoras o yacimientos independientes en un mismo campo y necesitan considerarse las posibles influencias entre sí. (Figura 20)

Figura 20. Modelo tridimensional (3D).



3.2.2 Según el tipo de fluido.

- Gas seco/Húmedo.
- Black Oil.
- Composicional.

3.2.3 Según el lugar geométrico donde se aplique.

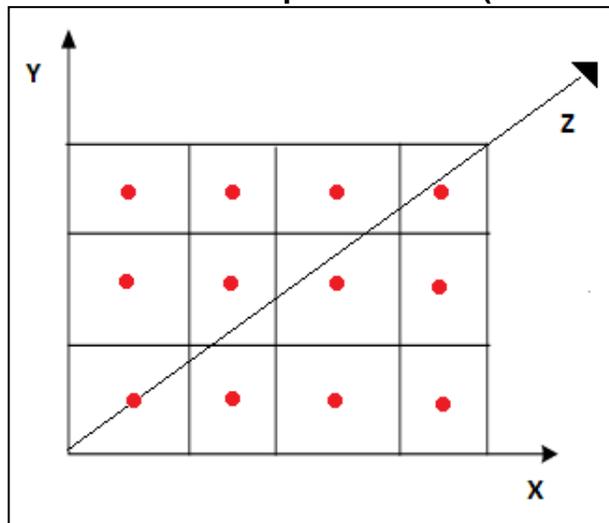
- Modelo de campo completo (Full Field Model). Representación de todo el yacimiento.
- Modelo sectorial (Sector Model). Representación de una porción o parte del yacimiento.
- Modelo de pozo (Well Model). Representación local del pozo.

3.2.4 Según la geometría del grid.

El tipo de geometría bloque centrado (block centered) siempre es ortogonal (Figura 21), solo es utilizada en modelos mecanísticos, cada celda esta especificada por:

- Coordenadas X, Y, Z de su centro.
- dX , dy , dZ (Dimensiones de la celda en cada dirección) 6 datos por celda.

Figura 21. Geometría bloque centrado (Block centered)



En la geometría de puntos de esquinas (Corner point) se especifica las tres coordenadas de cada vértice en cada celda. Los modelos geométricos corner point son muy útiles para representar la geometría real de un sistema (Full field model, modelo sectorial). Pueden ser ortogonales (Figura 22) o irregulares (Figura 23).

Figura 22. Geometría puntos de esquinas ortogonal (Corner point)

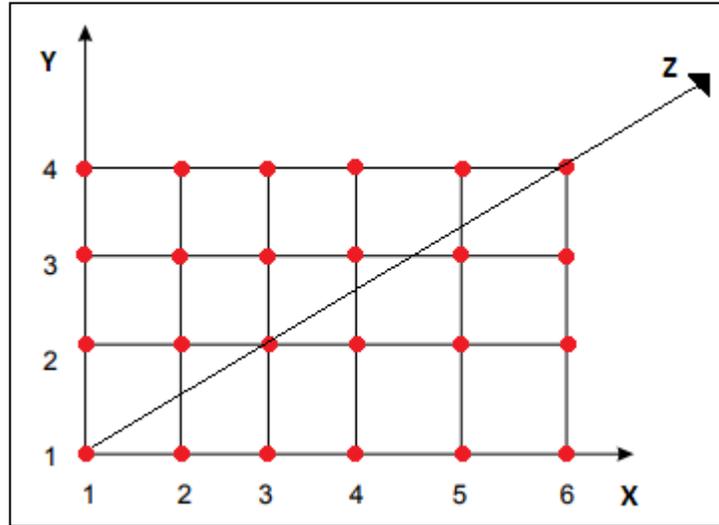
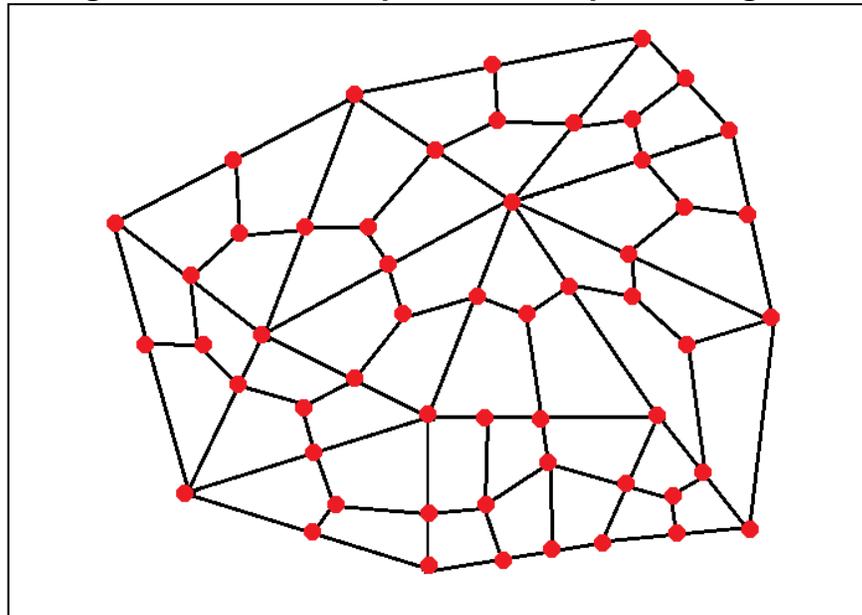
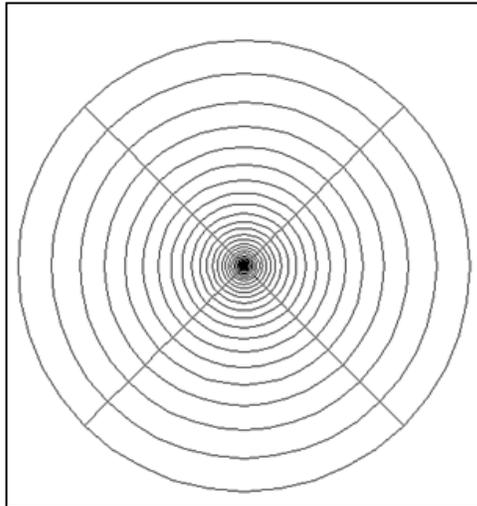


Figura 23. Geometría puntos de esquinas irregular.



La geometría radial es muy usada en los modelos de pozo, se especifican coordenadas de r (Radio), θ (Angulo), Z . (Figura 24)

Figura 24. Geometría radial.



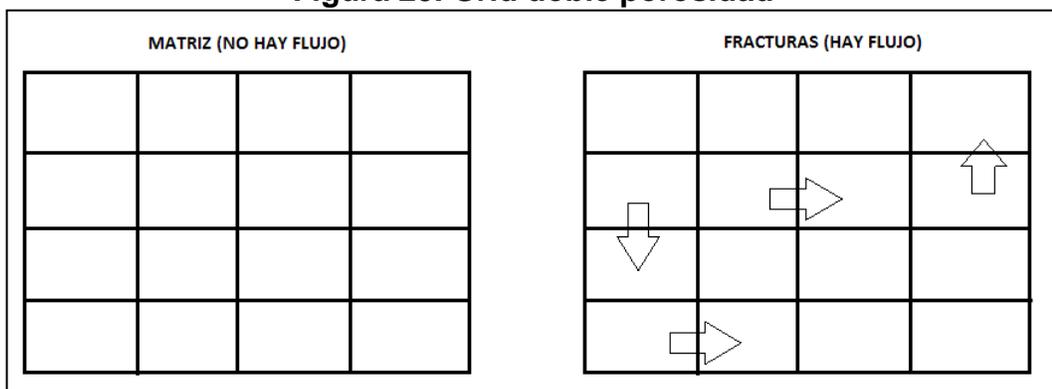
La geometría no estructurada debido a su forma irregular logra acoplarse más fácilmente a las curvaturas del sistema a representar, también es llamado malla tipo Voronoi.

3.2.5 Según el trato de fracturas y/o fallas (canales de alta transmisibilidad).

3.2.5.1 Convencionales (single porosity). Representación de las fracturas no se da o no se representan, solo a través de celdas.

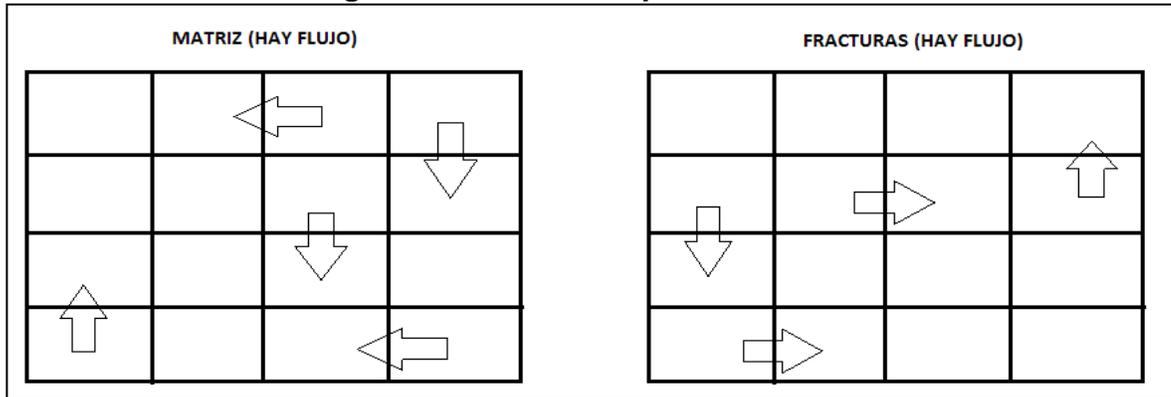
3.2.5.2 Doble porosidad. Se usa un grid para la matriz y otro para las fracturas, en donde no hay flujo en del grid de la matriz, solo hay flujo en las fracturas (Figura 25).

Figura 25. Grid doble porosidad



3.2.5.3 Doble permeabilidad. Se usa un grid para la matriz y otro para las fracturas, en donde hay flujo tanto en la matriz como en las fracturas (**3.2.5.4** Figura 26).

Figura 26. Grid doble permeabilidad.



3.2.6 Según los datos disponibles.

3.2.6.1 Convencionales. Es un modelo el cual cuenta con datos históricos de producción y presiones.

3.2.6.2 Modelos conceptuales. Estos modelos son un pre diseño de lo que puede pasar, debido a que no hay disponibles datos históricos para realizar el ajuste. Se usa como un primer análisis ya que este modelo puede representar la física del yacimiento.

3.2.6.3 Modelos mecánicos. En este tipo de modelo no tiene importancia el tamaño del yacimiento, su principal interés radica en observar la física entre pozos. Se usa para la evaluación de métodos de recobro inicialmente.

3.3 USOS DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

- Definir el plan de explotación óptimo de un yacimiento
- Calcular reservas adicionales por nuevos pozos.
- Calcular volúmenes a recuperar por cambio en las estrategias de producción (pozos verticales, pozos horizontales, fracturamiento, acidificación, cambios en el completamiento).
- Evaluación de producción secundaria y recobro mejorado (cuál es el mejor método de recobro mejorado a implementar).

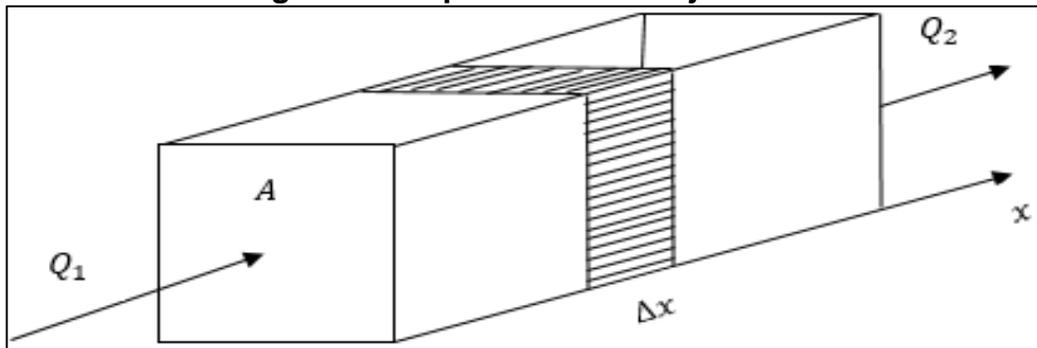
3.4 PROBLEMAS EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

- Realizar un modelo muy simplificado.
- Realizar un modelo muy complejo.
- Sobrepredicción por homogeneidad. (El modelo es muy homogéneo con respecto a la realidad).
- Mala información de entrada.
- Insuficiente información para construir el modelo o para ajustarlo.

3.5 REPRESENTACIÓN NUMÉRICA DEL FLUJO EN MEDIOS POROSOS

3.5.1 Ecuación de difusividad para flujo lineal (Figura 27).

Figura 27. Representación flujo lineal



Balance de masa para el elemento establece que

$$\begin{aligned} m_{in} - m_{out} &= \Delta m_{acum} \\ \frac{m_{in}}{t} - \frac{m_{out}}{t} &= \frac{\Delta m_{acum}}{\Delta t} \end{aligned}$$

En la Ecuación anterior se reemplaza el término $m = \rho * V$, se obtiene:

$$\frac{\rho V_{in}}{t} - \frac{\rho V_{out}}{t} = \frac{\Delta \rho V_{acum}}{\Delta t}$$

Se establece que $Q = V/t$, reemplazando en el término anterior, se obtiene:

$$\rho Q_{in} - \rho Q_{out} = \frac{\Delta \rho}{\Delta t} A \phi dx$$

$$\rho Q|_x - \rho Q|_{x+dx} = \frac{\partial \rho}{\partial t} A \phi dx$$

$$\rho Q|_x - \left(\rho Q|_x + \frac{\partial(\rho Q)}{\partial x} dx \right) = \frac{\partial \rho}{\partial t} A \phi dx$$

Ecuación 1. Ecuación de la continuidad

$$\boxed{-\frac{\partial(\rho Q)}{\partial x} = A \phi \frac{\partial \rho}{\partial t}}$$

Reemplazando la Ecuación de Darcy(1856) en la Ecuación 1, se obtiene:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\rho \left(\frac{kA}{\mu} \frac{\partial p}{\partial t} \right) \right) = A \phi \frac{\partial \rho}{\partial t}$$

$$\frac{\rho kA}{\mu} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = A \phi \frac{\partial \rho}{\partial t}$$

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\phi \mu}{k \rho} \frac{\partial \rho}{\partial t}$$

Para continuar es necesario solucionar la siguiente ecuación en los términos pertinentes:

$$C = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p}$$

$$C = -\frac{\rho}{m} \frac{\partial \left(\frac{m}{\rho} \right)}{\partial p}$$

$$C = -\frac{\rho}{m} m \left(-\frac{1}{\rho^2} \right) \frac{\partial \rho}{\partial p}$$

$$C = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}$$

$$C \rho \partial p = \partial \rho$$

$$C \rho \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial \rho}{\partial t}$$

Reemplazando el término anterior simplificado, se obtiene:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\phi \mu}{\rho k} C_p \frac{\partial p}{\partial t}$$

Ecuación 2. Ecuación de difusividad para flujo lineal

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{Q \mu C}{k} \frac{\partial p}{\partial t}$$

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = 0, \text{ Flujo estable}$$

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = Cte \text{ Flujo pseudoestable}$$

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = f(x) \text{ Flujo transiente}$$

3.5.2 Solución de la ecuación de difusividad para flujo lineal por metodo explícito.

Figura 28. Flujo lineal por metodo explícito

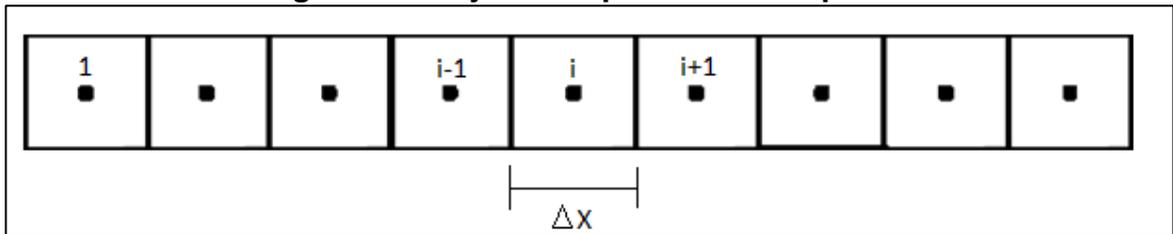
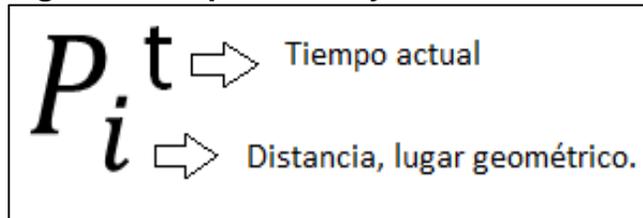


Figura 29. Super-índice y sub-índice a usar



La aproximación por series de Taylor calcula la función con incremento teniendo en cuenta derivadas.

Ecuación 3. Aproximación Series de Taylor

$$f(x + h) = f(x) + \frac{h}{1!} f'(x) + \frac{h^2}{2!} f''(x) + \frac{h^3}{3!} f'''(x) + \dots$$

Para la segunda derivada de presión de la ecuación de difusividad:

$$P(x + \Delta x, t) = P(x, t) + \frac{\Delta x}{1!} P'(x, t) + \frac{(\Delta x)^2}{2!} P''(x, t) + \frac{(\Delta x)^3}{3!} P'''(x, t) + \dots$$

$$P(x - \Delta x, t) = P(x, t) + \frac{(-\Delta x)}{1!} P'(x, t) + \frac{(-\Delta x)^2}{2!} P''(x, t) + \frac{(-\Delta x)^3}{3!} P'''(x, t) + \dots$$

Agregando las dos expresiones de arriba tenemos:

$$P''(x, t) = \frac{P(x + \Delta x, t) - 2P(x, t) + P(x - \Delta x, t)}{(\Delta x)^2} + \frac{(\Delta x)^2}{12} P''''(x, t) + \dots$$

El cual puede ser expresado como:

$$\left(\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}\right)_i^t = \frac{P_{i+1}^t - 2P_i^t + P_{i-1}^t}{(\Delta x)^2} + O(\Delta x^2)$$

$$\left(\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}\right)_i^{t+\Delta t} = \frac{P_{i+1}^{t+\Delta t} - 2P_i^{t+\Delta t} + P_{i-1}^{t+\Delta t}}{(\Delta x)^2} + O(\Delta x^2)$$

Para la primera derivada de tiempo de la ecuación de difusividad:

$$P(x, t + \Delta t) = P(x, t) + \frac{\Delta t}{1!} P'(x, t) + \frac{(\Delta t)^2}{2!} P''(x, t) + \frac{(\Delta t)^3}{3!} P'''(x, t) + \dots$$

$$P'(x, t) = \frac{P(x, t + \Delta t) - P(x, t)}{\Delta t} + \frac{(\Delta t)}{2} P''(x, t) + \dots$$

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_i^t = \frac{P_i^{t+\Delta t} - P_i^t}{\Delta t} + O(\Delta t)$$

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_i^{t+\Delta t} = \frac{P_i^{t+2\Delta t} - P_i^{t+\Delta t}}{\Delta t} + O(\Delta t)$$

Ecuación 4. Ecuación de difusividad de flujo linear en términos explícitos.

$$\boxed{\frac{P_{i+1}^t - 2P_i^t + P_{i-1}^t}{\Delta x^2} \approx \left(\frac{Q\mu C}{k}\right) \frac{P_i^{t+\Delta t} - P_i^t}{\Delta t}, \quad i = 1 \dots N}$$

Soluciones numéricas a la ecuación de difusividad para flujo linear:

Condiciones de límite de presión:

$$\begin{aligned} P(x = 0, t > 0) &= P_L & P_{i=1/2}^{t>0} &= P_L \\ P(x = L, t > 0) &= P_R & P_{N+1/2}^{t>0} &= P_R \end{aligned}$$

Para el lado izquierdo del sistema lineal:

$$\left(\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}\right)_1^t = \frac{P_2^t - 3P_1^t + 2P_L}{\frac{3}{4}(\Delta x)^2} + O(\Delta x)$$

Para el lado derecho:

$$\left(\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}\right)_N^t = \frac{2P_R - 3P_N^t + 2P_{N-1}^t}{\frac{3}{4}(\Delta x)^2} + O(\Delta x)$$

Condición de límite de flujo para un pozo al lado izquierdo del sistema:

$$Q_L = -\frac{kA}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial x}\right)_{x=0}$$

Lo que lleva a derivar la expresión:

$$\left(\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}\right)_1^t = \frac{P_2^t - P_1^t}{(\Delta x)^2} + Q_L \frac{\mu}{\Delta x A k} + O(\Delta x)$$

De igual manera para la parte derecha de la ecuación:

$$\left(\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}\right)_N^t = \frac{P_N^t - P_{N-1}^t}{(\Delta x)^2} + Q_R \frac{\mu}{\Delta x A k} + O(\Delta x)$$

Condición inicial:

$$P_1^{t=0} = P_0, i = 1, \dots, N$$

Formulación explícita (Para condición de límite de presión):

Ecuación 5. Fórmula explícita 1

$$P_1^{t+\Delta t} = P_1^t + \frac{4}{3} \left(\frac{\Delta t}{\Delta x^2} \right) \left(\frac{k}{\phi \mu c} \right) (P_2^t - 3P_1^t + 2P_L)$$

Ecuación 6. Fórmula explícita 2

$$P_i^{t+\Delta t} = P_i^t + \left(\frac{\Delta t}{\Delta x^2} \right) \left(\frac{k}{\phi \mu c} \right) (P_{i+1}^t - 2P_i^t + P_{i-1}^t), \quad i = 2, \dots, N - 1$$

Ecuación 7. Fórmula explícita 3

$$P_N^{t+\Delta t} = P_N^t + \frac{4}{3} \left(\frac{\Delta t}{\Delta x^2} \right) \left(\frac{k}{\phi \mu c} \right) (2P_N^t - 3P_N^t + 2P_{N-1})$$

Para que la ecuación explícita sea estable, debe cumplir un criterio de estabilidad, el cual está dado por la ecuación 8 donde el Δt está condicionado por la parte derecha de la desigualdad.

Ecuación 8. Criterio de estabilidad Fórmula explícita.

$$\Delta t \leq \frac{1}{2} \left(\frac{\phi \mu c}{k} \right) \Delta x^2$$

Formulación implícita (Para condición de límite de presión):

Ecuación 9. Fórmula implícita 1

$$\frac{P_2^{t+\Delta t} - 3P_1^{t+\Delta t} + 2P_L}{\frac{3}{4} \Delta x^2} = \left(\frac{\phi \mu c}{k} \right) \frac{P_i^{t+\Delta t} - P_i^t}{\Delta t}, \quad (i = 1)$$

Ecuación 10. Fórmula implícita 2

$$\frac{P_{i+1}^{t+\Delta t} - 2P_i^{t+\Delta t} + P_{i-1}^{t+\Delta t}}{\Delta x^2} = \left(\frac{\phi \mu c}{k} \right) \frac{P_i^{t+\Delta t} - P_i^t}{\Delta t}, \quad (i = 2, \dots, N - 1)$$

Ecuación 11. Fórmula implícita 3

$$\frac{2P_R^{t+\Delta t} - 3P_N^{t+\Delta t} + P_{N-1}^{t+\Delta t}}{\frac{3}{4}\Delta x^2} = \left(\frac{\phi\mu c}{k}\right) \frac{P_i^{t+\Delta t} - P_i^t}{\Delta t}, \quad (i = N)$$

La formulación implícita siempre es estable, se cumple que:

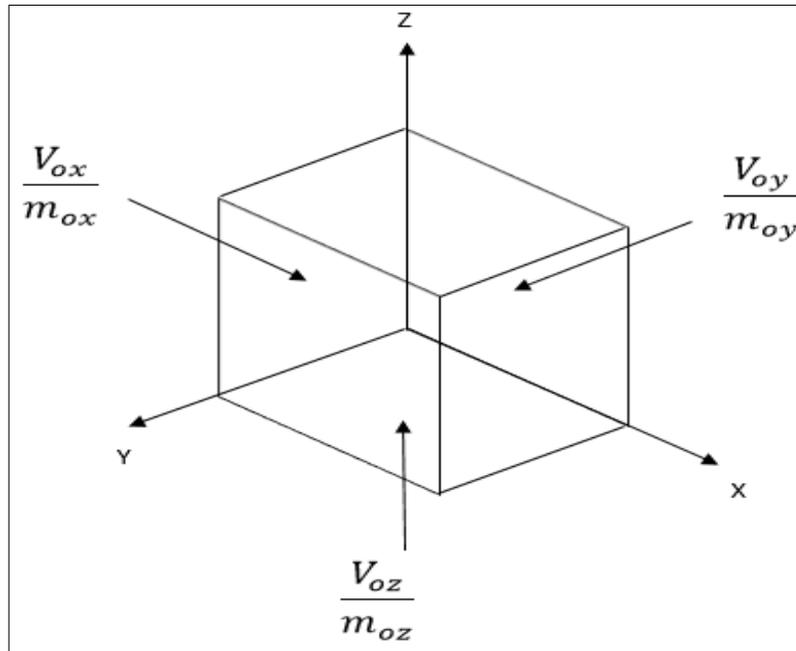
$$\Delta t \leq \infty$$

3.5.3 Ecuación de difusividad en tres dimensiones. Para desarrollar la ecuación de difusividad es necesario tener en cuenta las siguientes premisas al inicio:

- Sistema ortogonal cartesiano 3D
- Tres fases móviles presentes (gas, petróleo, agua)
- Modelo de fluido tipo black oil
- Reservorio homogéneo y anisotrópico ($\phi = \text{cte}$, $k_x \neq k_y \neq k_z \neq 0$)
- Proceso isotérmico ($T = \text{cte}$)
- Reservorio a condiciones de presión y temperatura
- Yacimiento sin buzamiento ($\alpha = 0$)
- Cuerpo rígido ($\Delta_x \neq f(t)$, $\Delta_y \neq f(t)$, $\Delta_z \neq f(t)$)
- Propiedades petrofísicas estáticas constantes en el tiempo
- Flujo ascendente

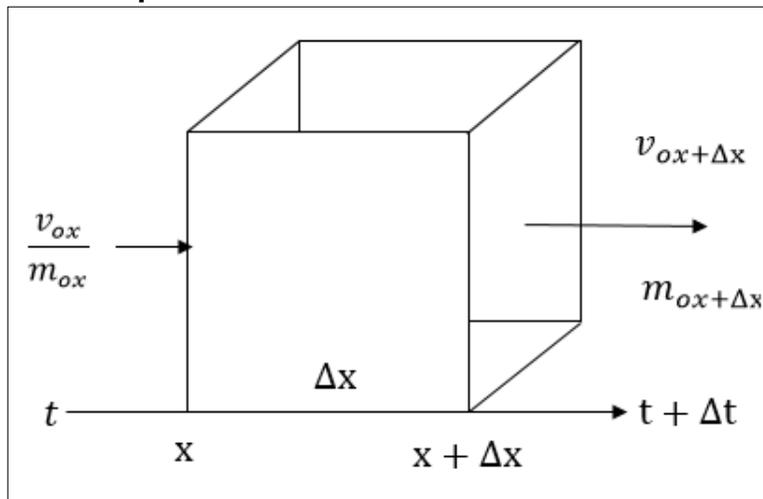
Demostración de la ecuación de difusividad

Figura 30. Representación flujo en tres dimensiones (3D)



Descomposición vectorial del balance de materia en dirección X:

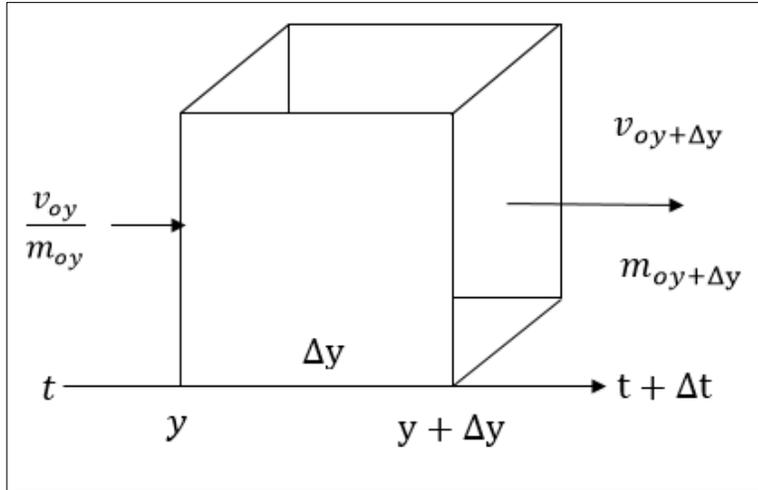
Figura 31. Descomposición vectorial balance de materia en dirección X



El balance de materia establece que: $m_{ox@t} - m_{ox+\Delta x@t+\Delta t}$

Descomposición vectorial del balance de materia en dirección Y:

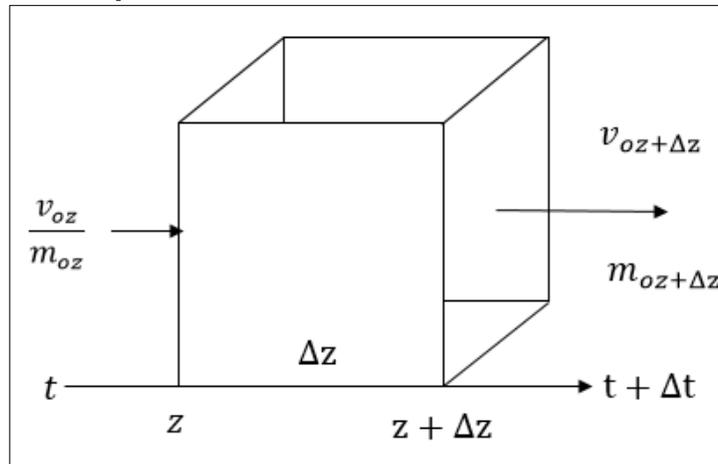
Figura 32. Descomposición vectorial balance de materia en dirección Y



El balance de materia establece que $m_{oy@t} - m_{oy+\Delta y@t+\Delta t}$

Descomposición vectorial del balance de materia en dirección Z:

Figura 33. Descomposición vectorial balance de materia en dirección Z



El balance de materia establece que $m_{oz@t} - m_{oz+\Delta z@t+\Delta t}$

Sumando los componentes vectoriales del balance de materia se tiene:

$$(m_{ox@t} - m_{ox+\Delta x@t+\Delta t}) + (m_{oy@t} - m_{oy+\Delta y@t+\Delta t}) + (m_{oz@t} - m_{oz+\Delta z@t+\Delta t}) = (\Delta m_{oex@\Delta t} + \Delta m_{oey@\Delta t} + \Delta m_{oetz@\Delta t})$$

Dónde: $\Delta m_{oe@\Delta t} \vec{x} + \Delta m_{oe@\Delta t} \vec{y} + \Delta m_{oe@\Delta t} \vec{z} = \Delta m_{oe@\Delta t}$

Por tanto:

Ecuación 12. Balance de materiales con los componentes vectoriales

$$(m_{ox@t} - m_{ox+\Delta x@t+\Delta t}) + (m_{oy@t} - m_{oy+\Delta y@t+\Delta t}) + (m_{oz@t} - m_{oz+\Delta z@t+\Delta t}) = \Delta m_{oe@\Delta t}$$

Sacando factor común (-1) en los dos términos de la Ecuación 12, se tiene que:

$$-(m_{ox+\Delta x@t+\Delta t} - m_{ox@t}) - (m_{oy+\Delta y@t+\Delta t} - m_{oy@t}) - (m_{oz+\Delta z@t+\Delta t} - m_{oz@t}) = -(\Delta m_{oe@t+\Delta t} - \Delta m_{oe@t})$$

Ecuación 13. Factor común balance de materiales con los componentes vectoriales

$$(m_{ox+\Delta x@t+\Delta t} - m_{ox@t}) + (m_{oy+\Delta y@t+\Delta t} - m_{oy@t}) + (m_{oz+\Delta z@t+\Delta t} - m_{oz@t}) = (\Delta m_{oe@t+\Delta t} - \Delta m_{oe@t})$$

Es necesario realizar los cálculos volumétricos básicos en el elemento diferencia como se muestran a continuación:

Volumen de roca del elemento. $V = \Delta x. \Delta y. \Delta z$

Volumen poroso del elemento. $V_p = \phi V_r = \phi. \Delta x. \Delta y. \Delta z$

Volumen de petróleo almacenado en el elemento en el instante de tiempo t.

$$V_{pe} = S_o \cdot V_p = S_o \cdot \phi \cdot \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z$$

Masa de petróleo almacenado en el momento en el instante de tiempo t.

Ecuación 14. Masa de petróleo en el elemento

$$M_{ot} = \rho_o \cdot V_{pt} = \rho_o \cdot S_o \cdot \phi \cdot \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z$$

Dividiendo los dos términos de la Ecuación 13 en $\Delta x. \Delta y. \Delta z. \Delta t$ se tiene:

$$\frac{1}{\Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z \cdot \Delta t} [(m_{ox+\Delta x@t+\Delta t} - m_{ox@t}) + (m_{oy+\Delta y@t+\Delta t} - m_{oy@t})]$$

$$+ (m_{oz+\Delta z@t+\Delta t} m_{oz@t})] = \frac{1}{\Delta x. \Delta y. \Delta z. \Delta t} (m_{oe@t+\Delta t} - m_{oe@t})$$

Ecuación 15. División del Balance de materiales con los componentes vectoriales

$$\frac{(m_{ox+\Delta x@t+\Delta t} - m_{ox@t})}{\Delta x \Delta y \Delta z. \Delta t} + \frac{(m_{oy+\Delta y@t+\Delta t} - m_{oy@t})}{\Delta x. \Delta y. \Delta z. \Delta t} + \frac{(m_{oz+\Delta z@t+\Delta t} m_{oz@t})}{\Delta x. \Delta y. \Delta z. \Delta t} = \frac{(m_{oe@t+\Delta t} - m_{oe@t})}{\Delta x. \Delta y. \Delta z. \Delta t}$$

Aplicando límites a $\Delta x. \Delta y. \Delta z. \Delta t$ a los dos términos de la Ecuación 15. Se obtiene.

$$\lim_{\substack{\Delta x \rightarrow 0 \\ \Delta y \rightarrow 0 \\ \Delta z \rightarrow 0 \\ \Delta t \rightarrow 0}} \frac{(m_{ox+\Delta x@t+\Delta t} - m_{ox@t})}{\Delta x. \Delta y. \Delta z. \Delta t} + \lim_{\substack{\Delta x \rightarrow 0 \\ \Delta y \rightarrow 0 \\ \Delta z \rightarrow 0 \\ \Delta t \rightarrow 0}} \frac{(m_{oy+\Delta y@t+\Delta t} - m_{oy@t})}{\Delta x. \Delta y. \Delta z. \Delta t} + \lim_{\substack{\Delta x \rightarrow 0 \\ \Delta y \rightarrow 0 \\ \Delta z \rightarrow 0 \\ \Delta t \rightarrow 0}} \frac{(m_{oz+\Delta z@t+\Delta t} m_{oz@t})}{\Delta x. \Delta y. \Delta z. \Delta t} = \lim_{\substack{\Delta x \rightarrow 0 \\ \Delta y \rightarrow 0 \\ \Delta z \rightarrow 0 \\ \Delta t \rightarrow 0}} \frac{(m_{oe@t+\Delta t} - m_{oe@t})}{\Delta x. \Delta y. \Delta z. \Delta t}$$

Aplicando la definición de momentum de masa como límite se obtiene.

$$\lim_{\substack{\Delta x \rightarrow 0 \\ \Delta y \rightarrow 0 \\ \Delta z \rightarrow 0}} \frac{(m_{ox+\Delta x} - m_{ox})}{\Delta x. \Delta y. \Delta z} + \lim_{\substack{\Delta x \rightarrow 0 \\ \Delta y \rightarrow 0 \\ \Delta z \rightarrow 0}} \frac{(m_{oy+\Delta y} - m_{oy})}{\Delta x. \Delta y. \Delta z} + \lim_{\substack{\Delta x \rightarrow 0 \\ \Delta y \rightarrow 0 \\ \Delta z \rightarrow 0}} \frac{(m_{oz+\Delta z} - m_{oz})}{\Delta x. \Delta y. \Delta z} = \lim_{\substack{\Delta x \rightarrow 0 \\ \Delta y \rightarrow 0 \\ \Delta z \rightarrow 0}} \left[\lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{(m_{ot+\Delta t} - m_{ot})}{\Delta t} \right] \frac{1}{\Delta x. \Delta y. \Delta z}$$

Aplicando las propiedades de los límites se obtiene.

$$\left[\lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{(m_{ox+\Delta x} - m_{ox})}{\Delta x} \right] \frac{1}{\Delta y. \Delta z} + \left[\lim_{\Delta y \rightarrow 0} \frac{(m_{oy+\Delta y} - m_{oy})}{\Delta y} \right] \frac{1}{\Delta x. \Delta z} + \left[\lim_{\Delta z \rightarrow 0} \frac{(m_{oz+\Delta z} - m_{oz})}{\Delta z} \right] \frac{1}{\Delta x. \Delta y} = \left[\lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{(m_{ot+\Delta t} - m_{ot})}{\Delta t} \right] \frac{1}{\Delta x. \Delta y. \Delta z}$$

Aplicando el concepto de derivada parcial como límite para x,y,z,t se obtiene.

Ecuación 16. Derivada parcial de balance de materiales con los componentes vectoriales

$$\frac{\partial}{\partial x}(m_{ox}) + \frac{\partial}{\partial y}(m_{oy}) + \frac{\partial}{\partial z}(m_{oz}) = \frac{1}{\Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z} \frac{\partial}{\partial t}(m_{ot})$$

Sustituyendo la Ecuación 14 en la Ecuación 16 se obtiene.

Ecuación 17. Derivada parcial de balance de materiales como límite

$$\frac{\partial}{\partial x}(m_{ox}) + \frac{\partial}{\partial y}(m_{oy}) + \frac{\partial}{\partial z}(m_{oz}) = \frac{1}{\Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z} \frac{\partial}{\partial t}(\rho_o \cdot S_o \cdot \Phi \cdot \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z)$$

Aplicando el concepto de la ley de Darcy (1856) en forma vectorial generalizada.

$$\vec{V}_{fl} = \frac{-k_{fl}}{\mu_l} \frac{\partial}{\partial L} (\Phi_f) \text{ donde } \Phi_f = P_f \pm \rho_f \cdot g \cdot h$$

Aplicación de la ley generalizada de Darcy (1856) para las direcciones x,y,z.

$$\text{Dirección X. } \vec{V}_{ox} = \frac{-k_{ox}}{\mu_o} \frac{\partial \Phi_o}{\partial x} \text{ donde } \Phi_o = P_o \pm \rho_o \cdot g \cdot h$$

Debido a que $\alpha = 0$; $h_x = 0$; $\Phi_o = P_o$

Ecuación 18. Ley de Darcy en dirección X

$$V_{ox} = \frac{-k_{ox}}{\mu_o} \frac{\partial P_o}{\partial x}$$

$$\text{Dirección Y. } \vec{V}_{oy} = \frac{-k_{oy}}{\mu_o} \frac{\partial \Phi_o}{\partial y} \text{ donde } \Phi_o = P_o \pm \rho_o \cdot g \cdot h$$

Debido a que $\alpha = 0$; $h_y = 0$; $\Phi_o = P_o$

Ecuación 19. Ley de Darcy en dirección Y

$$V_{oy} = \frac{-k_{oy}}{\mu_o} \frac{\partial P_o}{\partial y}$$

$$\text{Dirección Z. } \vec{V}_{oz} = \frac{-k_{oz}}{\mu_o} \frac{\partial \Phi_o}{\partial z} \text{ donde } \Phi_o = P_o \pm \rho_o \cdot g \cdot h$$

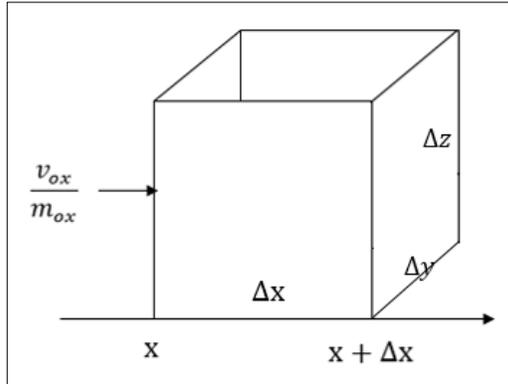
Por tanto como el flujo va en sentido opuesto a la gravedad el signo \pm sería = - , es decir: flujo ascendente = - , flujo descendente = +.

Ecuación 20. Ley de Darcy en dirección Z

$$\Phi_o = P_o - \rho_o \cdot \Delta z \cdot g \rightarrow \vec{V}_{oz} = \frac{-k_{oz}}{\mu_o} \frac{\partial (P_o - \rho_o \cdot \Delta z \cdot g)}{\partial z}$$

Descomposición vectorial de las direcciones de flujo, dirección X.

Figura 34. Descomposición vectorial direcciones de flujo, dirección X



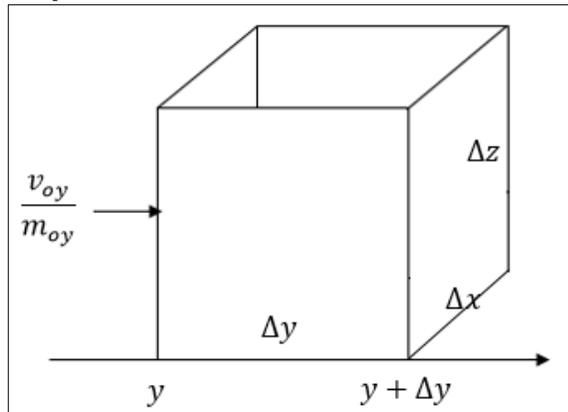
Ecuación 21. Flujo másico dirección X

$$A_{\perp x} = A_{yz} = \Delta y \cdot \Delta z$$

$$m_{ox} = \rho_o \cdot V_{ox} \cdot A_{\perp x} = \rho_o \cdot V_{ox} \cdot \Delta y \cdot \Delta z$$

Descomposición vectorial de las direcciones de flujo, dirección Y.

Figura 35. Descomposición vectorial direcciones de flujo, dirección Y



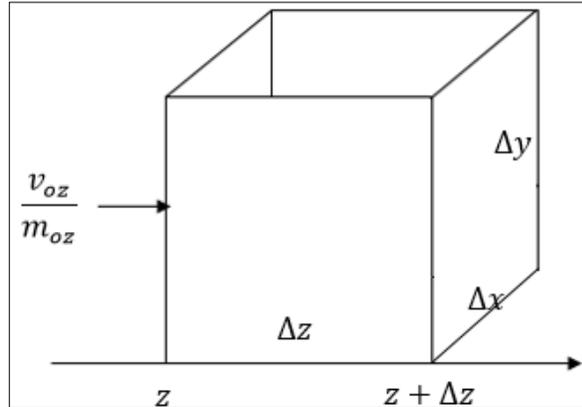
Ecuación 22. Flujo másico dirección Y

$$A_{\perp y} = A_{xz} = \Delta x \cdot \Delta z$$

$$m_{oy} = \rho_o \cdot V_{oy} \cdot A_{\perp y} = \rho_o \cdot V_{oy} \cdot \Delta x \cdot \Delta z$$

Descomposición vectorial de las direcciones de flujo, dirección Z.

Figura 36. Descomposición vectorial direcciones de flujo, dirección Z



Ecuación 23. Flujo másico dirección Z

$$A_{\perp z} = A_{xy} = \Delta x \cdot \Delta y$$

$$m_{oz} = \rho_o \cdot V_{oz} \cdot A_{\perp z} = \rho_o \cdot V_{oz} \cdot \Delta x \cdot \Delta y$$

Sustituyendo la Ecuación 21 , Ecuación 22 y la Ecuación 23 en la Ecuación 17 se obtiene:

$$\frac{\frac{\partial}{\partial x} (\rho_o \cdot V_{ox} \cdot \Delta y \cdot \Delta z)}{\Delta y \cdot \Delta z} + \frac{\frac{\partial}{\partial y} (\rho_o \cdot V_{oy} \cdot \Delta x \cdot \Delta z)}{\Delta x \cdot \Delta z} + \frac{\frac{\partial}{\partial z} (\rho_o \cdot V_{oz} \cdot \Delta x \cdot \Delta y)}{\Delta x \cdot \Delta y}$$

$$= \frac{1}{\Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z} \frac{\partial}{\partial t} (\rho_o \cdot S_o \cdot \phi \cdot \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z)$$

Aplicando propiedades de la derivada y considerando cuerpo rigido y propiedades petrofísicas estáticas, se obtiene:

$$\frac{\partial}{\partial x} (\rho_o \cdot V_{ox}) + \frac{\partial}{\partial y} (\rho_o \cdot V_{oy}) + \frac{\partial}{\partial z} (\rho_o \cdot V_{oz}) = \frac{\partial}{\partial t} (\rho_o \cdot S_o \cdot \phi)$$

Sustituyendo la Ecuación 18, Ecuación 19 y Ecuación 20 para implementar la Ecuación generalizada de Darcy (1856) a la Ecuación de balance de materiales, se obtiene:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\rho_o \cdot \frac{-k_{ox}}{\mu_o} \frac{\partial P_o}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\rho_o \cdot \frac{-k_{oy}}{\mu_o} \frac{\partial P_o}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\rho_o \cdot \frac{-k_{oz}}{\mu_o} \frac{\partial (P_o - \rho_o \cdot \Delta z \cdot g)}{\partial z} \right)$$

$$= \phi \frac{\partial}{\partial t} (\rho_o \cdot S_o)$$

Considerando las propiedades del fluido como isotrópicas y reagrupando términos, se obtiene:

Ecuación 24. Ecuación de difusividad para la fase petróleo en 3D

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(k_{ox} \frac{\partial P_o}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(k_{oy} \frac{\partial P_o}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(k_{oz} \frac{\partial (P_o - \rho_o \cdot \Delta z \cdot g)}{\partial z} \right) = \frac{-\phi \mu_o}{\rho_o} \frac{\partial}{\partial t} (\rho_o \cdot S_o)$$

Demostración de la Ecuación de difusividad en 3D para la fase agua, considerando que los fluidos son incompresible, la demostración es de forma analoga a la fase petróleo, por lo tanto se obtiene:

Ecuación 25. Ecuación de difusividad para la fase agua en 3D

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(k_{wx} \frac{\partial P_w}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(k_{wy} \frac{\partial P_w}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(k_{wz} \frac{\partial (P_w - \rho_w \cdot \Delta z \cdot g)}{\partial z} \right) = \frac{-\phi \mu_w}{\rho_w} \frac{\partial}{\partial t} (\rho_w \cdot S_w)$$

Demostración de la Ecuación de difusividad en 3D para la fase gas libre, considerando un fluido incompresible, la demostración se obtendrá por analogía a las fases agua y petróleo, por lo tanto se obtiene:

Ecuación 26. Ecuación de difusividad para la fase gas libre en 3D

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(k_{gx} \frac{\partial P_g}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(k_{gy} \frac{\partial P_g}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(k_{gz} \frac{\partial (P_g - \rho_g \cdot \Delta z \cdot g)}{\partial z} \right) = \frac{-\phi \mu_g}{\rho_g} \frac{\partial}{\partial t} (\rho_g \cdot S_g)$$

Para la demostración de la Ecuación de difusividad 3D para la fase gas en solución es necesario definir que:

$$R_s = \frac{V_{gs}(P,T)}{V_{os}(P,T)} \quad \beta_{gs} = \frac{V_{gs}(P,T)}{V_{gs}(sc)} \quad \rho = \frac{m}{V} \quad \beta_o = \frac{V_o(P,T)}{V_o(sc)}$$

Debido a que el gas en solución se encuentra dividido en el crudo, el fenómeno de transporte del crudo controla el fenómeno de transporte del gas en solución, por tanto existe una constante de correlación entre ellos que se muestra a continuación:

$$m_{gs} = \left(\frac{m_{gs}}{m_o} \right) \cdot m_o$$

Por tanto, considerando los conceptos previos, se obtiene:

$$\frac{m_{gs}}{m_o} = \frac{\rho_{gs} V_{gs}(P, T)}{\rho_o V_o(P, T)} = \frac{\rho_{gs} (\beta_{gs} V_{gs}(sc))}{\rho_o (\beta_o V_o(sc))}$$

Ecuación 27. Principios basicos para gas en solucion

$$\frac{m_{gs}}{m_o} = \frac{\rho_{gs}\beta_{gs}}{\rho_o\beta_o} R_s$$

Multiplicando la Ecuación 24 en los dos términos de la Ecuación 16 y aplicando la propiedad distributiva, se obtiene:

Ecuación 28. Ecuación de difusividad para la fase gas en solución en 3D

$$\frac{\rho_{gs}\beta_{gs}}{\rho_o\beta_o} R_s \frac{\partial}{\partial x} \left(k_{ox} \frac{\partial P_o}{\partial x} \right) + \frac{\rho_{gs}\beta_{gs}}{\rho_o\beta_o} R_s \frac{\partial}{\partial y} \left(k_{oy} \frac{\partial P_o}{\partial y} \right) + \frac{\rho_{gs}\beta_{gs}}{\rho_o\beta_o} R_s \frac{\partial}{\partial z} \left(k_{oz} \frac{\partial (P_o - \rho_o \cdot \Delta z \cdot g)}{\partial z} \right) = \frac{\rho_{gs}\beta_{gs}}{\rho_o\beta_o} R_s \frac{-\phi \mu_o}{\rho_o} \frac{\partial}{\partial t} (\rho_o \cdot S_o)$$

Demostración de la ecuación de difusividad en 3D para el gas total, se suman los términos semejantes en de la Ecuación 28 y la Ecuación 26, se obtiene:

Ecuación 29. Ecuación de difusividad para gas total en 3D

$$\begin{aligned} & \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(k_{gx} \frac{\partial P_g}{\partial x} \right) + \frac{\rho_{gs}\beta_{gs}}{\rho_o\beta_o} R_s \frac{\partial}{\partial x} \left(k_{ox} \frac{\partial P_o}{\partial x} \right) \right] \\ & + \left[\frac{\partial}{\partial y} \left(k_{gy} \frac{\partial P_g}{\partial y} \right) + \frac{\rho_{gs}\beta_{gs}}{\rho_o\beta_o} R_s \frac{\partial}{\partial y} \left(k_{oy} \frac{\partial P_o}{\partial y} \right) \right] \\ & + \left[\frac{\partial}{\partial z} \left(k_{gz} \frac{\partial (P_g - \rho_g \cdot \Delta z \cdot g)}{\partial z} \right) + \frac{\rho_{gs}\beta_{gs}}{\rho_o\beta_o} R_s \frac{\partial}{\partial z} \left(k_{oz} \frac{\partial (P_o - \rho_o \cdot \Delta z \cdot g)}{\partial z} \right) \right] \\ & = -\phi \left[\frac{\mu_g}{\rho_g} \frac{\partial}{\partial t} (\rho_g \cdot S_g) + \frac{\rho_{gs}\beta_{gs}}{\rho_o\beta_o} R_s \frac{\mu_o}{\rho_o} \frac{\partial}{\partial t} (\rho_o \cdot S_o) \right] \end{aligned}$$

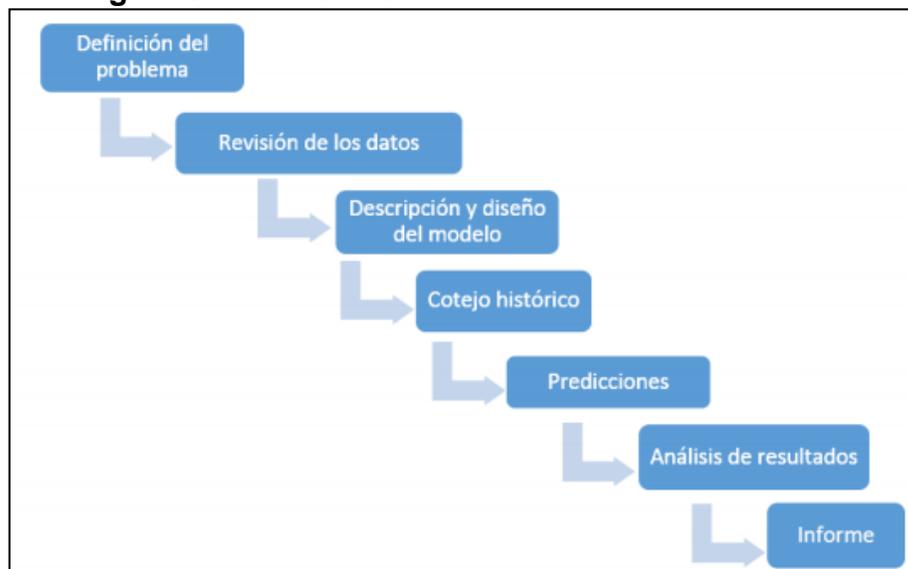
3.6 MODELOS DE SIMULACIÓN

Un modelo de simulación aplicado a la Ingeniería de Petróleos es la representación física de un yacimiento de hidrocarburos mediante una

simplificación de los datos de yacimiento disponibles. En este capítulo se explican las generalidades de la simulación numérica y del simulador usado en este proyecto, continuando con la descripción del modelo estático y diseño del modelo dinámico del área piloto seleccionada del Campo Chichimene. El modelo estático incluye: tipo y dimensiones de la malla, tipo de roca, porosidad, permeabilidad, espesor de capa, fuente de energía externa e inicialización del modelo. El modelo dinámico está compuesto por interacción roca-fluido, variación de componentes del fluido en el yacimiento con respecto a la profundidad (mediante datos de pruebas PVT), descripción de los pozos (ubicación y cañoneos), histórico de presión, histórico de producción y mecanismo de producción.

En la Figura 37 se observa en un diagrama de flujo, los pasos que se tuvieron en cuenta para el desarrollo del modelo de simulación del área piloto.

Figura 37. Pasos desarrollo modelo de simulación.



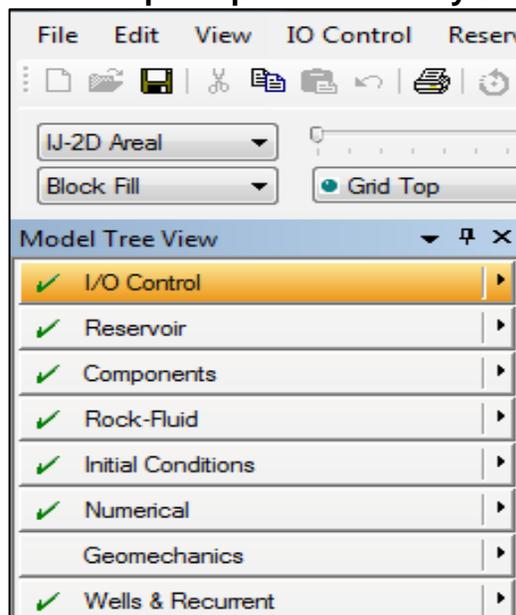
Fuente: Computer Modelling Group.

3.6.1 Generalidades del Simulador CMG. Mediante el uso del simulador Computer Modelling Group (CMG) se puede diseñar un modelo de yacimiento de forma eficiente, utilizando información geológica del yacimiento, propiedades petrofísicas, ubicación, trayectorias de perforación de los pozos y otros datos requeridos, la simulación numérica es una herramienta que permite predecir el comportamiento real de un yacimiento a partir de un modelo matemático que lo representa.

La simulación numérica del área piloto seleccionada del Campo Chichimene se llevará a cabo mediante el software GEM de Computer Modelling Group (CMG), este simulador es usado en yacimientos de gas condensado, petróleo volátil y en procesos de recuperación mejorada con fluidos miscibles. Es un simulador composicional donde las fases de hidrocarburos están representadas por N componentes sean individuales o pseudocomponentes mostrando su fracción molar y cuya interacción es descrita por una ecuación de estado.

3.6.1.1 Builder. Es una herramienta que se usa para crear o importar modelos de yacimientos, que posteriormente son validados por los simuladores IMEX, GEM y STARS, dentro de esta herramienta se cuenta con diferentes módulos (Figura 38) en los cuales es suministrada la información para completar el modelo a simular, donde también se verifica la veracidad de los datos para que se pueda realizar una corrida eficaz. A continuación se presentan los módulos que conforman la herramienta Builder del simulador CMG.

Figura 38. Ventana principal de Builder y sus módulos.



Fuente: Computer Modelling Group.

- **I/O Control (Control Entrada/Salida).** En esta sección se puede definir los parámetros de entrada y salida del simulador, posee diferentes secciones en las cuales se puede agregar o modificar títulos de los casos estudiados, el dimensionamiento del tiempo de corrida, archivos Restart, resultados de la corrida y texto de la corrida⁵⁰.
- **Reservoir (Yacimiento).** En esta sección se crea la malla o se puede importar una ya existente, adicional a esto se definen las propiedades petrofísicas del yacimiento (porosidad, permeabilidad, presiones, entre otras) las cuales algunas son opcionales y otras necesarias para crear el modelo.
- **Components (Componentes).** En esta sección se definen los componentes o fases (agua, gas, petróleo) presentes en el modelo de simulación.
- **Rock-Fluid (Roca-Fluido).** En esta sección se especifican principalmente las curvas de permeabilidad relativa para cada tipo de roca presente, las cuales están en función de la saturación del líquido definido en el tipo de fluido.
- **Initial Conditions (Inicialización).** En esta sección se introduce la información del yacimiento en condiciones iniciales como presión, profundidad de referencia y la profundidad de los contactos entre las fases presentes en el yacimiento (agua-petróleo, gas-petróleo).
- **Numerical (Control Numérico).** En esta sección se definen parámetros numéricos del simulador tales como los intervalos de tiempo, la solución de Ecuaciones lineales y no lineales.
- **Wells & Recurrents (Pozos y eventos).** En esta sección se especifican las características de los pozos, trayectoria, completamiento, historia de producción, parámetros de los fluidos inyectados y los diferentes eventos en los pozos.

3.6.2 Descripción del modelo estático. Este modelo es importante para una simulación ya que es una herramienta donde se caracterizan las propiedades petrofísicas del yacimiento. En este trabajo se ha utilizado un modelo sectorial para el Campo Chichimene en la Figura 39 se observa la vista de planta de este. A continuación se explican los componentes del modelo estático.

⁵⁰ CMG.

3.6.2.1 Malla del modelo. El tipo de malla usado en este proyecto es cartesiano de bloque centrado, el cual es obtenido mediante la alineación de la malla de bloques a lo largo de las coordenadas cartesianas en las tres dimensiones del espacio (x,y,z), dando así una red conjuntamente ortogonal. La Malla cartesiana de bloque centrado es la más usada debido a su facilidad de uso y simplicidad de construcción⁵¹. Para la construcción de la malla del área piloto del Campo Chichimene se utilizaron las siguientes características (Ver Tabla 1).

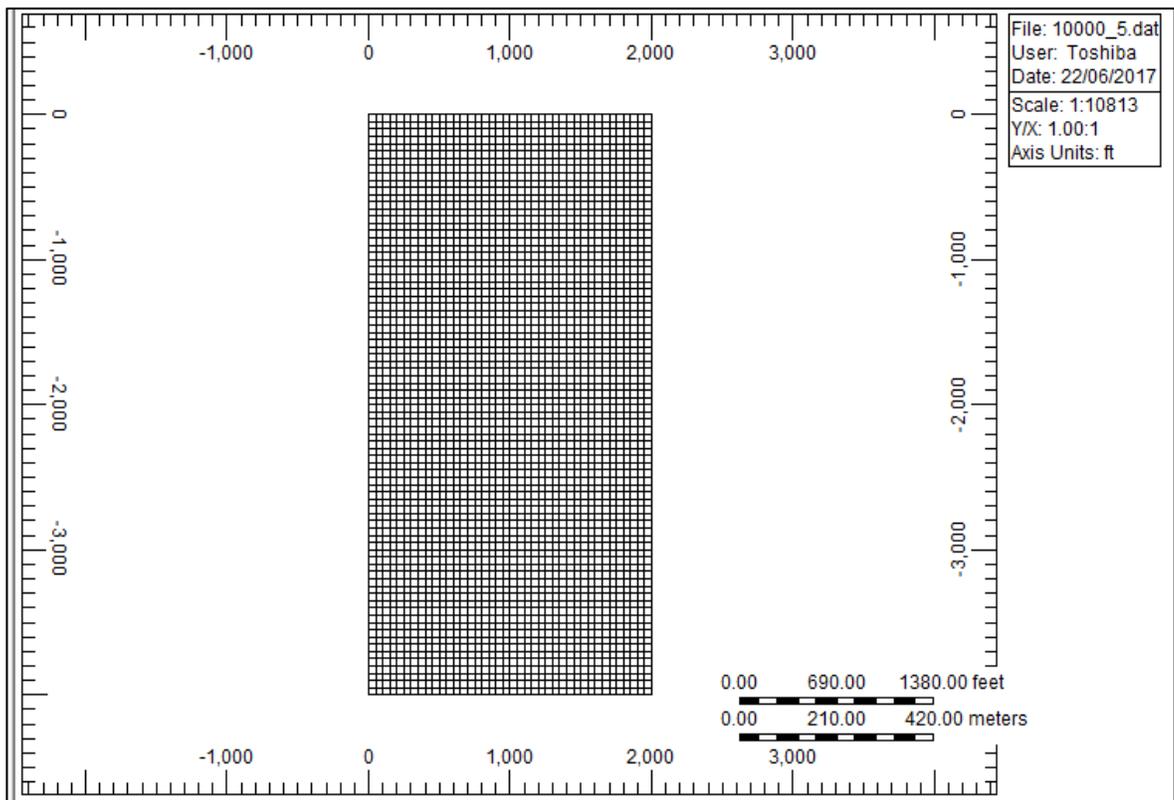
Tabla 1. Detalles de la malla de simulación del área piloto del Campo Chichimene.

Parámetros	Valores	Unidades
Numero de celdas en X*Y*Z.	40*80*32	Celdas.
Dimensiones X * Y	50 * 50	Pies.
Área de la malla	183,654	Acres.
Contacto agua-petróleo original.	7150	Pies bajo el nivel del mar.
Control para el ajuste histórico.	Aceite	N/A.
Profundidad de referencia.	6616	Pies bajo el nivel del mar.

Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por los Autores.

Figura 39. Vista de planta del Sector Model.

⁵¹ Consentino Luca, (2001). Integrated reservoir studies. Institut Francais Du Pétrole Oublications, Editions TECHNIP

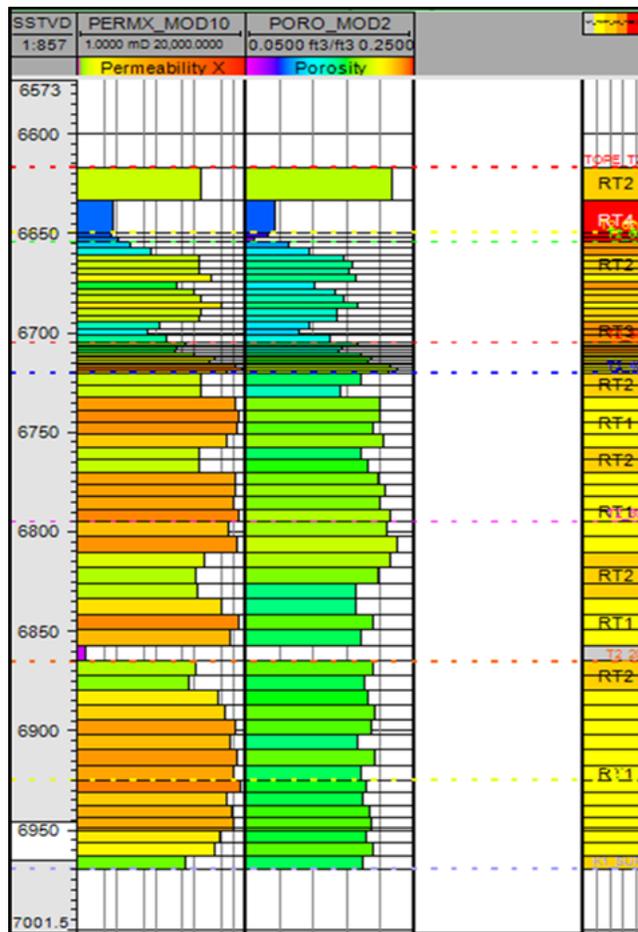


3.6.2.2 Poblamiento de la malla. Para poblar la malla, se decidió realizar un modelo en el cual las propiedades varían con respecto a la profundidad capa por capa siendo homogéneo horizontalmente. Se tomó de esta manera teniendo en cuenta el poco tectonismo o afectación estructural de las capas y se puede aplicar el principio de horizontalidad, el cual dice que los estratos al momento de depositarse son horizontales y paralelos. Por otra parte, permite que el fluido inyectado se desplace de manera adecuada.

La malla cuenta con 32 capas, cada una con valores de espesor diferentes, y se determinó según las características petrofísicas de la roca presente (porosidad, permeabilidad).

En la Figura 40 se muestra el registro del cual se tomaron los datos de permeabilidad en X, porosidad, tipo de roca, espesor y profundidad del área de interés.

Figura 40. Registro eléctrico del área de interés.



Fuente: Ecopetrol S.A.

3.6.2.3 Tipo de Roca. El modelo consta de tres tipos de acuerdo a la calidad de roca, siendo la roca tipo uno la de menor calidad, la cual presenta una mayor restricción al flujo y la roca tipo tres la de mejor calidad, la cual cuenta con valores altos de permeabilidad y porosidad. En la

3.6.2.4 Tabla 2 y en la

3.6.2.5

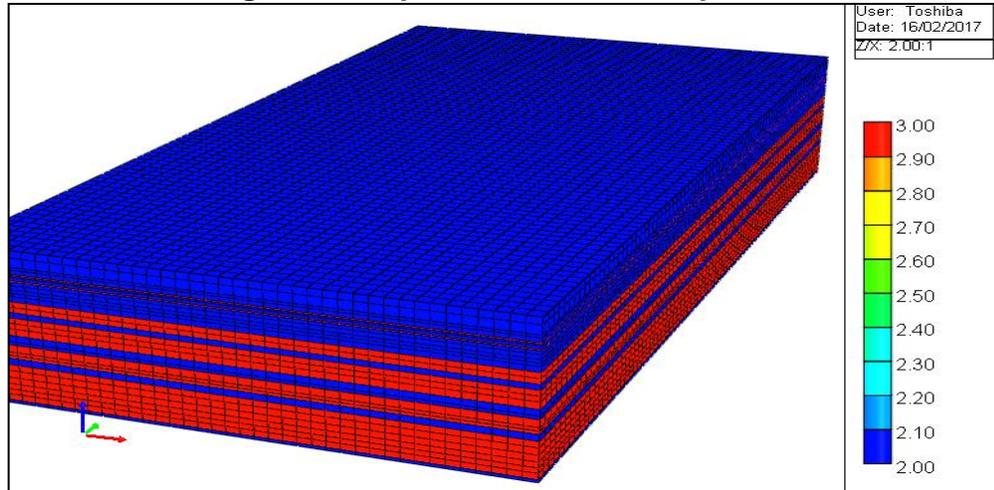
3.6.2.6

3.6.2.7 Figura 41 se muestran los diferentes tipos de roca presentes en la malla.

Tabla 2. Tipos de roca con sus valores máximos y mínimos

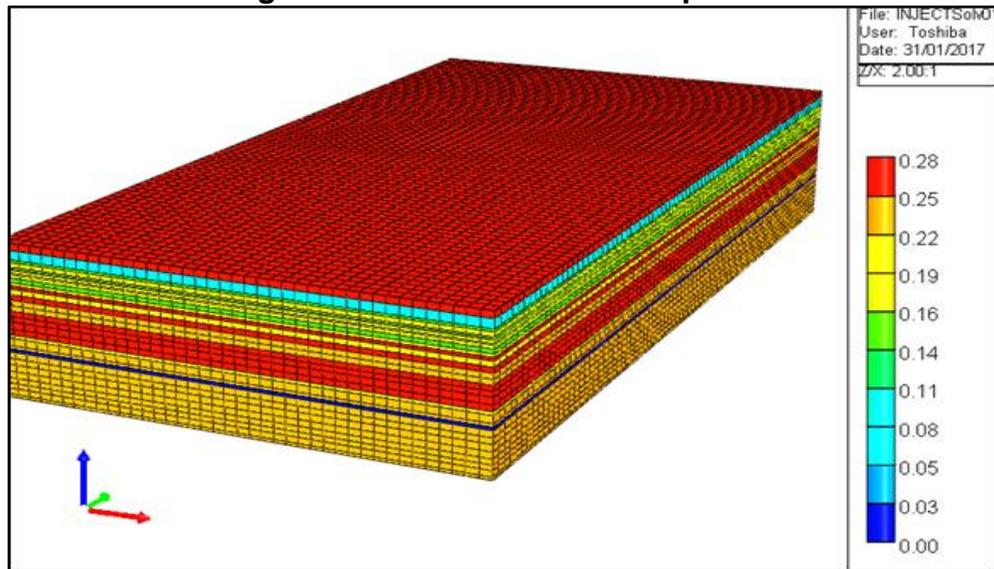
Tipo de Roca	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)	Swirr (%)
1	$K < 98$	$PHI < 14$	37
2	$98 < K < 7000$	$14 < PHI < 22$	22
3	$K > 7000$	$PHI > 22$	18

Figura 41. Tipo de roca del área piloto.



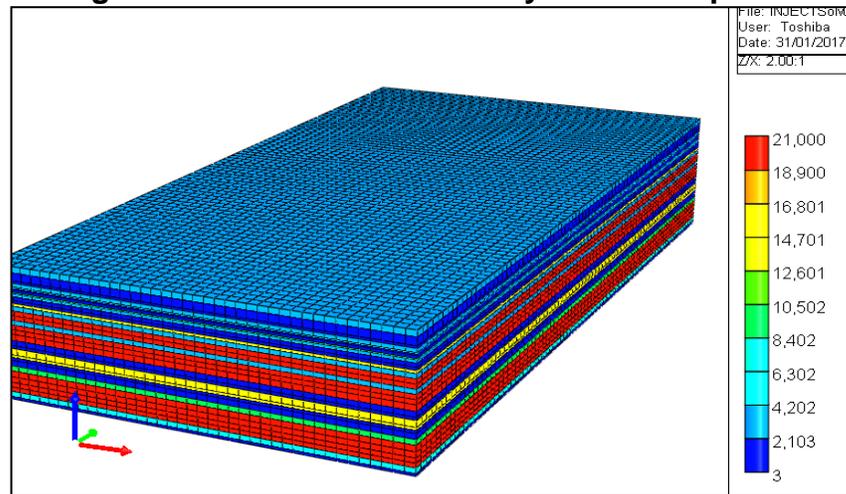
3.6.2.8 Porosidad. La porosidad del área piloto se obtuvo mediante registros eléctricos; cuenta con una porosidad mínima de 8% y una porosidad máxima de 28%. En la Figura 42 se evidencia la malla de la porosidad.

Figura 42. Porosidad del área piloto.



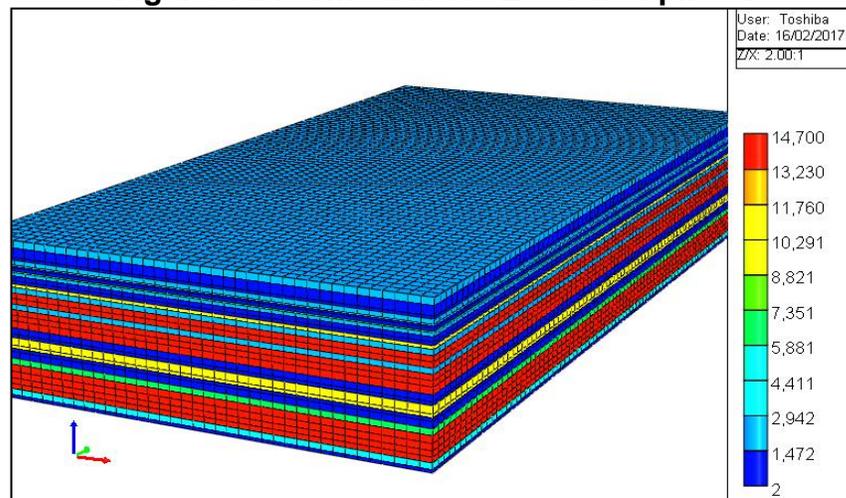
3.6.2.9 Permeabilidad X. La permeabilidad del área piloto se obtuvo mediante registros eléctricos y pruebas de laboratorio y es igual a la permeabilidad en Y; cuenta con una permeabilidad mínima de 3 mD y máxima de 21000 mD. En la Figura 43 se evidencia la malla de las permeabilidades.

Figura 43. Permeabilidad en X y Y del área piloto.



3.6.2.10 Permeabilidad en Z. La permeabilidad en esta dirección es el resultado del 70% de la permeabilidad en X, debido a que la preferencia de flujo del modelo es horizontal, cuenta con una permeabilidad mínima de 2.1 mD y máxima de 14700 mD como se evidencia en la Figura 44.

Figura 44. Permeabilidad Z del área piloto.



3.6.2.11 Espesor de capa y profundidades. Este modelo consta de 32 capas verticalmente, las cuales cuentan con diferentes espesores (Tabla 3). Estos espesores fueron determinados de acuerdo a las propiedades petrofísicas del área piloto, de tal manera que cada capa cuenta con propiedades diferentes a la que infrayace y/o suprayace.

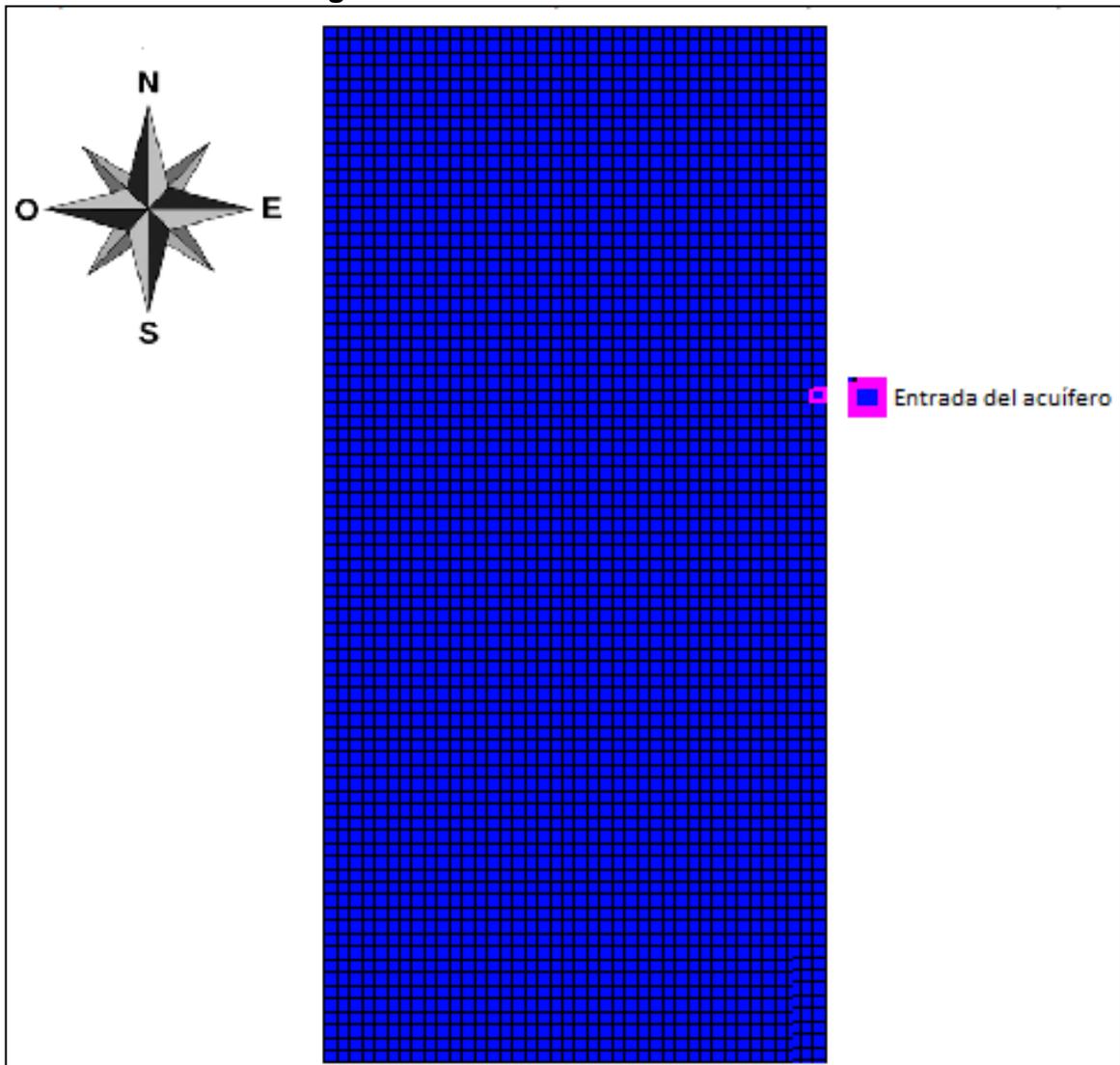
Tabla 3. Espesores y profundidades del área piloto.

capa	Espesor (Ft)	Profundidad (Ft)
0	0	6616
1	16	6632
2	21	6653
3	6	6659
4	10	6669
5	3	6672
6	4	6676
7	7	6683
8	3	6686
9	8	6694
10	10	6704
11	7.5	6711.5
12	7.5	6719
13	12.5	6731.5
14	12.5	6744
15	12.5	6756.5
16	12.5	6769
17	12.5	6781.5
18	12.5	6794
19	16	6810
20	14	6824
21	8	6832
22	17	6849
23	7.5	6856.5
24	7.5	6864
25	15	6879
26	14	6893
27	16	6909
28	15	6924
29	13	6937
30	12	6949
31	14	6963

Como se observa en la tabla 3, el tope de la primera capa se encuentra a una profundidad de 6616 pies, y la base de la última capa (capa 32) se encuentra a una profundidad de 6970 pies.

3.6.2.12 Fuente de energía externa. El Campo Chichimene cuenta con un acuífero como fuente de energía externa en una dirección sentido Este-Oeste, el cual está representado en el área piloto. El acuífero está ubicado en la primera capa en el Este del modelo (Figura 45) y su tamaño es 9 veces mayor que el del área piloto.

Figura 45. Localización del acuífero.



En la Tabla 4 se presenta un resumen de las características con las que se pobló el modelo de simulación.

Tabla 4. Resumen de características del modelo de simulación.

Capa	Grid Top (Pies)	Grid Thickness (Pies)	Permeabilidad X y Y (mD)	Permeabilidad Z (mD)	Porosidad	Tipo Roca
1	6616	16	3000	2100	0.27	2
2	6632	21	19	13.3	0.08	1
3	6653	6	98	68.6	0.14	2
4	6659	10	2900	2030	0.2	2
5	6669	3	7000	4900	0.21	3
6	6672	4	900	630	0.15	2
7	6676	7	2100	1470	0.19	2
8	6683	3	10000	7000	0.22	3
9	6686	8	2200	1540	0.18	2
10	6694	10	200	140	0.15	2
11	6704	7.5	1200	840	0.21	2
12	6711.5	7.5	15000	10500	0.26	2
13	6719	12.5	3000	2100	0.21	2
14	6731.5	12.5	21000	14700	0.25	3
15	6744	12.5	19000	13300	0.24	3
16	6756.5	12.5	3000	2100	0.23	2
17	6769	12.5	20000	14000	0.255	3
18	6781.5	12.5	21000	14700	0.26	3
19	6794	16	20000	14000	0.275	3
20	6810	14	2100	1470	0.26	2
21	6824	8	2000	1400	0.22	2
22	6832	17	15000	10500	0.24	3
23	6849	7.5	16000	11200	0.23	3
24	6856.5	7.5	3	2.1	0	3
25	6864	15	1900	1330	0.24	2
26	6879	14	10000	7000	0.24	3
27	6893	16	19000	13300	0.23	3
28	6909	15	21000	14700	0.24	3
29	6924	13	20000	14000	0.23	3
30	6937	12	20000	14000	0.24	3
31	6949	14	8000	5600	0.24	3
32	6963	7	1200	840	0.23	2

3.6.2.13 Inicialización del modelo de simulación. Una vez completada la malla de simulación con sus respectivas propiedades (modelo estático) y antes del ajuste histórico, es necesario hacer la inicialización con el fin de definir parámetros fundamentales antes de iniciar las corridas de simulación. En este modelo la inicialización se realizó por equilibrio en CMG durante un intervalo de tiempo de 1 día, en el cual se establecieron las saturaciones iniciales de los fluidos (petróleo, agua) existentes y la distribución de la presión principalmente en cada capa del modelo.

Luego de la inicialización el modelo presenta una variación de saturación de petróleo con un valor mínimo de 78% y máximo de 82% (Figura 46), la saturación de agua presenta un valor mínimo de 18% y máximo de 22% (Figura 47).

Figura 46. Saturación inicial de petróleo en modelo de simulación.

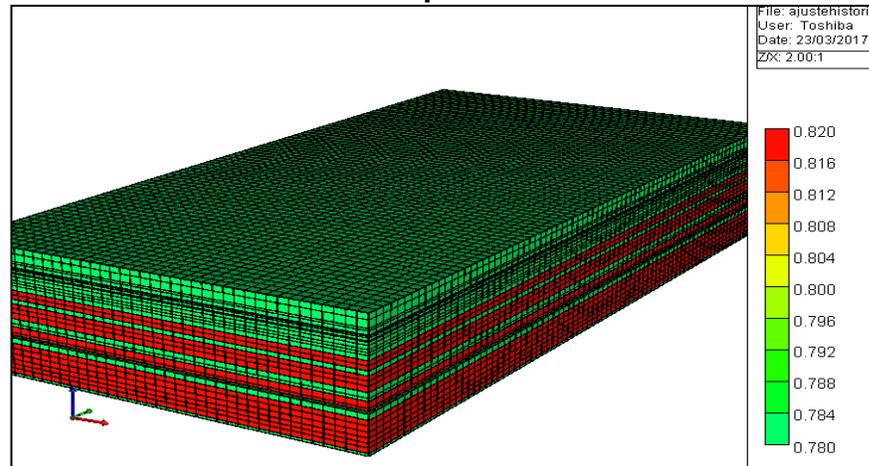
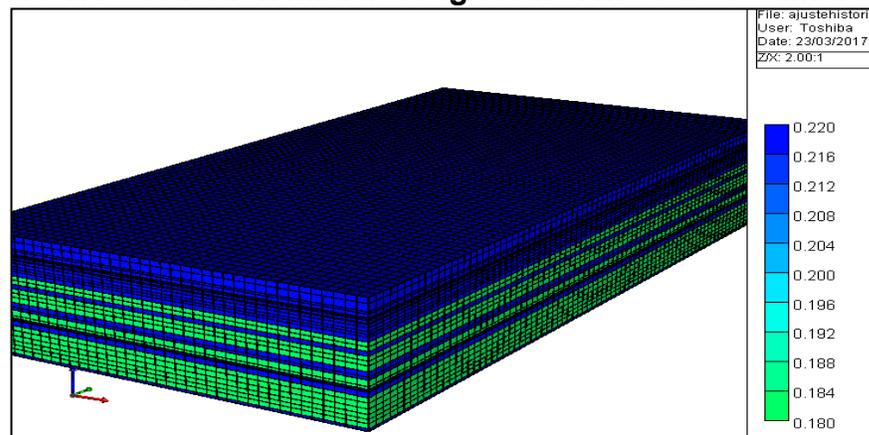
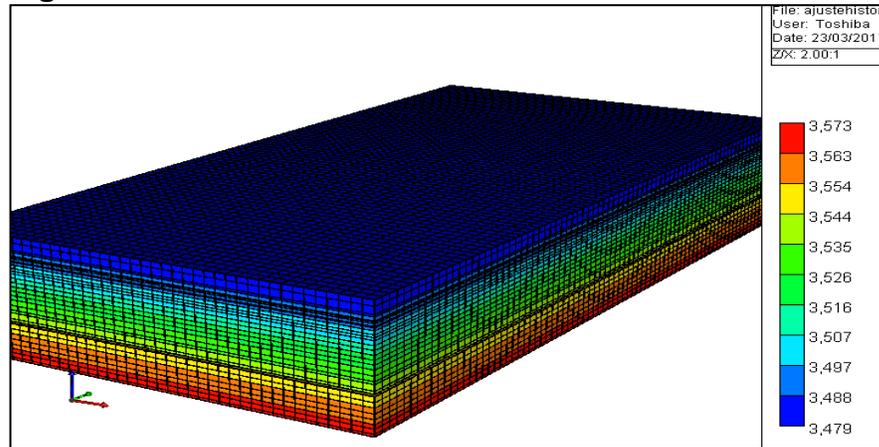


Figura 47. Saturación inicial de agua en el modelo de simulación.



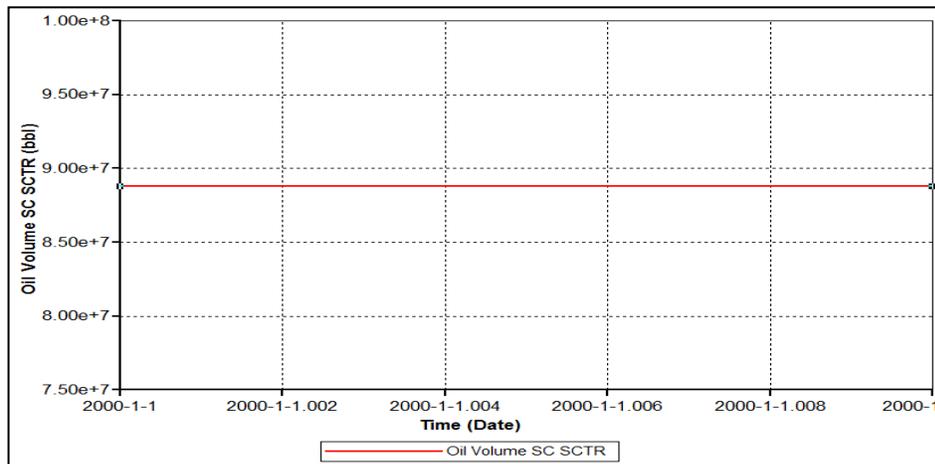
Para las presiones iniciales, el modelo tuvo en cuenta una presión de referencia de 3615 PSI a una profundidad de 7120 Ft que se encuentra fuera del modelo. Esta es necesaria debido a que el simulador determina las presiones iniciales de cada capa del modelo de simulación con base en la presión de referencia y su profundidad. En la Figura 48 se muestra la distribución de la presión en el modelo con respecto a la profundidad.

Figura 48. Presiones iniciales en el modelo de simulación.



En el modelo de simulación la temperatura no presenta ninguna variación entre las capas, debido a que no hay cambios de temperatura considerables, por lo tanto no se tuvo en cuenta el gradiente térmico. La temperatura es igual a través de todo el modelo, teniendo un valor de 200 °F. El contacto agua – petróleo se encuentra a una profundidad de 7150 Ft, estando fuera del modelo de simulación. El volumen original de petróleo en sitio (OOIP) para este modelo es de 88'780.000 Bbls en condiciones de superficie (Gráfico 1).

Gráfico 1. Volumen original de petróleo en sitio para el modelo de Simulación (OOIP).



3.6.3 Diseño modelo dinámico del área piloto. En el diseño del modelo dinámico se deben incorporar los siguientes parámetros: datos sobre la interacción roca-fluido, datos de las pruebas PVT, el número de pozos que se van a incluir el modelo, el tipo de arreglo de pozos que se va a usar en el modelo, la trayectoria de cada pozo (vertical, horizontal), las capas que están cañoneadas por cada pozo, datos de producción y presión históricos, y finalmente el mecanismo de producción actual. Esta información es indispensable para la construcción del modelo de simulación en el área de estudio.

El modelo propuesto para este proyecto es un modelo mecanístico el cual cuenta con un pozo inyector y un pozo productor, en donde el interés principal radica en el fenómeno físico de los fluidos y su desplazamiento, por esta razón se omiten detalles como estado mecánico del pozo y red de tuberías.

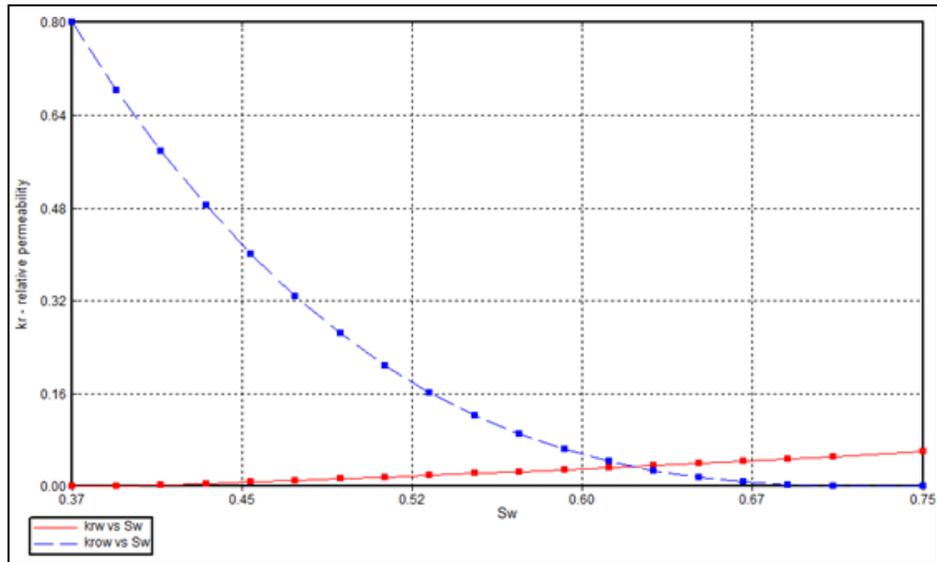
3.6.3.1 Interacción Roca-Fluido. Se especifican las propiedades roca-fluido. Las tablas de permeabilidades relativas que se encuentran en función de la saturación del líquido definen el tipo de fluido. Dado que el modelo presenta tres tipos de rocas se explicarán brevemente las curvas para cada uno de ellos.

➤ **Roca Tipo 1.** La curva de permeabilidad relativa de la roca tipo 1 (Gráfico 2) se construyó usando los valores que se muestran en la tabla 5.

Tabla 5. Valores permeabilidades relativas, Roca Tipo 1.

Sw	Krw	Krow
0.37	0	0.8
0.39	0.0013	0.6832
0.41	0.0032	0.5781
0.43	0.0054	0.4844
0.45	0.0079	0.4012
0.47	0.0106	0.328
0.49	0.0134	0.2641
0.51	0.0164	0.2091
0.53	0.0195	0.1622
0.55	0.0227	0.1228
0.57	0.026	0.0903
0.59	0.0295	0.064
0.61	0.033	0.0433
0.63	0.0366	0.0276
0.65	0.0403	0.0162
0.67	0.0441	0.0085
0.69	0.048	0.0037
0.71	0.0519	0.0011
0.75	0.06	0

Gráfico 2. Curva permeabilidad relativa Roca Tipo 1.

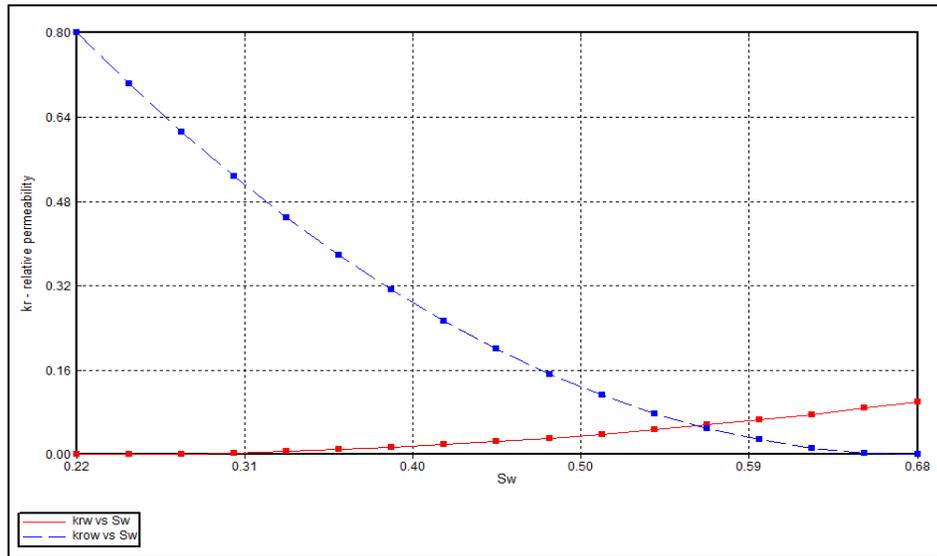


➤ **Roca Tipo 2.** La curva de permeabilidad relativa de la roca tipo 2 (Gráfico 3) se construyó usando los valores que se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Valores permeabilidades relativas, Roca Tipo 2

Sw	Krw	Krow
0.22	0	0.8
0.24	0.002	0.7032
0.26	0.005	0.6145
0.28	0.0085	0.5334
0.3	0.0123	0.4597
0.32	0.0165	0.393
0.34	0.0209	0.333
0.36	0.0256	0.2793
0.38	0.0304	0.2316
0.4	0.0354	0.1896
0.42	0.0406	0.1529
0.44	0.046	0.1213
0.46	0.0515	0.0942
0.48	0.0572	0.0715
0.5	0.0629	0.0526
0.52	0.0688	0.0374
0.54	0.0749	0.0254
0.56	0.081	0.0162
0.58	0.0873	0.0096
0.6	0.0936	0.005
0.62	0.1001	0.0022
0.64	0.1066	0.0007
0.68	0.12	0

Gráfico 3. Curva permeabilidad relativa Roca Tipo 2.

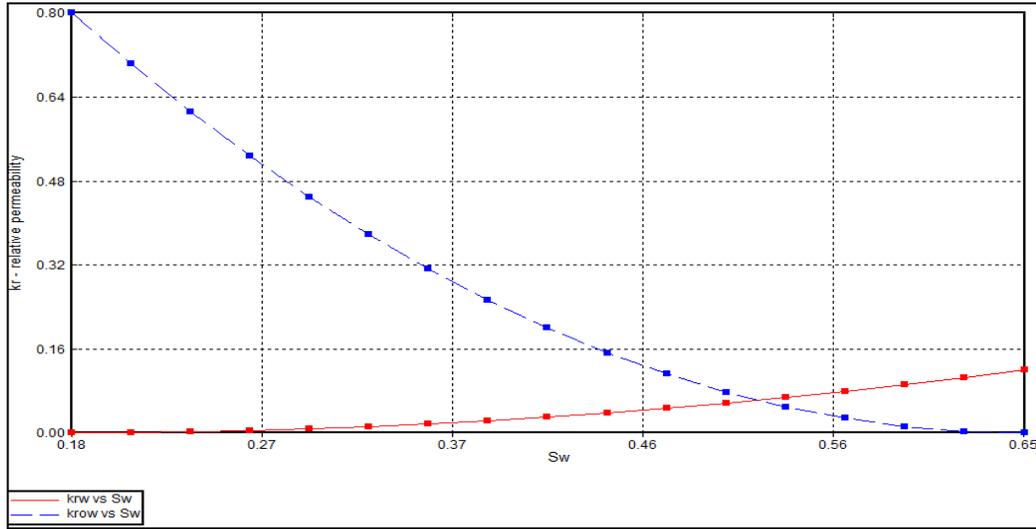


➤ **Roca Tipo 3.** La curva de permeabilidad relativa de la roca tipo 3 (Gráfico 4) se construyó usando los valores que se muestran en la Tabla 7. 7.

Tabla 7. Valores permeabilidades relativas, Roca Tipo 3.

Sw	Krw	Kro
0.18	0	0.8
0.2	0.0033	0.7305
0.22	0.0081	0.6643
0.24	0.0138	0.6013
0.26	0.02	0.5417
0.28	0.0267	0.4852
0.3	0.0339	0.432
0.32	0.0414	0.382
0.34	0.0493	0.3352
0.36	0.0574	0.2916
0.38	0.0659	0.2512
0.4	0.0746	0.2138
0.42	0.0835	0.1796
0.44	0.0926	0.1485
0.46	0.102	0.1205
0.48	0.1116	0.0955
0.5	0.1213	0.0735
0.52	0.1313	0.0545
0.54	0.1414	0.0385
0.56	0.1517	0.0253
0.58	0.1622	0.015
0.6	0.1728	0.0074
0.62	0.1836	0.0025
0.65	0.2	0

Gráfico 4. Curva permeabilidad relativa Roca Tipo 3.



3.6.3.2 Curvas Flujo fraccional. La permeabilidad relativa para cada tipo de roca define la habilidad del petróleo y agua de fluir simultáneamente en un medio poroso. A partir de los datos de permeabilidad relativa es posible construir la curva de flujo fraccional la cual es imprescindible para determinar la saturación del desplazamiento frontal (S_{wf}) y la saturación promedio por detrás del frente. A continuación se presenta la deducción para llegar a la ecuación de flujo fraccional (Ecuación 30).

$$q_o = -\frac{k_{ro}A}{\mu_o} \left(\frac{\partial P_o}{\partial x} + \rho_o g \sin \alpha \right)$$

$$q_w = -\frac{k_{rw}A}{\mu_w} \left(\frac{\partial P_w}{\partial x} + \rho_w g \sin \alpha \right)$$

Reemplazamos la presión de agua por:

$$P_w = P_o - P_c$$

Tendremos:

$$q_w = -\frac{k_{rw}A}{\mu_w} \left(\frac{\partial(P_o - P_c)}{\partial x} + \rho_w g \sin \alpha \right)$$

Igualando las Ecuaciones tenemos:

$$-q_o \frac{\mu_o}{k_{ro}A} = \frac{\partial P_o}{\partial x} + \rho_o g \sin \alpha$$

$$-q_w \frac{\mu_w}{k k_{rw} A} = \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\partial P_c}{\partial x} + \rho_w g \sin \alpha$$

Restando la primera ecuación de la segunda tendremos:

$$-\frac{1}{kA} \left(q_w \frac{\mu_w}{k_{rw}} - q_o \frac{\mu_o}{k_{ro}} \right) = -\frac{\partial P_c}{\partial x} + \Delta \rho g \sin \alpha$$

Sustituyendo por:

$$q = q_w + q_o \quad \text{y}; \quad f_w = \frac{\mu_w}{k_{rw}}$$

Obtenemos la ecuación de flujo fraccional:

Ecuación 30. Flujo fraccional

$$f_w = \frac{1 + \frac{k_{ro} A}{q \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - \Delta \rho g \sin \alpha \right)}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{\mu_o k_{rw}}}$$

Dónde:

f_w es flujo fraccional de agua

k_{ro} es la permeabilidad relativa del petróleo

k_{rw} es la permeabilidad relativa del agua

A es el área

q es la tasa de inyección

μ_o es la viscosidad del petróleo

μ_w es la viscosidad del agua

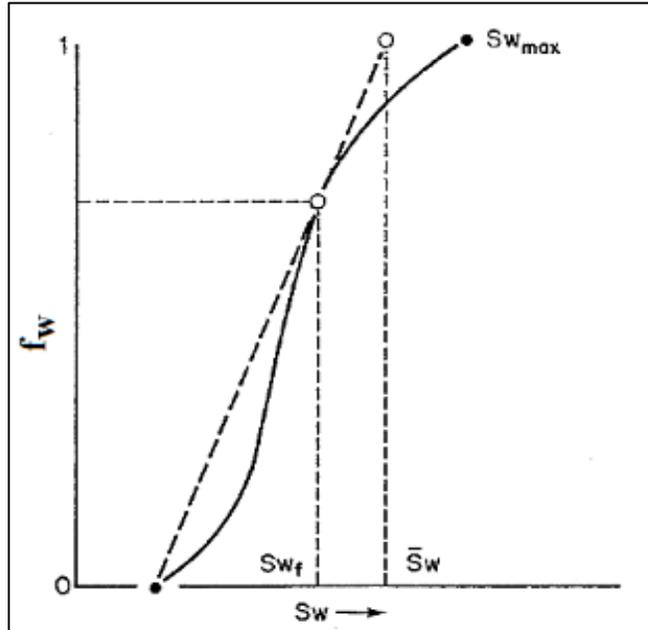
$\frac{\partial P_c}{\partial x}$ es el gradiente de presión capilar

α es el ángulo de inclinación

En la

Figura 49 se observa el comportamiento de la curva de flujo fraccional generada a partir de las curvas de permeabilidad relativa, en la cual se muestra el punto de saturación del desplazamiento frontal (S_{wf}) y la saturación promedio por detrás del frente.

Figura 49. Comportamiento de la curva de flujo fraccional



Fuente. Ing. Yacimientos II. Lennies Guevara.
 Disponible en línea en:
<http://www.ingenieriadepetroleo.com/analisis-del-flujo-fraccional/>

Teniendo en cuenta que la viscosidad del petróleo es 750 CP (μ_o), la viscosidad del agua es 0.317 CP (μ_w), el yacimiento es horizontal ($\alpha=0$) y el gradiente de presión capilar en dirección de flujo es despreciable ($\partial P_c/\partial x = 0$) se llegó a la Ecuación 31 de flujo fraccional. Para el modelo de simulación propuesto en este proyecto se realizaron las curvas de flujo fraccional a partir de la Ecuación 31 para la roca tipo 1 (Gráfico 5), roca tipo 2 (Gráfico 6) y la roca tipo 3 (Gráfico 7); inicialmente mostrando el comportamiento con inyección de agua como se muestra a continuación:

Ecuación 31. Flujo fraccional para el modelo

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{rw} * \mu_o}{k_{ro} * \mu_w}}$$

Dónde:

f_w es el flujo fraccional
 k_{ro} es la permeabilidad relativa del petróleo
 k_{rw} es la permeabilidad relativa del agua
 μ_o es la viscosidad del petróleo
 μ_w es la viscosidad del agua

Gráfico 5. Flujo fraccional roca tipo 1 con inyección de agua.

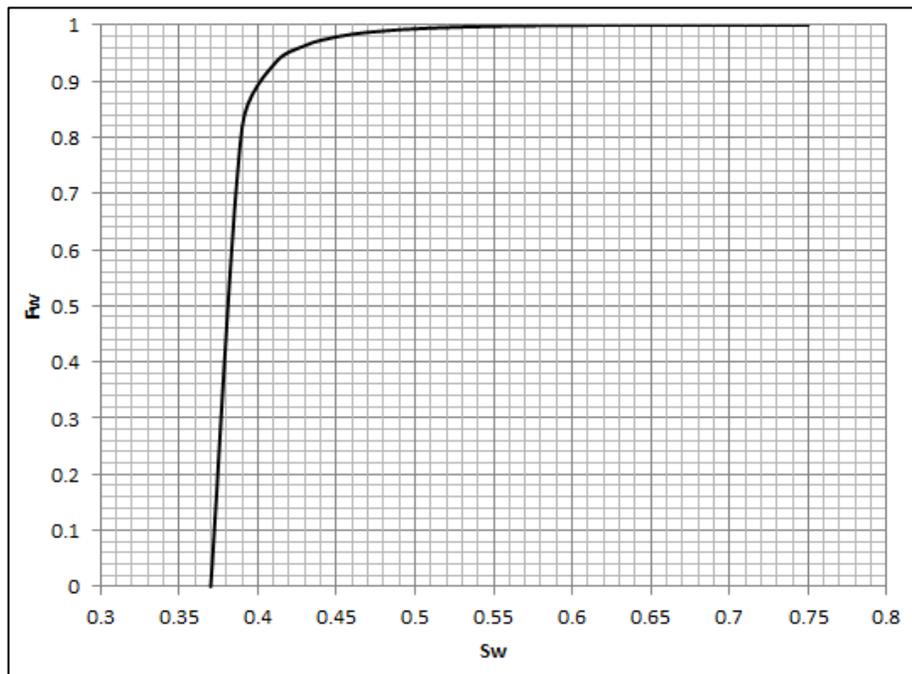


Gráfico 6. Flujo fraccional roca tipo 2 con inyección de agua.

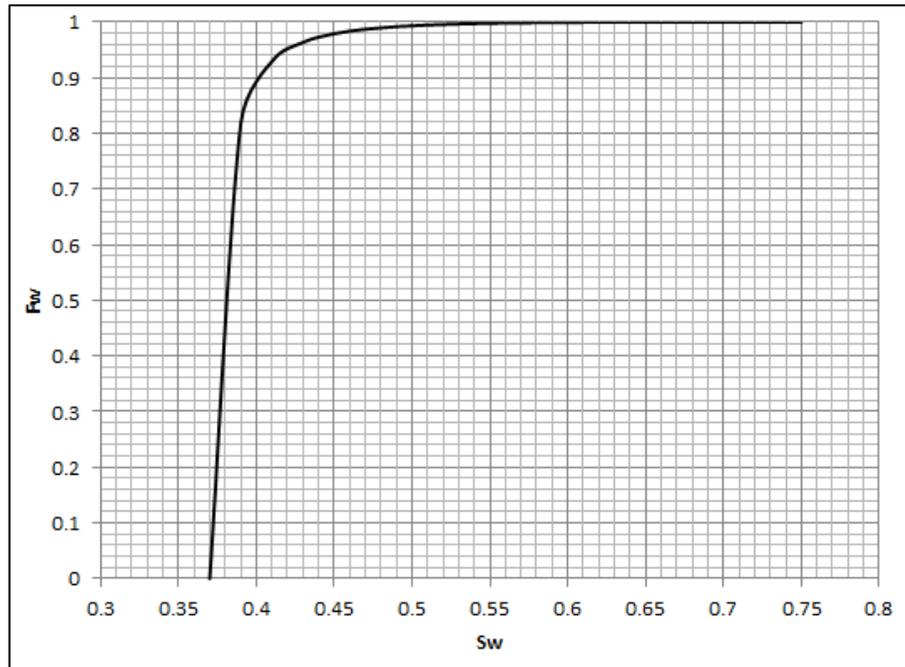
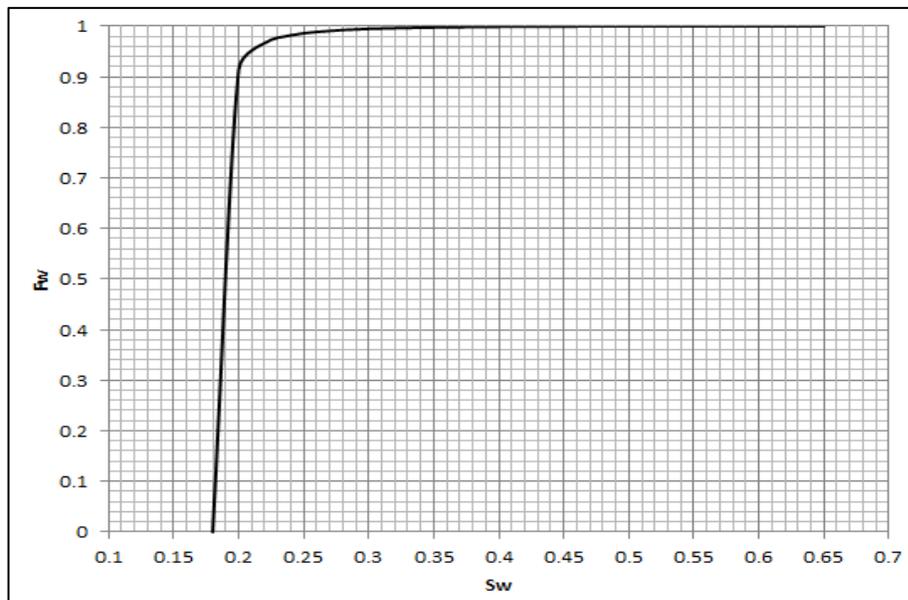


Gráfico 7. Flujo fraccional roca tipo 3 con inyección de agua.



La razón de movilidad es la relación entre la capacidad que tiene un fluido para fluir en presencia de otro fluido, la razón de movilidad tiene en cuenta la permeabilidad relativa y la viscosidad para cada uno de los fluidos, si la razón de movilidad es mayor que uno, el agua tiene mayor movilidad y si es menor que uno, el petróleo tiene mayor movilidad. La razón de movilidad es calculada con la

Ecuación 32, en la Tabla 8 se presenta la razón de movilidad que se obtiene con la inyección de agua por cada tipo de roca.

Ecuación 32. Razón de movilidad

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

Dónde:

M es la razón de movilidad

k_{ro} es la permeabilidad relativa del petróleo al S_w inicial

k_{rw} es la permeabilidad relativa del agua al S_w máximo

μ_o es la viscosidad del petróleo

μ_w es la viscosidad del agua

Tabla 8. Razón de movilidad para cada tipo de roca con inyección de agua.

Tipo de roca	Movilidad
1	177.444795
2	354.88959
3	591.48265

Teniendo en cuenta que la viscosidad del petróleo es 750 CP (μ_o), al inyectar el solvente se baja la viscosidad del petróleo hasta 175 CP (μ_o), la viscosidad de la solución polimérica es 25 CP. Para el modelo de simulación propuesto en este proyecto se realizaron las curvas de flujo fraccional a partir de la Ecuación 2 para la roca tipo 1 (Gráfico 8), roca tipo 2 (Gráfico 9) y la roca tipo 3 (Gráfico 10); mostrando el comportamiento con inyección continua de solvente – polímero como se muestra a continuación:

Gráfico 8. Flujo fraccional roca tipo 1 con inyección continua solvente – polímero.

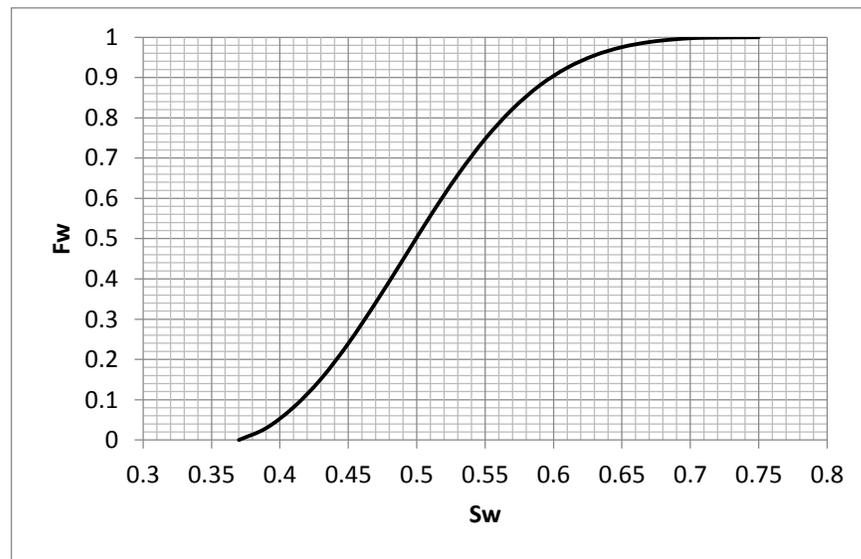


Gráfico 9. Flujo fraccional roca tipo 2 con inyección continua solvente – polímero.

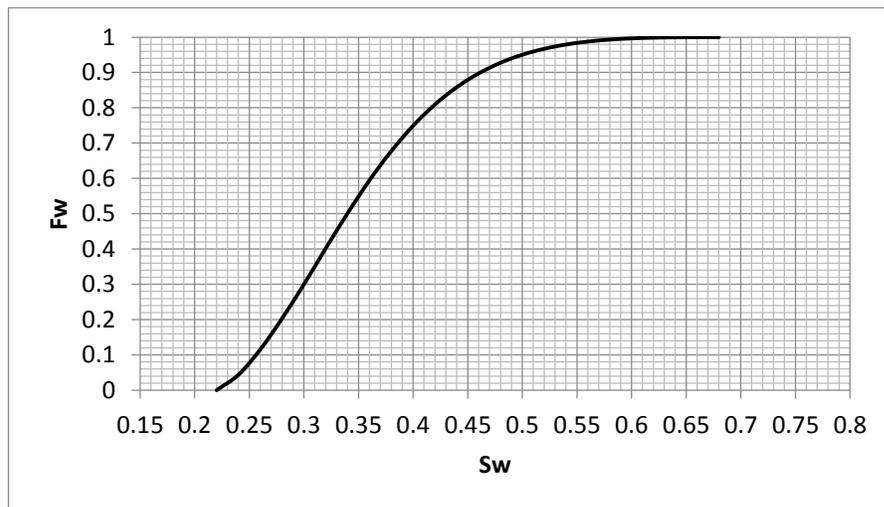
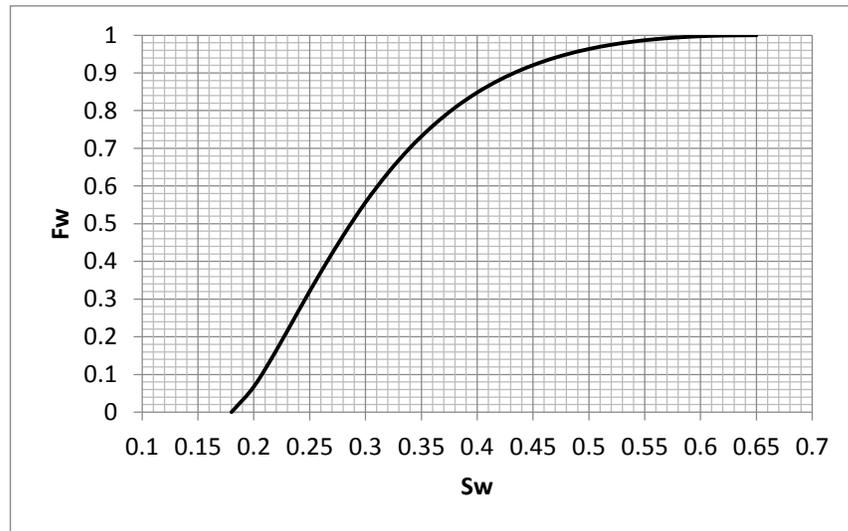


Gráfico 10. Flujo fraccional roca tipo 2 con inyección continua solvente – polímero.



La razón de movilidad es calculada con la Ecuación 32. En la Tabla 9 se presenta la razón de movilidad que se obtiene con la inyección de agua por cada tipo de roca donde la roca tipo 1 siendo la de mejores propiedades petrofísicas obtiene una razón de movilidad más aceptable en comparación de los otros tipos de roca.

Tabla 9. Razón de movilidad para cada tipo de roca con inyección de agua

Tipo de roca	Movilidad
1	1.2
2	2.4
3	4

3.6.3.3 Propiedades PVT de los fluidos para el modelo del Campo. El petróleo presente en el área piloto fue caracterizado a partir del estudio de las propiedades PVT. Estas son pruebas de laboratorio las cuales relacionan tres parámetros básicos: Presión, volumen y temperatura. Las pruebas PVT se realizan para determinar las propiedades de los fluidos y su variación con respecto a la presión en un yacimiento petrolífero y asimismo conocer el comportamiento de este. Las pruebas se realizaron a una temperatura de 200°F.

En la Tabla 10 se presentan los valores obtenidos del PVT en el punto de burbuja (Pb).

Tabla 10. Propiedades PVT

Propiedad	Valor	Unidades
γ_g	1,4282	
Punto de Burbuja (Pb)	219	PSI
GAPI	9	°API
T	200	°F
Rs (Pb)	26,91329353	PCN/BN
Co (Pb)	$4,34 \cdot 10^{-6}$	PSI-1
β_o (Pb)	1,1456	BY/BN
Viscosidad (Pb)	547,28	cP

Fuente. Ecopetrol S.A.

A partir de estos datos se realizaron los cálculos de las propiedades a través de las correlaciones de Vásquez & Beggs y la variación respecto a la presión.

➤ **Volumen de gas en solución (Rs).** Para hallar el volumen de gas en solución antes del punto de burbuja, se utilizó de la correlación de Vásquez & Beggs (Ecuación 33) de donde se obtiene el Rs antes del punto de burbuja (Pb), debido a que después del punto de burbuja el Rs no varía. Luego se realiza la Tabla 11 y Gráfico 11 en donde se presentan los resultados de la variación de la Presión vs Rs.

Ecuación 33. Correlación de Vásquez & Beggs para hallar Rs.

$$R_s = \frac{\gamma_g^* P_b^{C_2}}{C_1} * 10^{\left(\frac{C_3 GAPI}{T+460}\right)}$$

Donde,

$$\gamma_g^* = \gamma_g \left(1 + 5.912 \cdot 10^{-5} GAPI T \log\left(\frac{P}{1147}\right)\right)$$

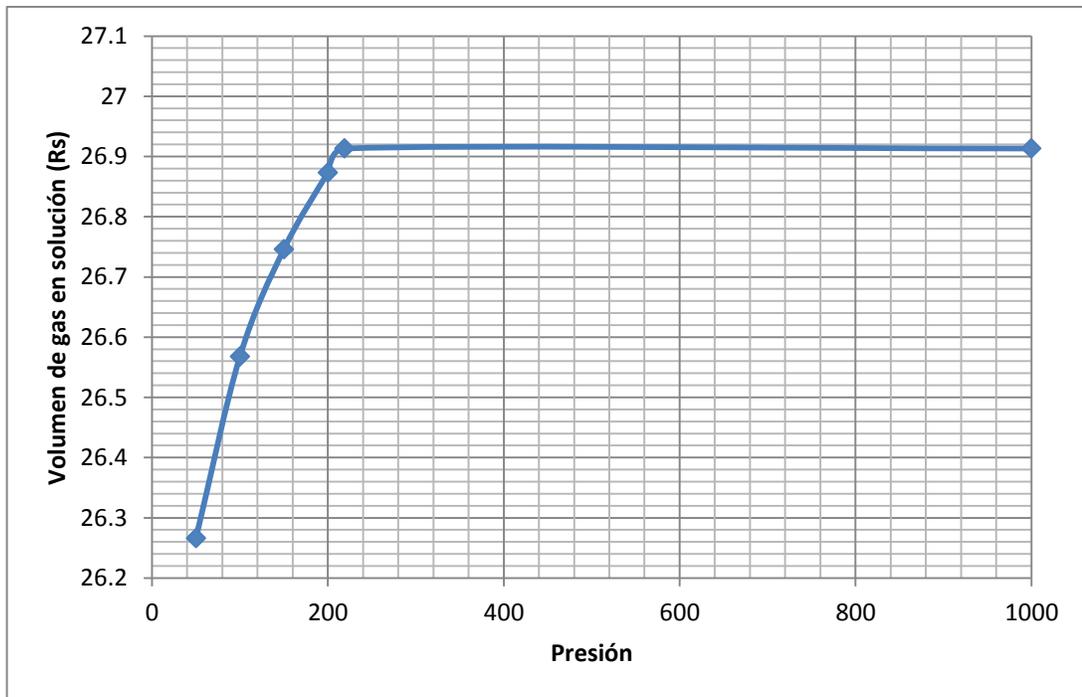
En dónde:

- γ_g es Gravedad específica del gas
- P_b es Presión en el punto de burbuja
- GAPI es Gravedad API del petróleo
- T es Temperatura en °F
- P es Presión
- $C_1 = 27.64$
- $C_2 = 1.0937$
- $C_3 = 11.172$

Tabla 11. Volumen de gas en solución (Rs)

P(PSI)	Yg*	Rs (PCN/BN)
50	1,408799937	26,2663948
100	1,424977144	26,56801101
150	1,434526181	26,7460482
200	1,441340113	26,87309067
219	1,443496396	26,91329353
1000	1,480062066	26,91329353
2000	1,497057573	26,91329353
3000	1,507089635	26,91329353

Gráfico 11. Volumen de gas en solución (Rs)



➤ **Compresibilidad del petróleo (Co).** Para hallar el valor de la compresibilidad del petróleo se usaron dos Ecuaciones, la Ecuación 34 para los valores que se encuentran antes del Punto de burbuja (Pb) y la Ecuación 35 para los valores que se encuentran después del Punto de burbuja (Pb). Luego se realiza la Tabla 12 y el Gráfico 12 en donde se presentan los resultados de la variación de la presión vs Co.

Ecuación 34. Correlación para hallar Co por debajo del Pb.

$$\ln C_o = -7.633 - 1.497 \ln P + 1.115 \ln T + 0.533 \ln GAPI + 0.184 \ln R_{sb}$$

En dónde:

C_o es Compresibilidad del petróleo

R_{sb} es Volumen de gas en solución en el punto de burbuja

$GAPI$ es Gravedad API del petróleo

T es Temperatura en °F

P es Presión

Ecuación 35. Correlación para hallar C_o por encima del Pb.

$$C_o = \frac{A_1 + A_2 R_s + A_3 T + A_4 \gamma_g + A_5 GAPI}{A_6 P}$$

En dónde:

γ_g es Gravedad específica del gas

C_o es Compresibilidad del petróleo

$GAPI$ es Gravedad API del petróleo

T es Temperatura en °F

P es Presión

$$A_1 = -1433$$

$$A_2 = 5$$

$$A_3 = 17.2$$

$$A_4 = -1180$$

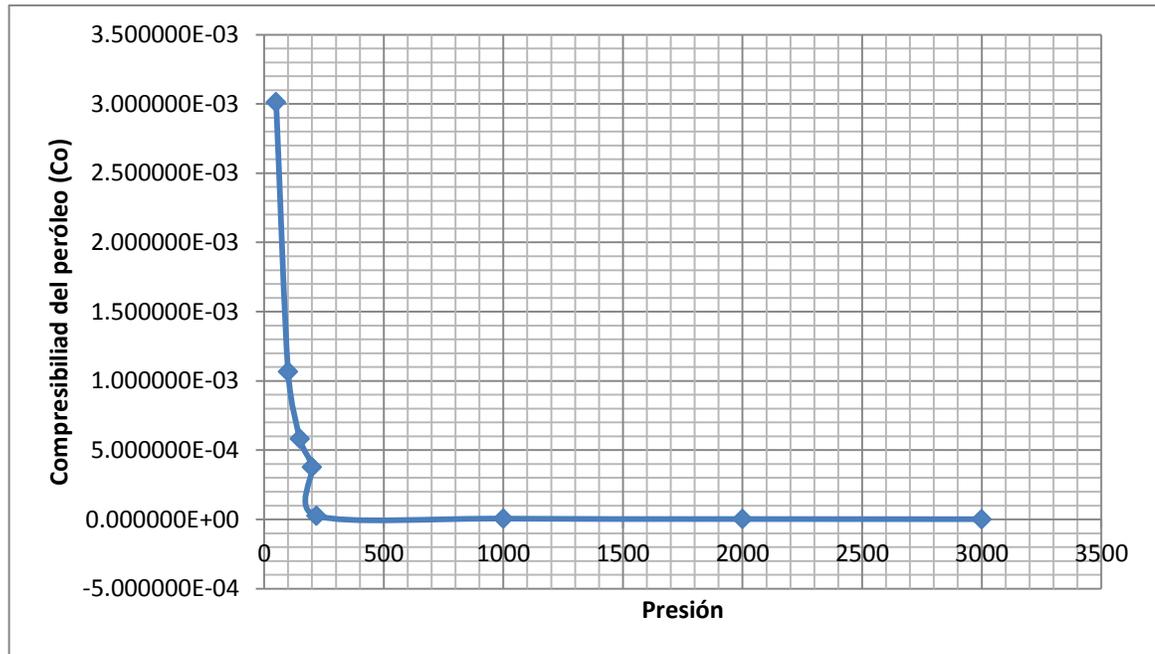
$$A_5 = 12.61$$

$$A_6 = 10^5$$

Tabla 12. Compresibilidad del petróleo (C_o)

P(PSI)	Ln C_o	C_o (PSI ⁻¹)
50	-5,804711732	3,013323E-03
100	-6,842353061	1,067588E-03
150	-7,449334328	5,818288E-04
200	-7,87999439	3,782352E-04
219	-8,015853672	2,601737E-05
1000		5,697805E-06
2000		2,848902E-06
3000		1,899268E-06

Gráfico 12. Compresibilidad del petróleo (Co)



➤ Factor volumétrico del petróleo (β_o). Para hallar el Factor volumétrico del petróleo se usaron dos Ecuaciones, la Ecuación 36 para los valores que se encuentran antes del Punto de burbuja (P_b) y la Ecuación 37 para los valores que se encuentran después del Punto de burbuja (P_b). Luego se realiza la Tabla 13 y el Gráfico 13 en donde se presentan los resultados de la variación de la presión vs β_o .

Ecuación 36. Correlación de Vásquez & Beggs para hallar (β_o) por debajo de P_b .

$$B_o = B_{ob} e^{C_o(P_b - P)}$$

En dónde:

β_o es Factor volumétrico del petróleo

C_o es Compresibilidad del petróleo

β_{ob} es Gravedad API del petróleo

P_b es Temperatura en °F

P es Presión

Ecuación 37. Correlación de Vásquez & Beggs para hallar (β_o) por encima de Pb.

$$B_o = 1 + C_1 R_s + C_2 (T - 60) \frac{GAPI}{\gamma_g^*} + C_3 R_s (T - 60) \frac{GAPI}{\gamma_g^*},$$

Donde,

$$\gamma_g^* = \gamma_g \left(1 + 5.912 \cdot 10^{-5} GAPI T \log \left(\frac{P}{1147} \right) \right)$$

En dónde:

β_o es Factor volumétrico del petróleo

γ_g es Gravedad específica del gas

C_o es Compresibilidad del petróleo

$GAPI$ es Gravedad API del petróleo

T es Temperatura en °F

P es Presión

$$C_1 = 4.677 \cdot 10^{-4}$$

$$C_2 = 1.751 \cdot 10^{-5}$$

$$C_3 = -1.8106 \cdot 10^{-8}$$

Gráfico 13. Factor volumétrico del petróleo (β_o).

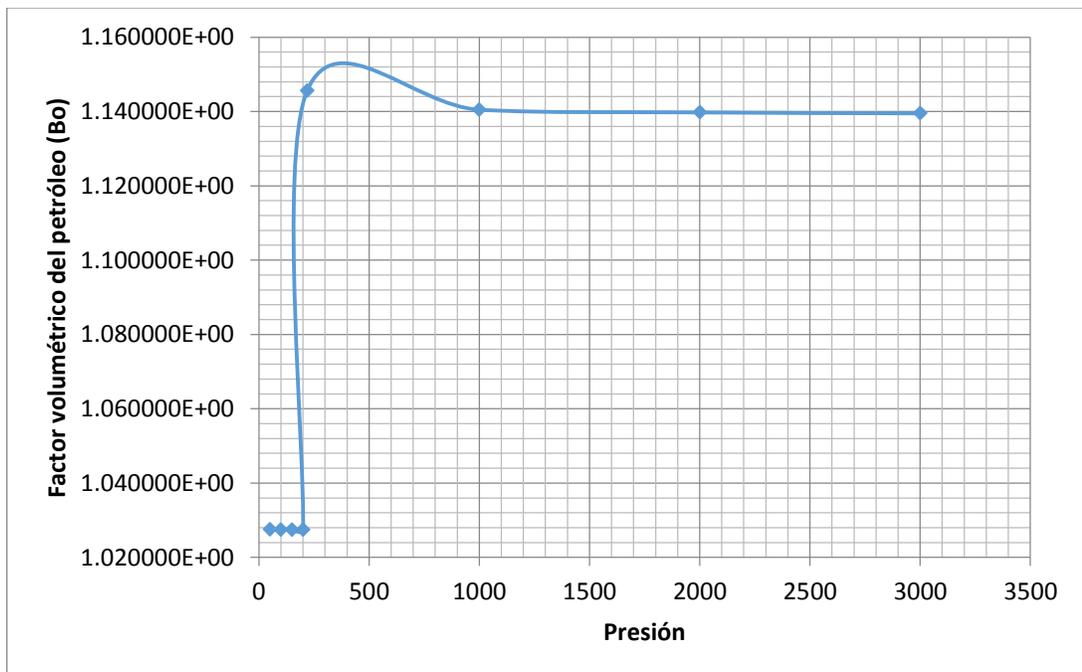


Tabla 13. Factor volumétrico del petróleo (β_o).

P(PSI)	Bo(BY/BN)
50	1,027520E+00
100	1,027483E+00
150	1,027463E+00
200	1,027450E+00
219	1,145600E+00
1000	1,140483E+00
2000	1,139751E+00
3000	1,139502E+00

➤ **Viscosidad del petróleo (μ).** La información acerca de la viscosidad del petróleo en el yacimiento fue suministrada por Ecopetrol, En la Tabla 14 y Gráfico 14 se presenta la variación en la Viscosidad del crudo vs la Presión.

Gráfico 14. Viscosidad del petróleo (μ).

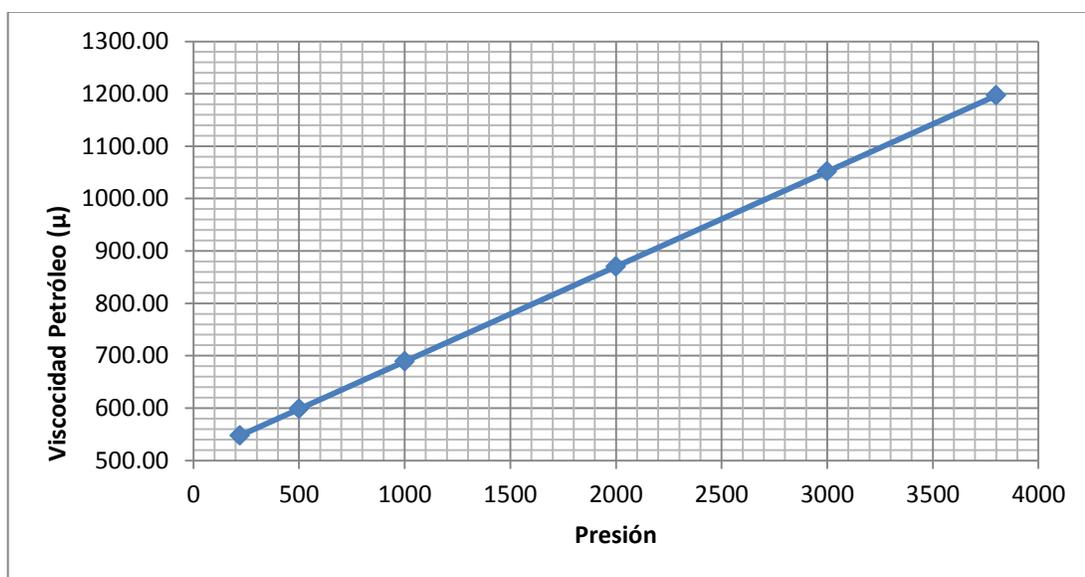


Tabla 14. Viscosidad del petróleo (μ).

P(PSI)	Viscosidad aceite (cP)
3800	1196,58
3000	1051,52
2000	870,21
1000	688,89
500	598,23
219	547,28

3.6.3.4 Componentes de los fluidos del yacimiento. En esta sección se muestran los diferentes componentes que se encuentran presentes en el modelo y su variación en la composición con respecto a la profundidad, quedando los livianos en la parte superior de la malla y los pesados hacia la parte inferior.

En la información suministrada por Ecopetrol S.A., se observa la Tabla 15 y Tabla 16, las cuales son los resultados de dos análisis composicionales pertenecientes a la misma formación y ubicadas dentro del área piloto. Para determinar la composición de cada componente en cada capa del modelo de simulación, se realizó una interpolación lineal. Se tomó la ecuación de la línea recta, determinando así la pendiente (Ecuación 38) de cada componente con respecto a la profundidad 1 y profundidad 2. (Tabla 17). Se realizó de esta manera debido a que por correlaciones con otros pozos se determinó que la distribución de los componentes con respecto a la profundidad era lineal.

El Software GEM de CMG permite seleccionar por medio de cual ecuación se va a trabajar en el modelo de simulación sin necesidad de realizar ajuste alguno. La ecuación de estado utilizada en este modelo es la ecuación de Peng-Robinson.

Tabla 15. Componentes de los fluidos del yacimiento a la Profundidad 1.

Profundidad 1 6746,6931 Ft TVD		
Componente	Porcentaje	Fracción
N2	0,7581	0,007581022
CO2	5,4682	0,054681747
C1-C2	1,696674309	0,016966743
C3	0,4301	0,004301101
C4	1,016376014	0,01016376
C5-C6	2,371581189	0,023715812
C7+	88,259	0,882589814

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 16. Componentes de los fluidos del yacimiento a la Profundidad 2.

Profundidad 2 6899,904 Ft TVD		
Componente	Porcentaje	Fracción
N2	0,6578	0,006578173
CO2	6,1222	0,061221507
C1-C2	1,6882	0,016882146
C3	0,5438	0,005438011
C4	0,80252874	0,008025287
C5-C6	1,672677854	0,016726779
C7+	88,513	0,885128097

Fuente: Ecopetrol S.A.

Ecuación 38. Pendiente línea recta

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$$

Dónde:

m es la pendiente

y_2 es la fracción del componente a la profundidad 1

y_1 es la fracción del componente a la profundidad 2

x_2 es la profundidad 1

x_1 es la profundidad 2

Tabla 17. Pendiente para cada componente

Componente	Pendiente
N2	-0,00000654551741
CO2	4,26845E-05
C1-C2	-5,52157E-07
C3	7,42052E-06
C4	-1,39576E-05
C5-C6	-4,56168E-05
C7+	1,65672E-05

Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por los autores [Citado 7 febrero de 2017]

Luego de obtener la pendiente de cada componente (Tabla 17), se procede a hallar la fracción de cada uno de los componentes para las diferentes profundidades de las capas del modelo, esto se realiza a través de la interpolación lineal (Ecuación 39), debido a que el valor de la pendiente se halló como si fuera una recta.

Ecuación 39. Método de interpolación

$$y_i = y_1 + \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} (x_i - x_1)$$

Dónde:

y_i es el valor de la fracción del componente a hallar

y_1 es el valor de la fracción del componente en la profundidad 1

$\frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$ es la pendiente del componente

x_i es el valor de la profundidad a la cual se quiere hallar el valor de la fracción del componente

x_1 es el valor de la profundidad 1 del componente

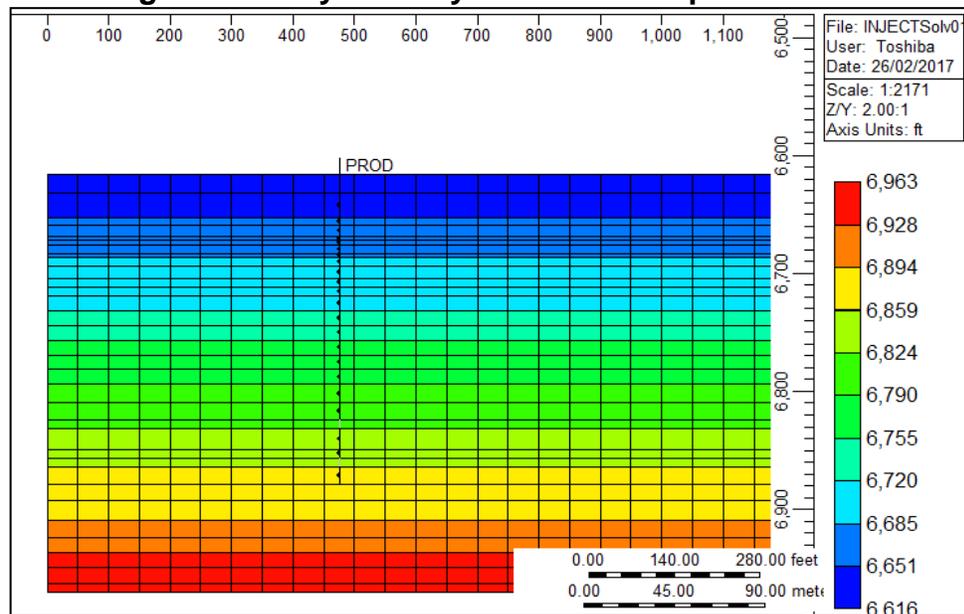
Esta ecuación 39, se debe realizar para cada componente 32 veces (Tabla 3), debido a que el modelo consta de 32 capas, para así obtener el valor de la composición de cada componente capa por capa.

3.6.3.5 Numero de pozos y tipo de arreglo. Se estableció que el modelo de simulación del área piloto se compone por dos pozos, un pozo productor y un pozo inyector, separados por una distancia de 450 metros aproximadamente. Por consiguiente, es un arreglo de 2 pozos en línea directa.

3.6.3.6 Ubicación, trayectoria y cañoneo de los pozos.

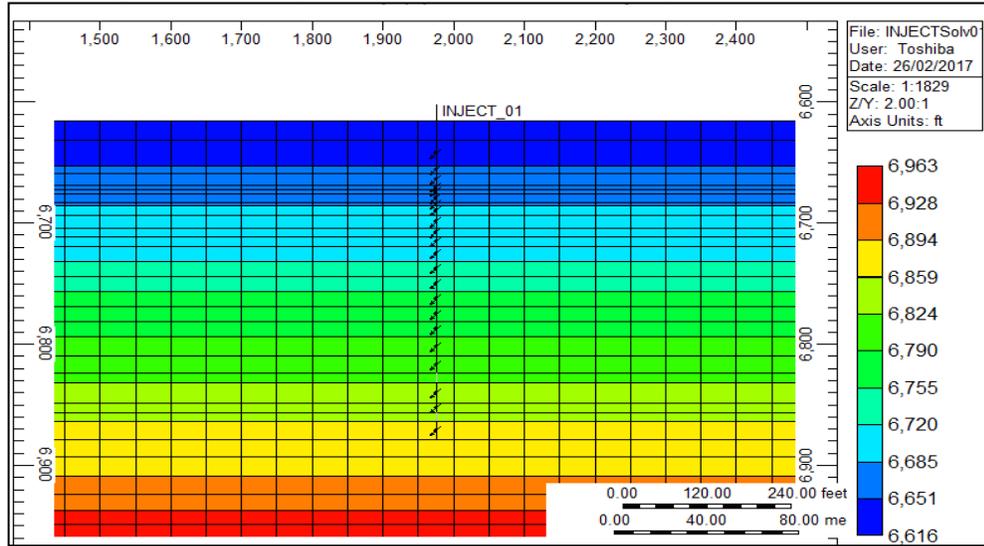
➤ **Pozo productor.** Inicia producción el 1 de mayo del 2013, el radio del pozo (rw) es 0,33 Pies, el cual fue ubicado en la celda 20,10 coordenadas x,y respectivamente, con una trayectoria vertical. El pozo productor se encuentra cañoneado en 22 de las 32 capas del área piloto con un factor de conexión de 1, es decir la celda en su totalidad permite flujo (Figura 50). Para la selección de las capas a cañonear, se tuvo en cuenta el tipo de roca de cada capa, por lo tanto se seleccionaron las mejores 22 capas según el tipo de roca. En este caso no se tuvo en cuenta las capas con roca tipo 1 ya que éste tiene características más pobres respecto a porosidad y permeabilidad, es decir, mayor restricción al flujo. El pozo productor está representado en el modelo de simulación con el nombre “PROD”.

Figura 50. Trayectoria y cañoneos del pozo PROD.



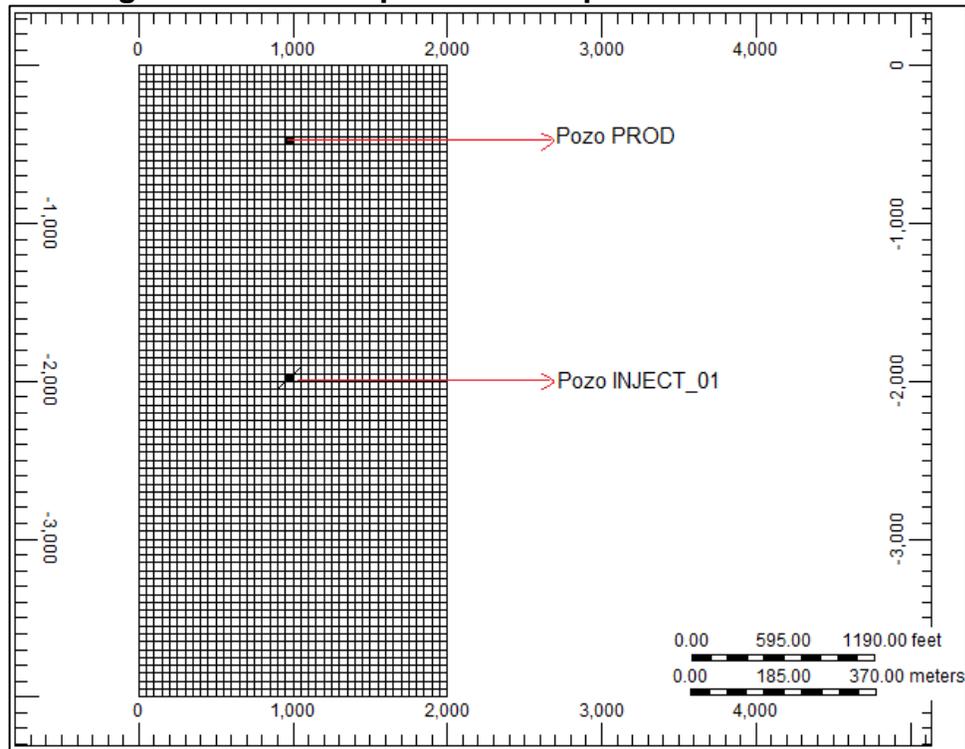
➤ **Pozo inyector.** Inicia con la inyección el 1 de junio de 2017, su radio es 0,33 Pies, el cual fue ubicado en la celda 20,40 coordenadas x,y respectivamente, con una trayectoria vertical. El pozo inyector se encuentra cañoneado en 22 de las 32 capas del área piloto con un factor de conexión de 1, es decir la celda en su totalidad permite flujo (Figura 51). Se realizaron los cañoneos del pozo inyector en las mismas capas del pozo productor para una mayor conexión entre estos. El pozo inyector está representado en el modelo de simulación con el nombre “INJECT_01”.

Figura 51. Trayectoria y cañoneos del pozo INJECT_01



En la Figura 52 se observa una vista de planta de los pozos en el modelo de simulación en donde se observa la ubicación, el tipo de arreglo y la distancia que hay entre estos dos.

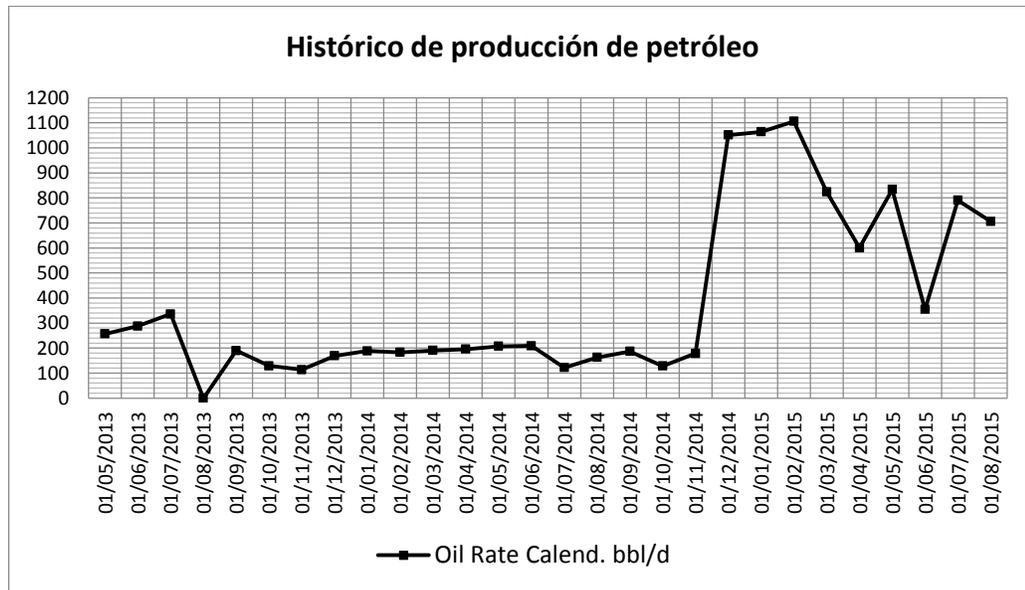
Figura 52. Vista de planta de los pozos en el modelo.



3.6.3.7 Datos históricos de producción.

➤ **Pozo productor.** Los datos históricos de producción del pozo “PROD” fueron suministrados por Ecopetrol S.A., estos datos empiezan a partir del 1 de mayo del 2013 hasta el 1 de marzo del 2016, el pozo “PROD” tiene una producción máxima de petróleo de 1106,21 Bpd y mínima de 113,59 Bpd como se observa en el Gráfico 15. Por otra parte presenta una producción de agua máxima de 122,1 Bpd y mínima de 4,44 Bpd como se muestra en el Gráfico 15.

Gráfico 15. Histórico de producción de petróleo



Fuente: Ecopetrol S.A.

➤ **Pozo inyector.** El pozo inyector “INJECT_01” no tiene datos históricos de producción ya que su fecha de inicio es el 1 de junio del 2017.

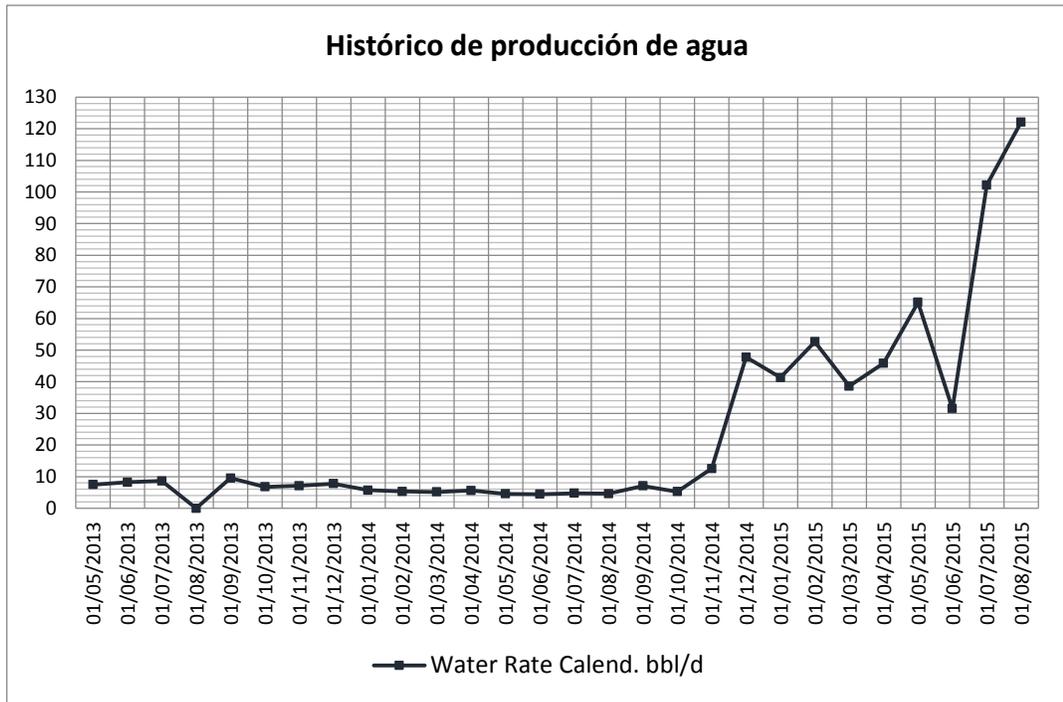
3.6.3.8 Datos históricos de presión. Según la información suministrada por Ecopetrol S.A., se cuentan con dos datos históricos de presión del área piloto, el primero el cual fue tomado el 1 de abril del 2012 y el segundo con un valor de 1460 PSI el cual fue tomado el 1 de octubre del 2016 como se observa en la Tabla 18 y en el Gráfico 17.

Tabla 18. Datos históricos de presión

Fecha	Valor
Presión 1 01/04/2012	3257 PSI
Presión 2 01/10/2016	1400 PSI

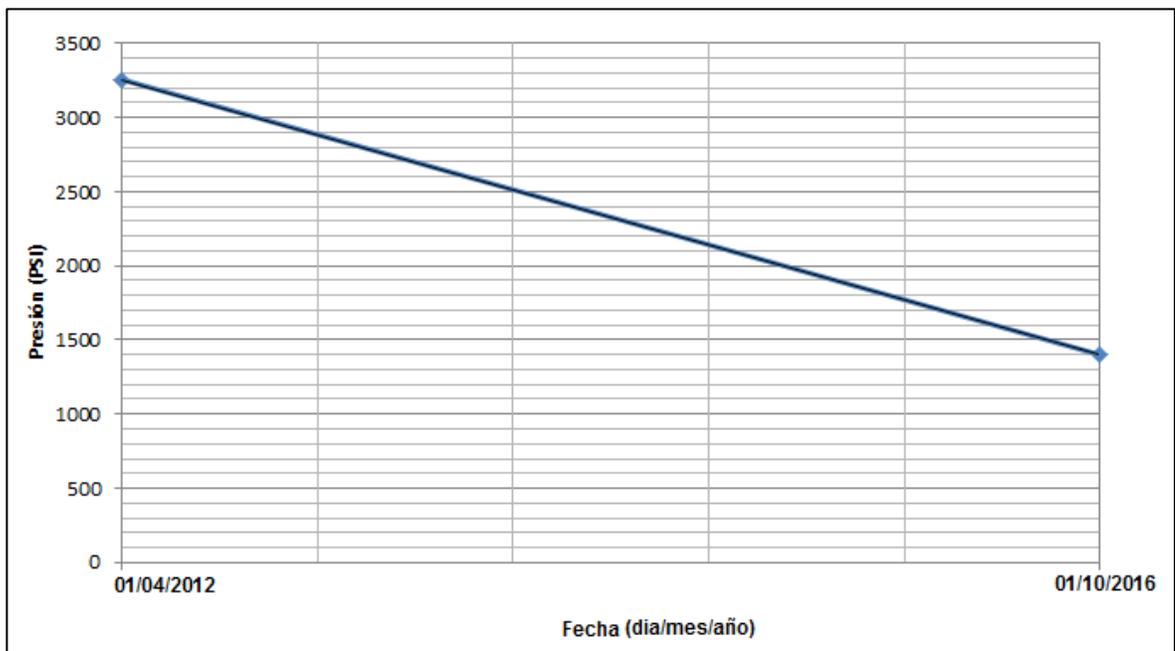
Fuente: Ecopetrol S.A.

Gráfico 16. Histórico de producción de agua



Fuente: Ecopetrol S.A.

Gráfico 17. Datos Históricos de presión



Fuente: Ecopetrol S.A.

3.6.3.9 Mecanismo de producción. El área piloto se encuentra en etapa primaria, con un mecanismo de producción correspondiente a un empuje combinado, el cual está conformado principalmente por un mecanismo de empuje por gas en solución y en menor proporción por empuje hidráulico debido a la presencia de un acuífero débil. Actualmente la etapa primaria de producción se encuentra en declive, razón por la cual el área piloto se encuentra en proyección para aplicar un método de recobro mejorado.

4. COTEJO HISTORICO DEL MODELO DE SIMULACIÓN POR MEDIO DEL SOFTWARE CMG

En esta etapa se ajustan diferentes variables hasta lograr una representación lo más cercana al comportamiento pasado del yacimiento. Los datos de producción (petróleo, agua) y presión del modelo debe quedar lo más cerca posible a los valores históricos.

La producción y las presiones históricas se ajustan en la forma más estrecha posible. La precisión del ajuste histórico depende de la calidad del modelo de yacimiento y de la calidad y cantidad de datos con los que se cuente. Una vez que el modelo ha sido ajustado históricamente, puede ser utilizado para simular el comportamiento futuro del yacimiento con un grado mayor de confianza⁵².

De acuerdo a la información proporcionada por Ecopetrol S.A., el ajuste histórico de este modelo de simulación se realizó hasta octubre del 2016.

La malla de simulación creada inicialmente representaba el volumen poroso entre el pozo inyector y el pozo productor con un tamaño para cada celda 25Ft x 25Ft en coordenadas X,Y respectivamente, posteriormente se duplico el tamaño de las celdas a 50Ft x 50Ft en coordenadas X,Y respectivamente, lo cual fue conveniente, puesto que lograba representar como los efectos de frontera del resto del yacimiento afectaban el modelo.

Se debe realizar el ajuste histórico de la producción de agua, ya que La tasa de control usada en el modelo de simulación es la producción de petróleo. En el Gráfico 18 se observan el comportamiento de la producción de agua en el modelo de simulación antes del ajuste histórico, con respecto al histórico de producción de agua, evidenciando la diferencia que hay entre estas.

En el Gráfico 19 y la Tabla 19 se muestra la presión del modelo de simulación, el cual tiene una presión superior en los dos puntos de referencia a ajustar, por lo tanto deben realizarse los cambios necesarios para representar la presión lo más cercanos posibles a los valores históricos.

Para ajustar la presión, es necesario hacer uso de pozos virtuales, los cuales representan la parte restante del yacimiento y son una herramienta útil para disminuir la presión. Para realizar el debido ajuste de la producción de agua, es imprescindible incluir en el modelo de simulación un acuífero como fuente de energía externa, para aumentar la producción de agua en el modelo y así se asemeje más al histórico de producción.

⁵² Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 26 de febrero de 2017]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/h/history_matching.aspx>

Gráfico 18. Producción de agua modelo antes de simulación vs histórico de producción de agua con CMG

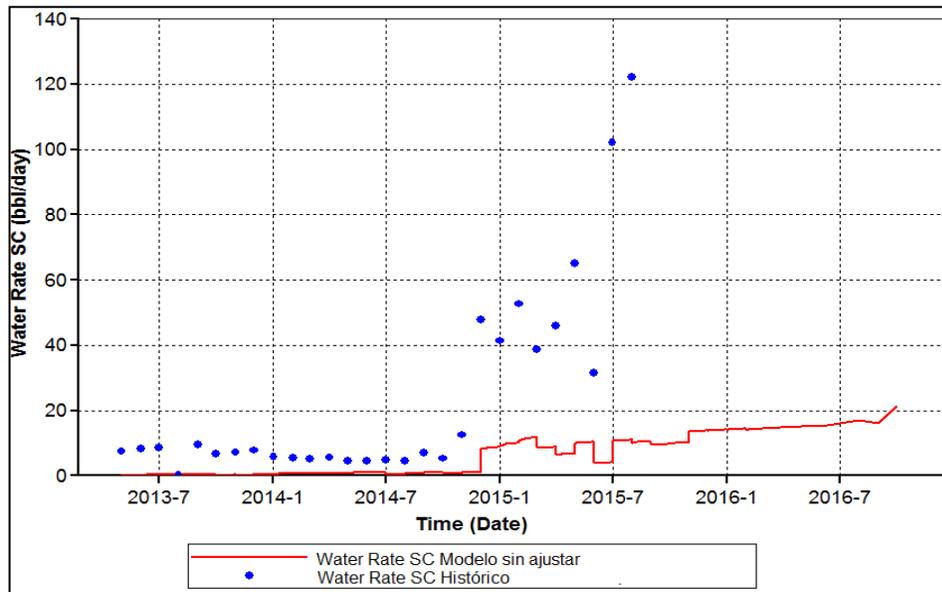


Gráfico 19. Presión del modelo de simulación antes del ajuste histórico con CMG

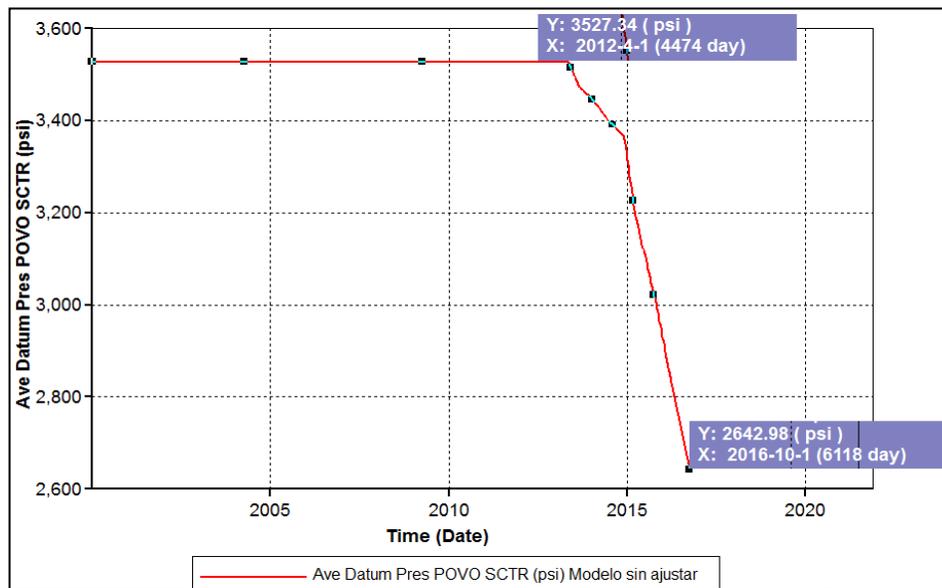


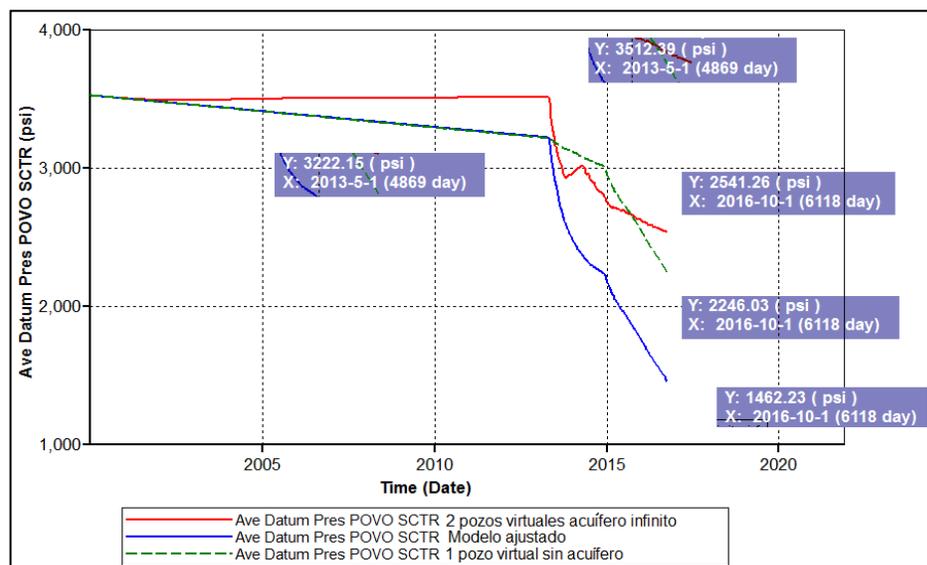
Tabla 19. Presión modelo de simulación antes del ajuste histórico

Ajuste histórico	Histórico	Modelo de simulación
Presión 1 01/04/2012	3257 PSI	3527 PSI
Presión 2 01/10/2016	1400 PSI	2643 PSI

Inicialmente en el modelo de simulación se incluyó el pozo virtual 1 con fecha de inicio del 1 de enero del 2000 ubicado en la celda 20,70 en coordenadas X,Y respectivamente (Anexo A), controlado por una tasa de producción de líquido de 45 Bpd, la presión disminuye de manera satisfactoria hasta el 1 de mayo de 2013, fecha de inicio del pozo “PROD”, sin embargo después de esta fecha no logra descender al valor necesario (Línea Azul Gráfico 20), en este caso la producción de agua es aceptable (Línea Roja Gráfico 21). En esta ocasión no se tuvo en cuenta un acuífero, ya que este es una fuente de energía externa y por lo tanto aumentaría la presión.

Continuando con el ajuste histórico, se incluyó el pozo virtual 2 con fecha de inicio del 1 de mayo 2013 ubicado en la celda 1,70 en coordenadas X,Y respectivamente (**Anexo A**), controlado por una presión en fondo de 2000 PSI, se decidió la inclusión de un acuífero infinito para ayudar a mantener la presión, ya que con 2 pozos virtuales produciendo, caería muy rápido la presión. No obstante, el acuífero aporta mucha energía, y la presión no baja al valor buscado (Línea Verde Gráfico 20). Asimismo, como se tiene un acuífero infinito aumenta la producción de agua excesivamente (Gráfico 22).

Gráfico 20. Presión en diferentes escenarios.



Para finalizar el ajuste histórico, se determinó que la variable a modificar era el tipo de acuífero, manteniendo el pozo virtual 1 y el pozo virtual 2 con sus respectivas variables de control. El acuífero paso a ser de tipo finito con una relación de 9 veces mayor que el área piloto, ubicado en la celda 40,29 coordenadas x,y respectivamente y en la capa 1. Llegando así a obtener los valores de presión (Línea Roja Gráfico 20) y producción de agua (Línea Azul Gráfico 21) aceptables para el modelo de simulación.

Gráfico 21. Producción de agua diferentes escenarios.

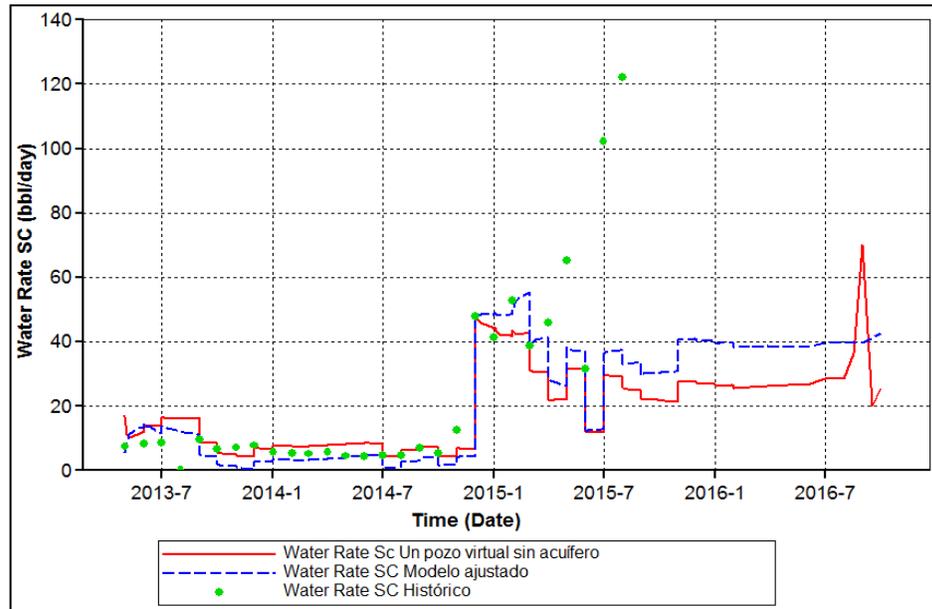
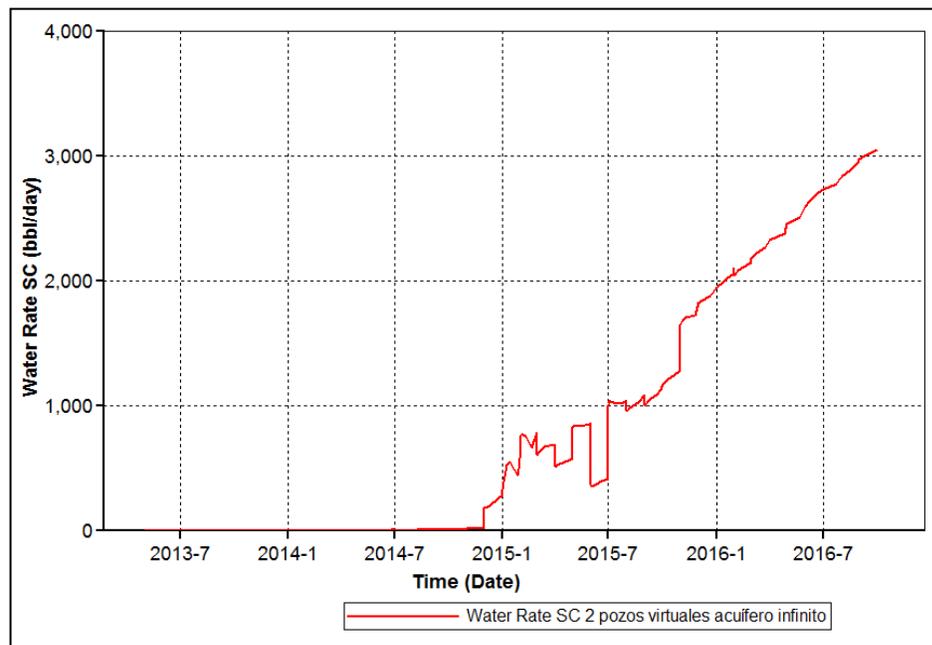


Gráfico 22. Producción de agua 2 pozos virtuales y acuífero infinito.



5. SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN CONTINUA SOLVENTE – POLIMERO MEDIANTE EL SOFTWARE CMG

En este capítulo, se presenta el desarrollo de la simulación para el proceso de inyección continua solvente-polímero, iniciando con la descripción de los componentes del solvente a usar con sus respectivas fracciones molares, y la concentración y viscosidad del polímero seleccionado con sus principales características. Luego, se expone el caso base y los diferentes escenarios propuestos para este proyecto.

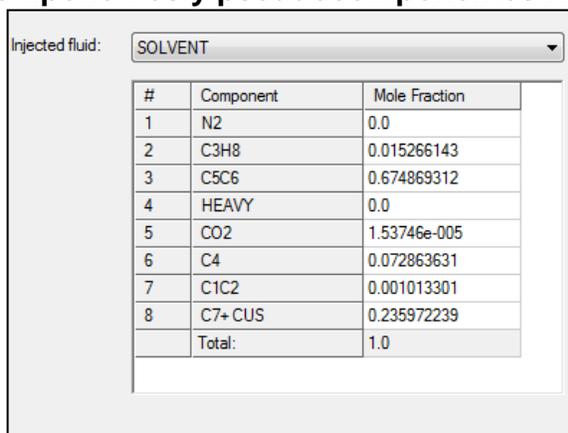
5.1 SOLVENTE INYECTADO

Un solvente es un fluido miscible parcialmente con el petróleo, al realizar la inyección de este, se busca disminuir principalmente la viscosidad y la tensión interfacial el cambio de estos depende de la composición y la relación de fracciones molares de la mezcla.

El solvente inyectado para esta simulación es un GLP el cual se asume miscibilidad con el petróleo de este Campo, en Anexo B se muestran las condiciones de laboratorio en las cuales fueron realizadas las pruebas donde se determinaron los diferentes componentes y sus respectivas fracciones molares, además de las fracciones pesadas y sus propiedades.

En el momento de incluir los componentes, estos se deben simplificar para que el modelo no presente problemas de convergencia al realizar la simulación. En este caso se utilizaron 7 componentes, en los cuales están incluidos algunos puros y otros fueron reagrupados para formar así pseudocomponentes como se muestra en la Figura 53.

Figura 53. Componentes y pseudocomponentes finales del GLP



#	Component	Mole Fraction
1	N2	0.0
2	C3H8	0.015266143
3	C5C6	0.674869312
4	HEAVY	0.0
5	CO2	1.53746e-005
6	C4	0.072863631
7	C1C2	0.001013301
8	C7+ CUS	0.235972239
	Total:	1.0

5.2 SOLUCIÓN POLIMÉRICA INYECTADA

La adición de un polímero al agua de inyección se realiza con el fin de aumentar la viscosidad del agua, al cambiar esta propiedad, como resultado se mejora la razón de movilidad agua-petróleo y se logra un barrido más completo comparado con la inyección de agua convencional.

El Fluido inyectado contiene una poliacrilamida de alto peso molecular, tiene una concentración de 2000 ppm y cuenta con una viscosidad de 25 CP. Estos valores son datos reales los cuales se usaron en un pozo piloto de inyección de polímero en un Campo de Ecopetrol S.A., en la Tabla 20 se muestran las principales propiedades físicas y químicas de este.

Tabla 20. Propiedades del polímero

Principales propiedades del polímero	
Aspecto	Sólido granular, blanco
Olor	Ninguno
pH	5 – 9 @ 5 g/L
Peso Molecular	8×10^6 Da
Densidad relativa	0.9
Solubilidad	Soluble en agua
Temperatura de descomposición	>150 °C
Viscosidad	25 CP

Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por los autores [Citado 12 marzo de 2017]

Para crear la solución polimérica en el simulador GEM, no es posible realizarlo usando la herramienta Builder, debe ser a través del archivo texto usando “Key words” (Figura 54) los cuales se introducen en la sección de los componentes del fluido que hacen parte del modelo; para definir características del polímero (peso molecular (Da.), viscosidad a condiciones de yacimiento (cp.) y fracción molar (Ecuación 40) y del agua (viscosidad a condiciones del yacimiento (cp.)).

Figura 54. “Key words” para crear el polímero

```

-1.2230100E+00  1.7973300E-01  6.6458000E-05  2.5099800E-07
-1.2474610E-10  1.8935090E-14
0.0000000E+00  -1.4631650E-02  3.9919450E-04  -5.6319130E-08
0.0000000E+00  0.0000000E+00

**DENWS 63.046
**CW 3.E-06
**REFPW 3600

** Se define que el modelo tiene un componente acuoso
**NC-AQUEOUS 1

** Se define el nombre del componente acuoso
**COMPNAME-AQUEOUS
'POLYMER'

** 'POLYMER' Es el nombre del componente polimérico que se encuentra en fase acuosa
**COMPNAME-POLYMER
'POLYMER'

** Se define el peso molecular del polímero
**MW-AQUEOUS
8000000.

** Se usa el modelo de viscosidad de la fase acuosa por defecto
**AQUEOUS-VISCOSITY *POLYMER

** Se especifican los parametros para la viscosidad de la fase acuosa
**AVISC-AQUEOUS 25
**BVISC-AQUEOUS 0.0

** Se especifican los parametros para la viscosidad del agua del componente
**AVISC-H2O 0.34
**BVISC-H2O 0.

** Parametros de la regla de mezcla para la viscosidad de la fase acuosa
** componente xlow(Fraccion Molar minima) xhigh(Fraccion Molar Maxima)
**VSMIXENDP 'POLYMER' 0 8.19808e-09
** Parametros para generar factores de ponderación frente a la fracción molar en fase acuosa
**VSMIXFUNC 'POLYMER' 0 0.16243 0.32486 0.487104 0.541771 0.596487 0.677189 0.757892 0.838595 0.919297 1

**DERIVATIVEMETHOD *NUMERALL

** ----- ROCK FLUID -----

```

Ecuación 40. Fracción molar

$$X_m = \frac{n_{soluta}}{n_{solucion}}$$

Dónde:

X_m es la fracción molar del polímero

n_{soluta} es el número de moles del polímero

$n_{solucion}$ es la suma de las moles de polímero y agua

Luego de tener la solución polimérica definida como un componente que parte del modelo de simulación, es necesario especificar que no está el yacimiento, esto se realiza en la sección de condiciones iniciales valor de concentración en Molalidad, por lo tanto su valor es (0) (

Figura 55).

Figura 55. Concentración inicial del polímero en el modelo

```
ZGLOBALC 'C3H8' KVAR
0.003331206 0.003449926 0.003605746 0.003650266 0.003724466 0.003746726
0.003776406 0.003828346 0.003850606 0.003909966 0.003984166 0.004039816
0.004095466 0.004188216 0.004280966 0.004373716 0.004466466 0.004559216
0.004651966 0.004770686 0.004874566 0.004933926 0.005060066 0.005115716
0.005171366 0.005282666 0.005386546 0.005505266 0.005616566 0.005713026
0.005802066 0.005905946
ZGLOBALC 'C1C2' KVAR
0.01703217 0.01702333 0.01701174 0.01700842 0.0170029 0.01700125 0.01699904
0.01699517 0.01699352 0.0169891 0.01698358 0.01697944 0.01697529 0.01696839
0.01696149 0.01695459 0.01694769 0.01694079 0.01693388 0.01692505
0.01691732 0.0169129 0.01690352 0.01689937 0.01689523 0.01688695 0.01687922
0.01687039 0.0168621 0.01685493 0.0168483 0.01684057

** Concentración inicial del polimero en el modelo
*MOLALITY-AQUEOUS 0.0

NUMERICAL
RUN
DATE 2000 1 1
```

Para el momento de la inyección de la solución polimérica, se debe buscar la fecha en la que se quiere comenzar, luego definir el pozo inyector y finalmente se adicionan las concentraciones en Molalidad (Ecuación 411) de los componentes a inyectar. En este caso tenemos ocho (8) componentes además del polímero, por lo tanto las primeras ocho (8) concentraciones tienen un valor de cero (0) (Figura 56).

Figura 56. Fecha inicio de inyección del polímero.

```
DATE 2018 2 1.00000
DATE 2018 3 1.00000
DATE 2018 4 1.00000
DATE 2018 5 1.00000
DATE 2018 6 1.00000
DATE 2018 7 1.00000

** se busca la fecha en la cual inicia la inyección de polímero
DATE 2018 7 15.00000
INJECTOR 'INJECT_01'
INCOMP AQUEOUS 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 2.5e-007
OPERATE MAX STW 7000.0 CONT

DATE 2018 8 1.00000
DATE 2018 8 26.00000
DATE 2018 9 1.00000
DATE 2018 10 1.00000
DATE 2018 11 1.00000
DATE 2018 12 1.00000
```

Ecuación 41. Molalidad

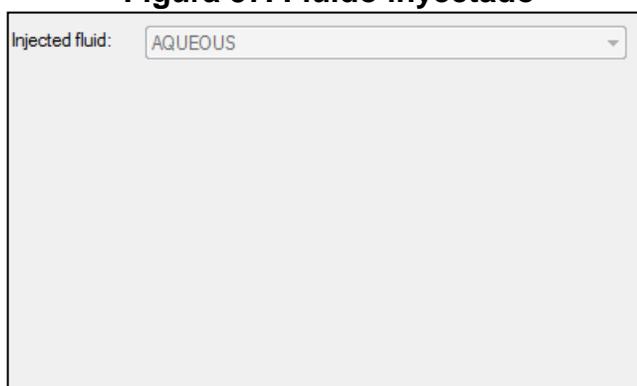
$$m = \frac{n_{\text{solute}}}{kg_{\text{solvente}}}$$

n_{soluto} es el número de moles del polímero

$kg_{solvente}$ es el peso de las moles de agua

Para verificar que el procedimiento se realizó correctamente, se abre el archivo de texto en la herramienta Builder. En el módulo de pozos y eventos se busca la sección en donde se observa el fluido inyectado y debe aparecer que es un fluido acuoso (Aqueous) (Figura 57).

Figura 57. Fluido inyectado



5.3 ESCENARIOS PROPUESTOS

Teniendo el modelo de simulación del área piloto ajustado a las condiciones históricas, se realiza el proceso de inyección de un volumen total de 21'390.194 Bbls el cual es menor al volumen poroso total del modelo, dado que para este proceso se tuvo en cuenta el volumen poroso que hay entre el pozo inyector y el pozo productor.

5.3.1 Escenario base. En este escenario se supone que el pozo continuó produciendo bajo las condiciones operativas actuales, es decir sin realizar la inyección continua solvente – polímero.

A continuación se presentan los primeros tres escenarios en los cuales se inyecta solo agua a partir del 1 de junio de 2017 hasta el 1 de octubre de 2029 fecha que finaliza la simulación, variando la tasa de inyección (10000 BPD, 7000 BPD, 5000 BPD). La idea de simular la inyección de agua es poder comparar el recobro secundario con la tecnología de inyección continua solvente – polímero. Actualmente en el Campo Chichimene se está realizando un piloto de inyección de agua.

5.3.2 Escenario #1 (agua @5000 BPD). Para este escenario se inyecta agua durante todo el tiempo de simulación, es decir del 1 de junio de 2017 hasta el 1 de octubre de 2029, a una tasa de inyección de 5000 BPD.

5.3.3 Escenario #2 (agua @7000 BPD). Para este escenario se inyecta agua durante todo el tiempo de simulación, es decir del 1 de junio de 2017 hasta el 1 de octubre de 2029, a una tasa de inyección de 7000 BPD.

5.3.4 Escenario #3 (agua @10000 BPD). Para este escenario se inyecta agua durante todo el tiempo de simulación, es decir del 1 de junio de 2017 hasta el 1 de octubre de 2029, a una tasa de inyección de 10000 BPD.

En los siguientes escenarios (escenario #4, escenario #5, escenario #6, escenario #7, escenario #8, escenario #9, escenario #10, escenario #11, escenario #12), el proceso de inyección inicia el 1 de junio 2017 y finaliza el 1 de octubre de 2029 de igual manera que la simulación. Estos escenarios se desarrollan con porcentajes determinados para solvente, polímero y agua, variando dos parámetros que afectan el desempeño del proceso, estos parámetros son:

- Volumen poroso a inyectar de solvente (5%,3%,1%)
- Tasa de inyección (10000 BPD, 7000 BPD, 5000 BPD)

5.3.5 Escenario #4 (Solvente 1%, Polímero 40% @5000 BPD). Para este escenario se inyectó de solvente el 1% del volumen poroso durante 1 mes y 13 días (13 de julio de 2017) seguido de 40 % de solución polimérica durante 57 meses y 1 día (14 de abril de 2021), finalizando con la inyección continua de agua hasta el 1 de octubre de 2029, fecha que finaliza la simulación, con el objetivo de completar un 100% aproximadamente del volumen poroso, cada uno con una tasa de inyección de 5000 BPD.

5.3.6 Escenario #5 (Solvente 1%, Polímero 40% @7000 BPD). Para este escenario se inyectó de solvente el 1% del volumen poroso durante 1 mes (1 de julio de 2017) seguido de 40 % de solución polimérica durante 40 meses y 22 días (22 de noviembre de 2020), finalizando con la inyección continua de agua hasta el 1 de octubre de 2029, fecha que finaliza la simulación, con el objetivo de completar un 100% aproximadamente del volumen poroso, cada uno con una tasa de inyección de 7000 BPD.

5.3.7 Escenario #6 (Solvente 1%, Polímero 40% @10000 BPD). Para este escenario se inyectó de solvente el 1% del volumen poroso durante 21 días (21 de junio del 2017) seguido de 40 % de solución polimérica durante 58 meses y 15 días (5 de noviembre de 2019), finalizando con la inyección continua de agua hasta el 1 de octubre de 2029, fecha que finaliza la simulación, con el objetivo de completar un 100% aproximadamente del volumen poroso, cada uno con una tasa de inyección de 10000 BPD.

5.3.8 Escenario #7 (Solvente 3%, Polímero 40% @5000 BPD). Para este escenario se inyectó de solvente el 3% del volumen poroso durante 4 meses y 8 días (8 de octubre de 2017) seguido de 40 % de solución polimérica durante 57 meses y 1 día (9 de julio de 2022), finalizando con la inyección continua de agua hasta el 1 de octubre de 2029, fecha que finaliza la simulación, con el objetivo de completar un 100% aproximadamente del volumen poroso, cada uno con una tasa de inyección de 5000 BPD.

5.3.9 Escenario #8 (Solvente 3%, Polímero 40% @7000 BPD). Para este escenario se inyectó de solvente el 3% del volumen poroso durante 3 meses y 3 días (3 septiembre de 2017) seguido de 40 % de solución polimérica durante 40 meses y 22 días (25 de enero de 2021), finalizando con la inyección continua de agua hasta el 1 de octubre de 2029, fecha que finaliza la simulación, con el objetivo de completar un 100% aproximadamente del volumen poroso, cada uno con una tasa de inyección de 7000 BPD.

5.3.10 Escenario #9 (Solvente 3%, Polímero 40% @10000 BPD). Para este escenario se inyectó de solvente el 3% del volumen poroso durante 2 meses y 4 días (4 de agosto de 2017) seguido de 40 % de solución polimérica durante 58 meses y 15 días (19 de diciembre del 2019), finalizando con la inyección continua de agua hasta el 1 de octubre de 2029, fecha que finaliza la simulación, con el objetivo de completar un 100% aproximadamente del volumen poroso, cada uno con una tasa de inyección de 5000 BPD.

5.3.11 Escenario #10 (Solvente 5%, Polímero 40% @5000 BPD). Para este escenario se inyectó de solvente el 5% del volumen poroso durante 7 meses y 4 días (4 de enero de 2017) seguido de 40 % de solución polimérica durante 57 meses y 1 día (5 octubre de 2022), finalizando con la inyección continua de agua hasta el 1 de octubre de 2029, fecha que finaliza la simulación, con el objetivo de completar un 100% aproximadamente del volumen poroso, cada uno con una tasa de inyección de 5000 BPD.

5.3.12 Escenario #11 (Solvente 5%, Polímero 40% @7000 BPD). Para este escenario se inyectó de solvente el 5% del volumen poroso durante 5 meses y 3 días (3 de noviembre de 2017) seguido de 40 % de solución polimérica durante 40 meses y 22 días (25 de marzo de 2021), finalizando con la inyección continua de agua hasta el 1 de octubre de 2029, fecha que finaliza la simulación, con el objetivo de completar un 100% aproximadamente del volumen poroso, cada uno con una tasa de inyección de 7000 BPD.

5.3.13 Escenario #12 (Solvente 5%, Polímero 40% @10000 BPD). Para este escenario se inyectó de solvente el 5% del volumen poroso durante 3 meses y 17 días (17 de septiembre de 2017) seguido de 40 % de solución polimérica durante 58 meses y 15 días (2 de febrero de 2020), finalizando con la inyección continua de agua hasta el 1 de octubre del 2029, fecha que finaliza la simulación, con el objetivo de completar un 100% aproximadamente del volumen poroso, cada uno con una tasa de inyección de 10000 BPD.

Los dos escenarios siguientes (escenario #13, escenario#14), se realizaron luego de la primera parte del estudio financiero, son una variación que se decidió realizar con respecto al escenario #9, el cual fue el más atractivo financieramente, se cambió el volumen de solución polimérica a inyectar (30%,50%), para analizar cómo esta variación afecta el proceso, para estos escenarios la tasa de inyección es 10000 BPD.

5.3.14 Escenario #13 (Solvente 3%, Polímero 30% @10000 BPD). Para este escenario se inyectó de solvente el 3% del volumen poroso durante 2 meses y 4 días (4 de agosto de 2017) seguido de 30 % de solución polimérica durante 21 meses y 9 días (13 de mayo de 2019), finalizando con la inyección continua de agua hasta el 1 de octubre del 2029, fecha que finaliza la simulación, con el objetivo de completar un 100% aproximadamente del volumen poroso, cada uno con una tasa de inyección de 10000 BPD.

5.3.15 Escenario #14 (Solvente 3%, Polímero 50% @10000 BPD). Para este escenario se inyectó de solvente el 3% del volumen poroso durante 2 meses y 4 días (4 de agosto de 2017) seguido de 50 % de solución polimérica durante 35 meses y 18 días (22 de julio de 2020), finalizando con la inyección continua de agua hasta el 1 de octubre del 2029, fecha que finaliza la simulación, con el objetivo de completar un 100% aproximadamente del volumen poroso, cada uno con una tasa de inyección de 10000 BPD.

En la Tabla 21 se muestra la variación de los parámetros para los diferentes escenarios descritos anteriormente, con su respectivo valor del porcentaje y volumen inyectado para cada fluido.

Tabla 21. Porcentaje y Volumen inyectado para cada fluido

Escenarios	% del volumen poroso inyectado de solvente	Volumen de Solvente (Bbls)	Tiempo inyección solvente (meses)	% del volumen poroso inyectado de solución polimérica	Volumen solución polimérica (Bbls)	Tiempo inyección de solución polimérica (meses)	Tasa de inyección (BPD)
Escenario Base	0	0	0	0	0	0	0
Escenario #1	0	0	0	0	0	0	5000
Escenario #2	0	0	0	0	0	0	7000
Escenario #3	0	0	0	0	0	0	10000
Escenario #4	1	213902	1,42	40	8556078	57,04	5000
Escenario #5	1	213902	1,18	40	8556078	40,74	7000
Escenario #6	1	213902	0,71	40	8556078	28,52	10000
Escenario #7	3	641706	4,27	40	8556078	57,04	5000
Escenario #8	3	641706	3,05	40	8556078	40,74	7000
Escenario #9	3	641706	2,13	40	8556078	28,52	10000
Escenario #10	5	1069510	7,3	40	8556078	57,04	5000
Escenario #11	5	1069510	5,09	40	8556078	40,74	7000
Escenario #12	5	1069510	3,56	40	8556078	28,52	10000
Escenario #13	3	641706	3,56	30	6417058	21.3	10000
Escenario #14	3	641706	3,56	50	10695097	35.6	10000

6. SELECCIÓN DE LOS VOLÚMENES POROSOS A INYECTAR DE SOLVENTE Y POLÍMERO, Y SU TASA DE INYECCIÓN MEDIANTE EL ANALISIS DE LOS RESULTADOS

Luego de realizar la simulación de la inyección continua solvente - polímero, se muestran los resultados obtenidos para el escenario base y los diferentes escenarios propuestos, buscando demostrar que cuando se inyecta simultáneamente solvente – polímero se puede lograr el incremento del factor de recobro, debido a que se mezclan dos fenómenos benéficos, tales como, la disolución del solvente a condiciones de yacimiento disminuyendo la viscosidad del petróleo y el desplazamiento mecánico “Tipo Pistón” por parte del polímero llegando a concluir cual es el escenario que muestra el mayor aumento en el factor de recobro y por lo tanto producción de petróleo.

6.1 PRESENTACION DE RESULTADOS

A continuación se presentan dos gráficos para cada escenario, incluyendo el escenario base, donde la primera contiene las tasas de producción de agua, petróleo y gas, y la segunda la producción acumulada de agua, petróleo y gas.

El factor de recobro es el porcentaje del volumen de petróleo original en sitio que puede ser extraído mediante el mecanismo de producción que se está aplicando en el campo, el factor de recobro es calculado con la ecuación 42. Para cada escenario propuesto se expresará el factor de recobro.

Ecuación 42. Factor de recobro

$$FR = \frac{N_p}{N}$$

Dónde:

N_p es el volumen acumulado de petróleo producido

N es el volumen original de petróleo

6.1.1 Escenario Base. El Gráfico 23 muestra la tasa de producción de agua (BPD), petróleo (BPD) y gas (Ft³/día) respectivamente, el Gráfico 24 muestra la producción acumulada de agua (Bbls), petróleo (Bbls) y gas (Ft³), el factor de recobro calculado con la ecuación 5 es 1,01%.

Gráfico 23. Tasa de producción de agua, petróleo y gas del escenario base

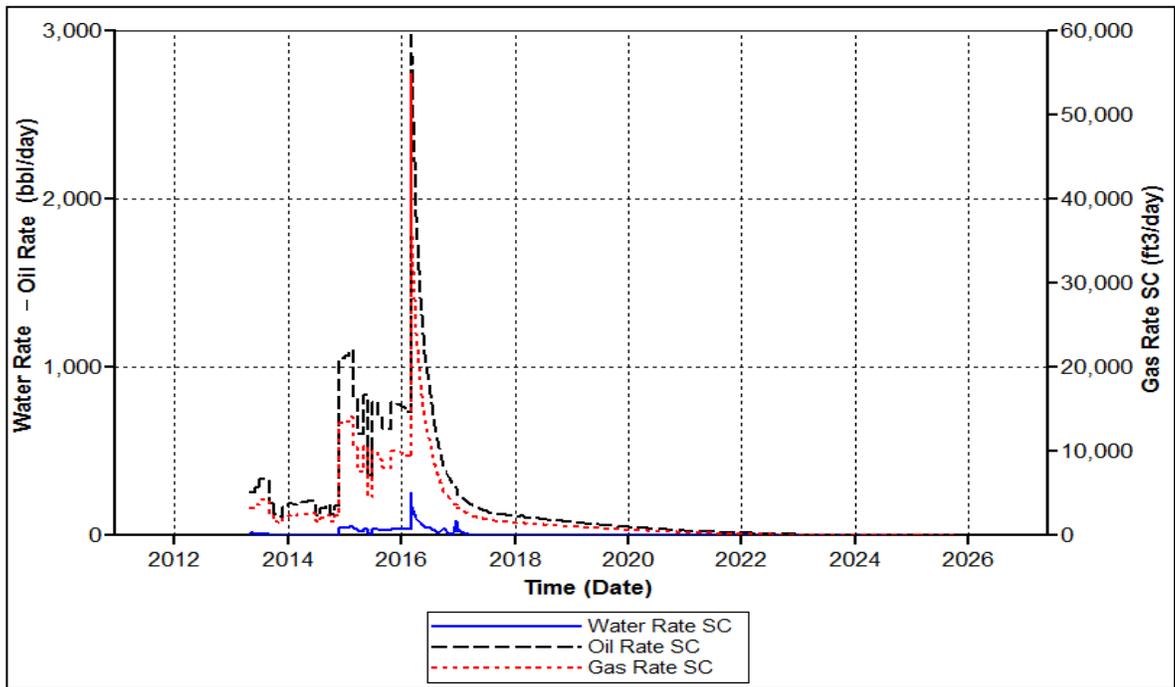
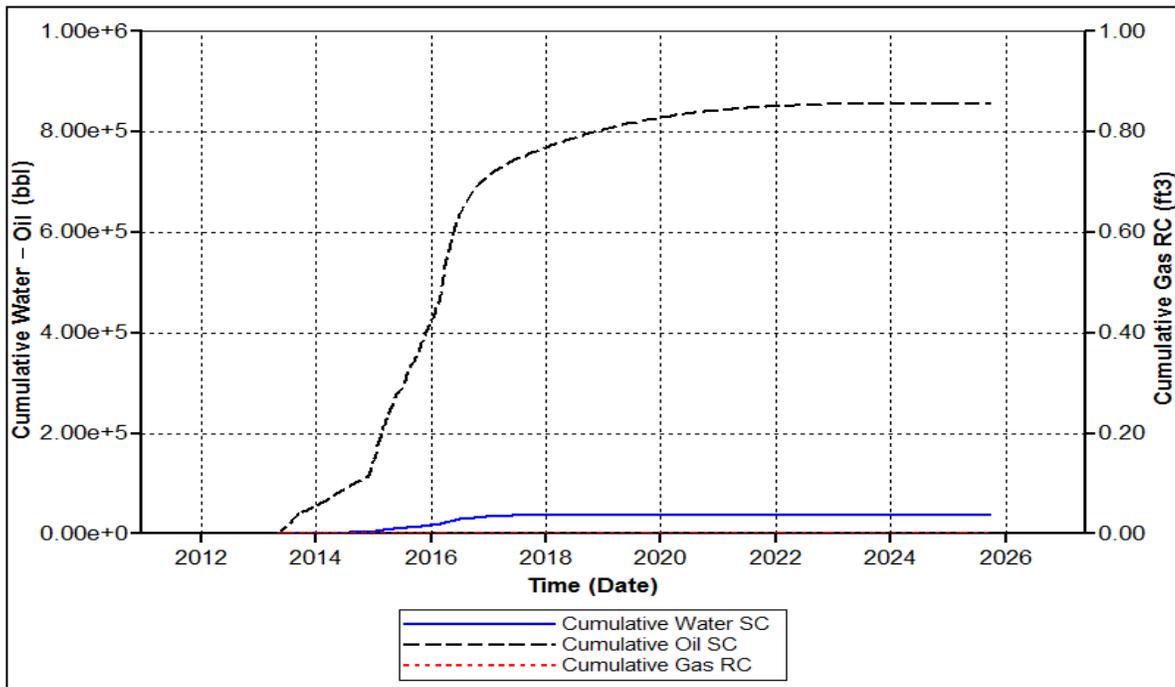


Gráfico 24. Producción acumulada de agua, petróleo y gas del escenario base



6.1.2 Escenario #1 (agua @5000 BPD). El Gráfico 25 muestra la tasa de producción de agua (BPD), petróleo (BPD) y gas (Ft3/día) respectivamente, el Gráfico 26 muestra la producción acumulada de agua (Bbls), petróleo (Bbls) y gas (Ft3). El factor de recobro calculado con la ecuación 5 es 5.45%. Se inyectó solo agua a una tasa de 5000 BPD desde el 1 de Junio del 2017.

Gráfico 25. Tasa de producción de agua, petróleo y gas, escenario #1.

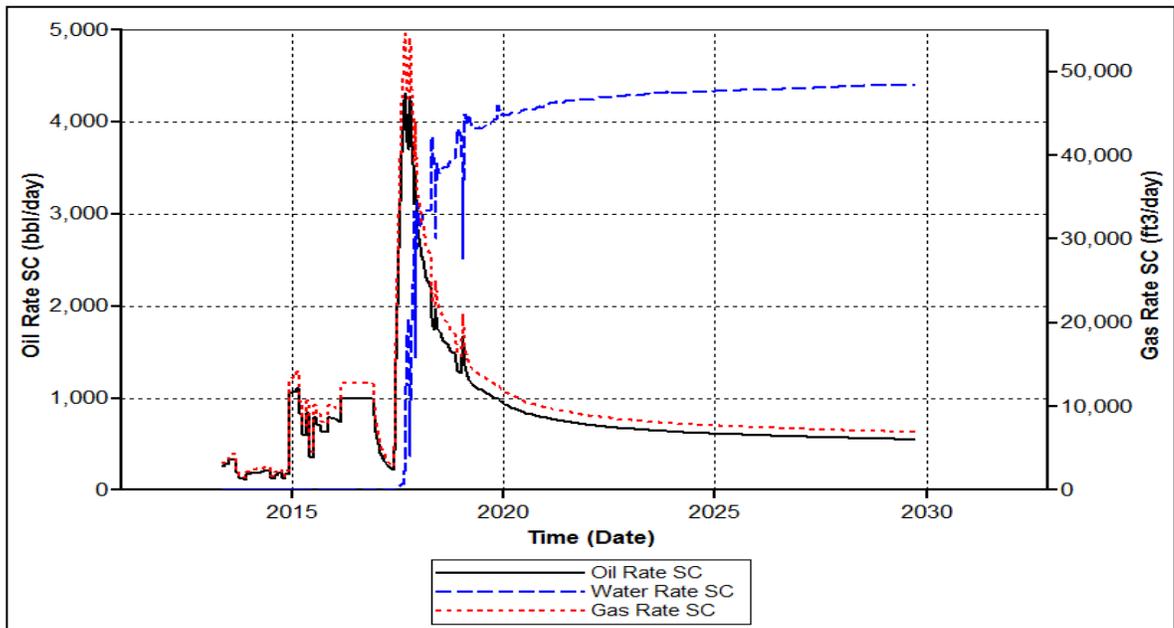
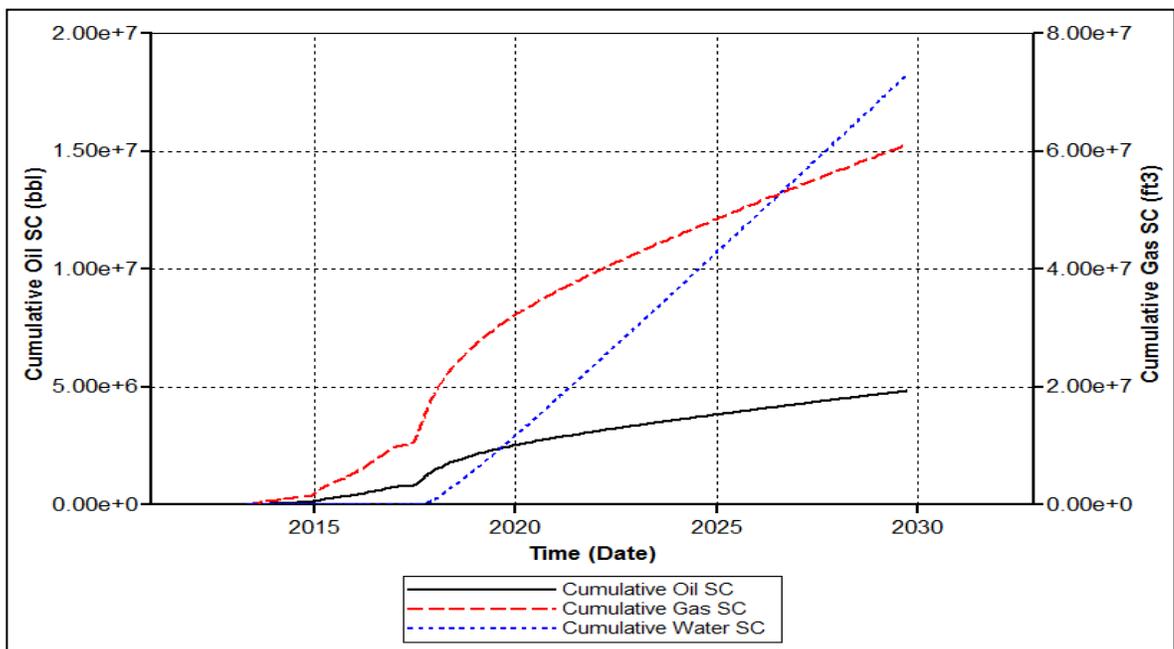


Gráfico 26. Producción acumulada de agua, petróleo y gas, escenario #1



6.1.3 Escenario #2 (agua @7000 BPD). El Gráfico 27 muestra la tasa de producción de agua (BPD), petróleo (BPD) y gas (Ft³/día) respectivamente, el gráfico 28 muestra la producción acumulada de agua (Bbls), petróleo (Bbls) y gas (Ft³). El factor de recobro calculado con la ecuación 5 es 6.46%. Se inyectó solo agua a una tasa de 7000 BPD desde el 1 de Junio del 2017.

Gráfico 27. Tasa de producción de agua, petróleo y gas del escenario #2 (agua @7000)

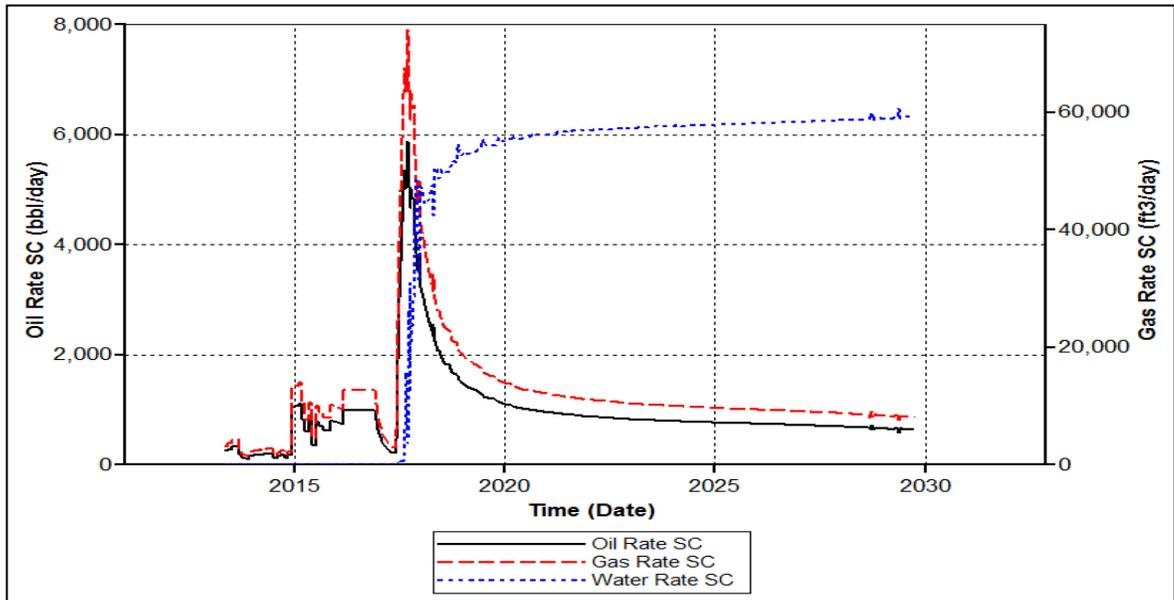
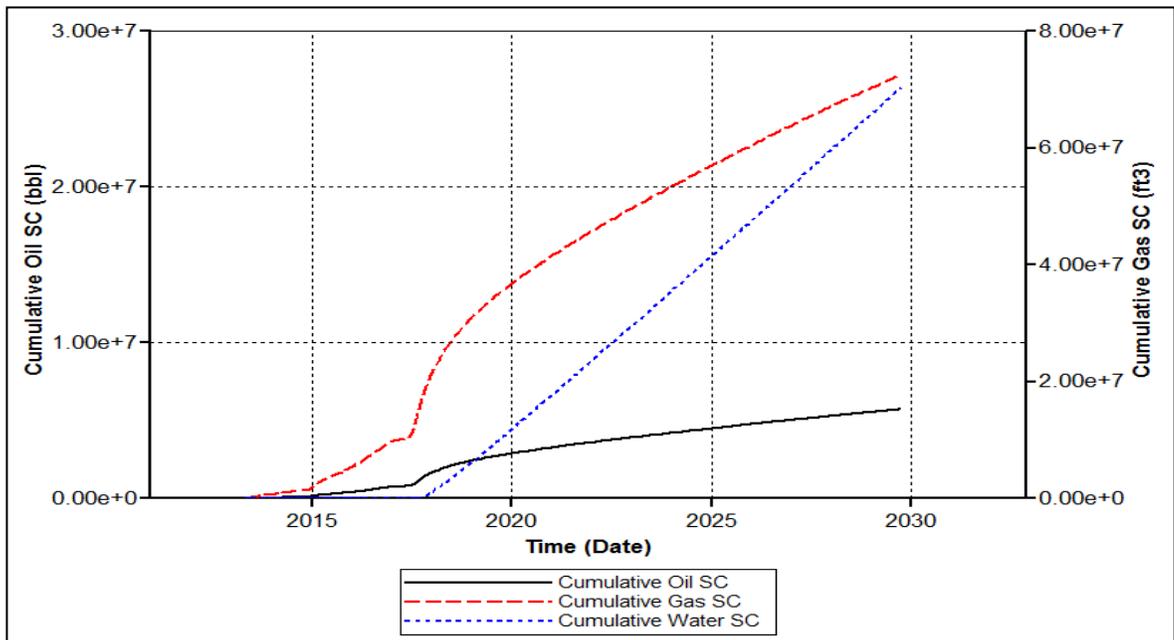


Gráfico 28. Producción acumulada de agua, petróleo y gas del escenario #2



6.1.4 Escenario #3 (agua @10000 BPD). El gráfico 29 muestra la tasa de producción de agua (BPD), petróleo (BPD) y gas (Ft³/día) respectivamente, el gráfico 30 muestra la producción acumulada de agua (Bbls), petróleo (Bbls) y gas (Ft³). El factor de recobro calculado con la ecuación 5 es 7.47%. Se inyectó solo agua a una tasa de 10000 BPD desde el 1 de Junio del 2017.

Gráfico 29. Tasa de producción de agua, petróleo y gas del escenario #3

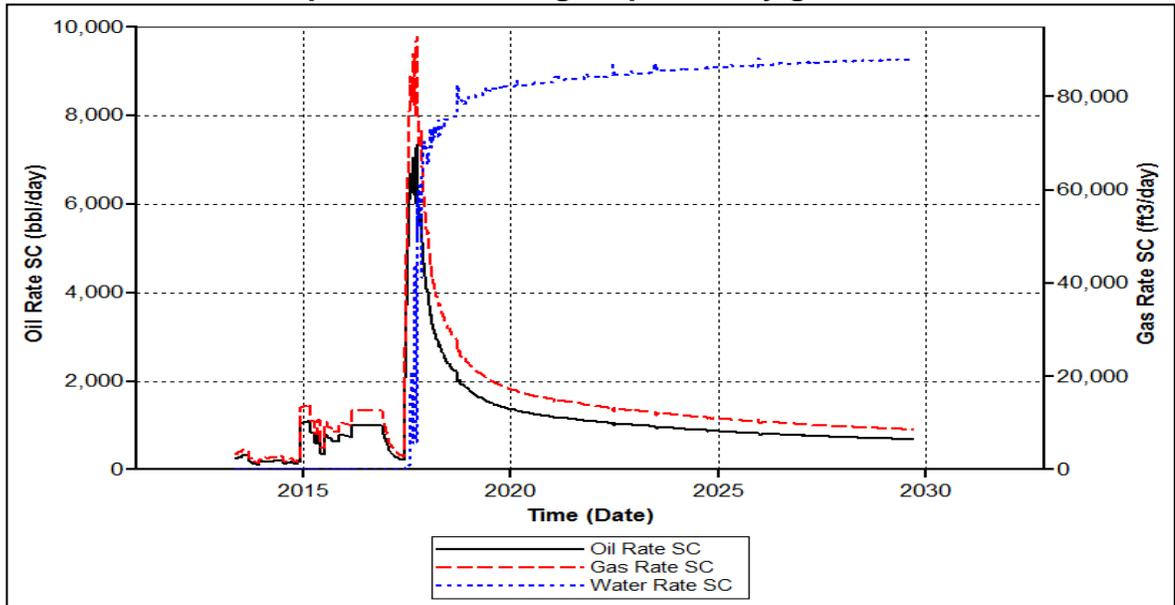
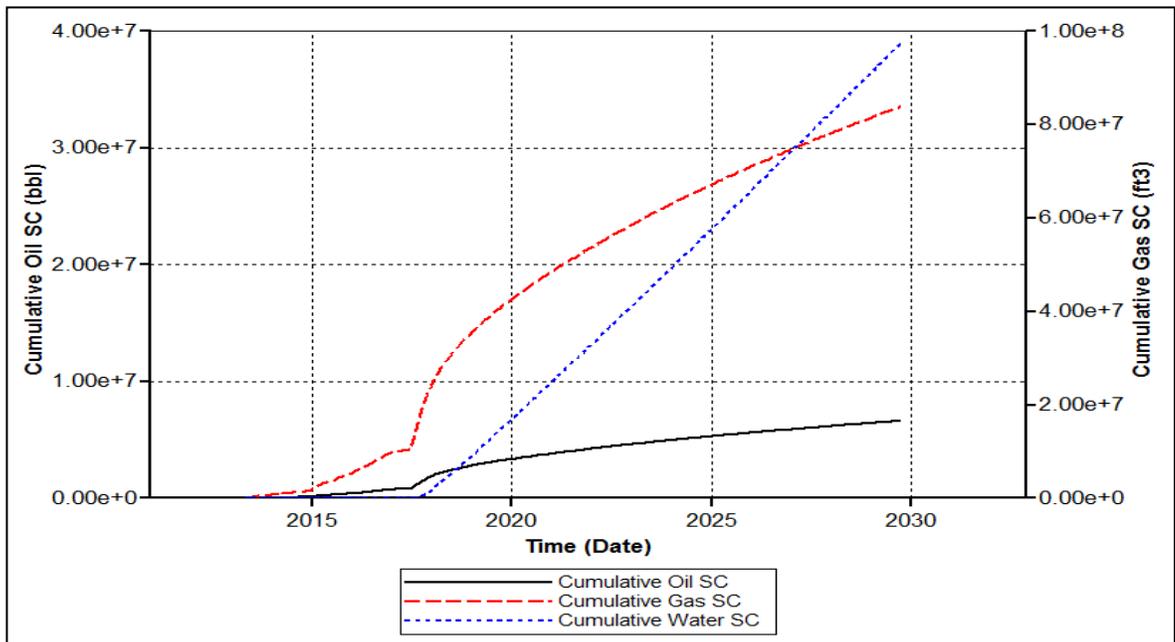


Gráfico 30. Producción acumulada de agua, petróleo y gas del escenario #3



6.1.5 Escenario #4 (Solvente 1%, Polímero 40% @5000 BPD). El Gráfico 31 muestra la tasa de producción de agua (BPD), petróleo (BPD) y gas (Ft³/día) respectivamente, el gráfico 32 muestra la producción acumulada de agua (Bbls), petróleo (Bbls) y gas (Ft³). El factor de recobro calculado con la ecuación 5 es 10.80%. Se inyectó del volumen poroso 1% de solvente, 40% de solución polimérica, y posteriormente la inyección de agua continua a una tasa de 5000 BPD.

Gráfico 31. Tasa de producción de agua, petróleo y gas del escenario #4

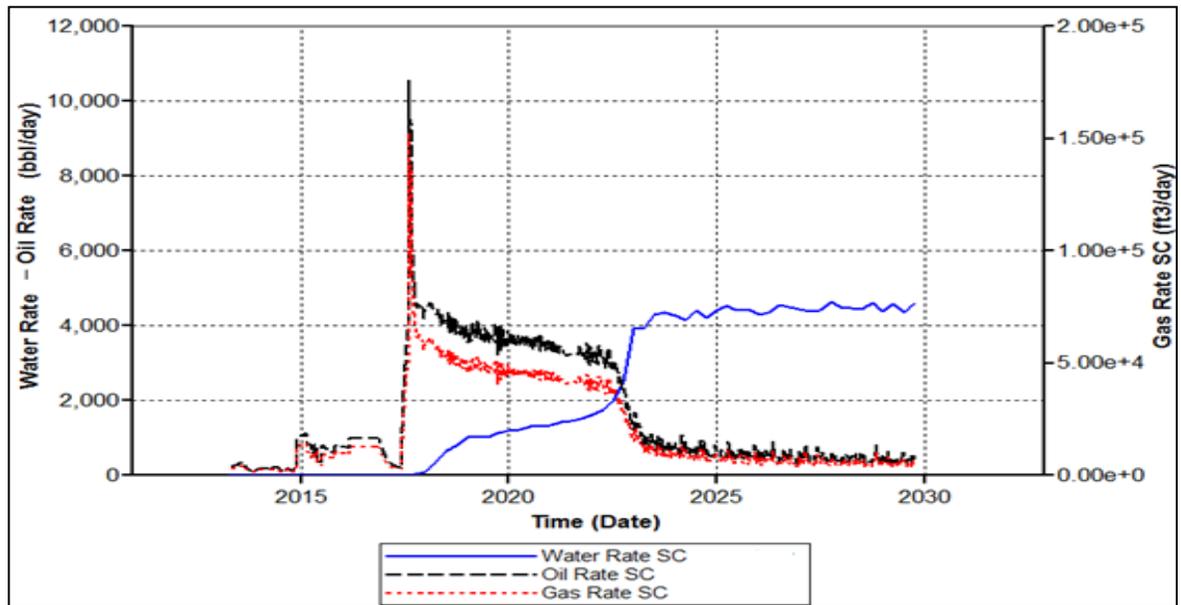
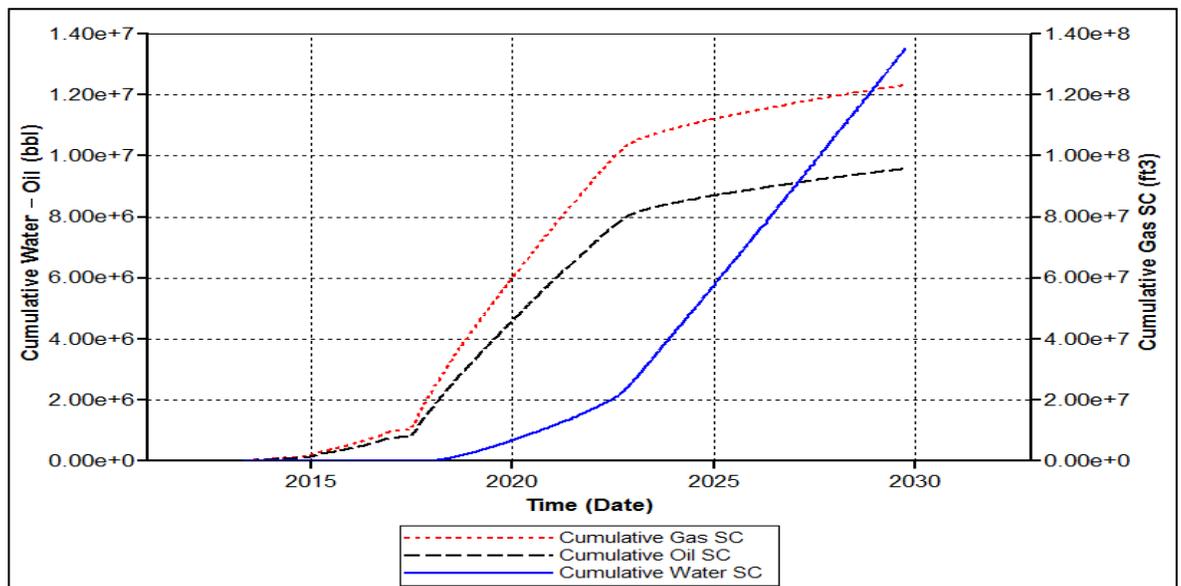


Gráfico 32. Producción acumulada de agua, petróleo y gas del escenario #4



6.1.6 Escenario #5 (Solvente 1%, Polímero 40% @7000 BPD). El Gráfico 33 muestra la tasa de producción de agua (BPD), petróleo (BPD) y gas (Ft³/día) respectivamente, el gráfico 34 muestra la producción acumulada de agua (Bbls), petróleo (Bbls) y gas (Ft³), el factor de recobro calculado con la ecuación 5 es 12.21%. Se inyectó del volumen poroso 1% de solvente, 40% de solución polimérica, y posteriormente la inyección de agua continua a una tasa de 7000 BPD.

Gráfico 33. Tasa de producción de agua, petróleo y gas del escenario #5

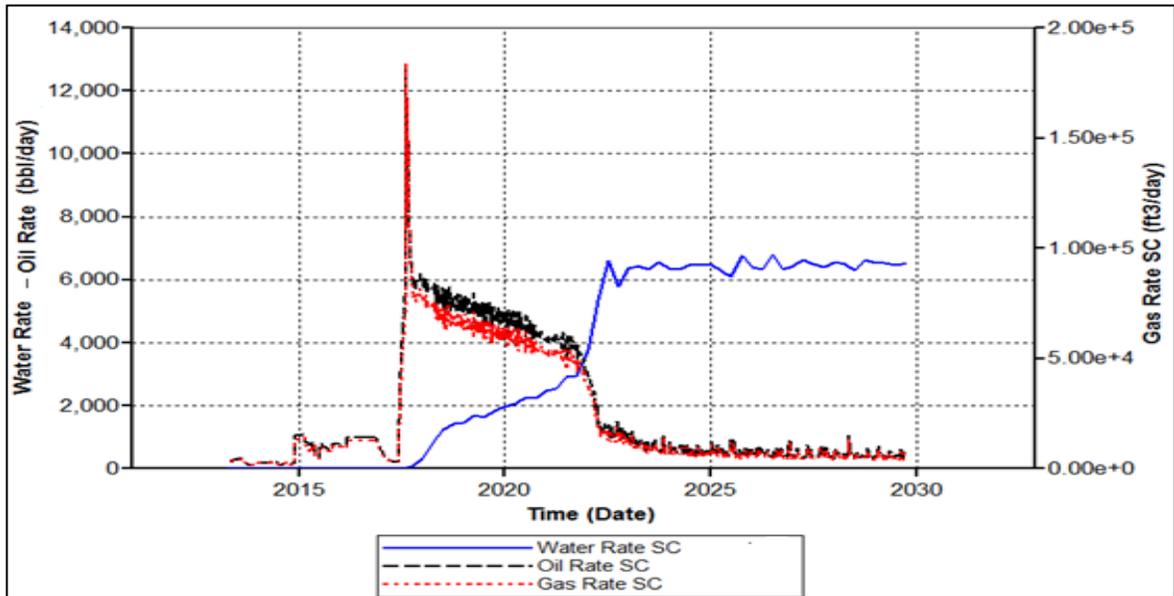
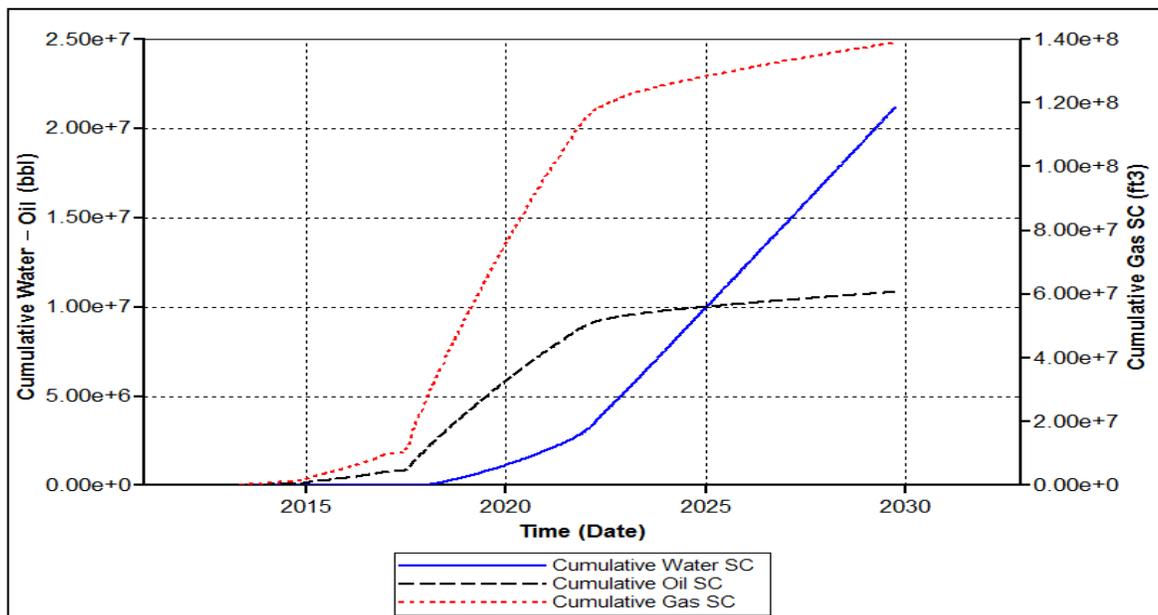


Gráfico 34. Producción acumulada de agua, petróleo y gas del escenario #5



6.1.7 Escenario #6 (Solvente 1%, Polímero 40% @10000 BPD. El Gráfico 35 muestra la tasa de producción de agua (BPD), petróleo (BPD) y gas (Ft³/día) respectivamente, el gráfico 36 muestra la producción acumulada de agua (Bbls), petróleo (Bbls) y gas (Ft³), el factor de recobro calculado con la Ecuación 5 es 12.54%. Se inyectó del volumen poroso 1% de solvente, 40% de solución polimérica, y posteriormente la inyección de agua continua a una tasa de 10000 BPD.

Gráfico 35. Tasa de producción de agua, petróleo y gas del escenario #6

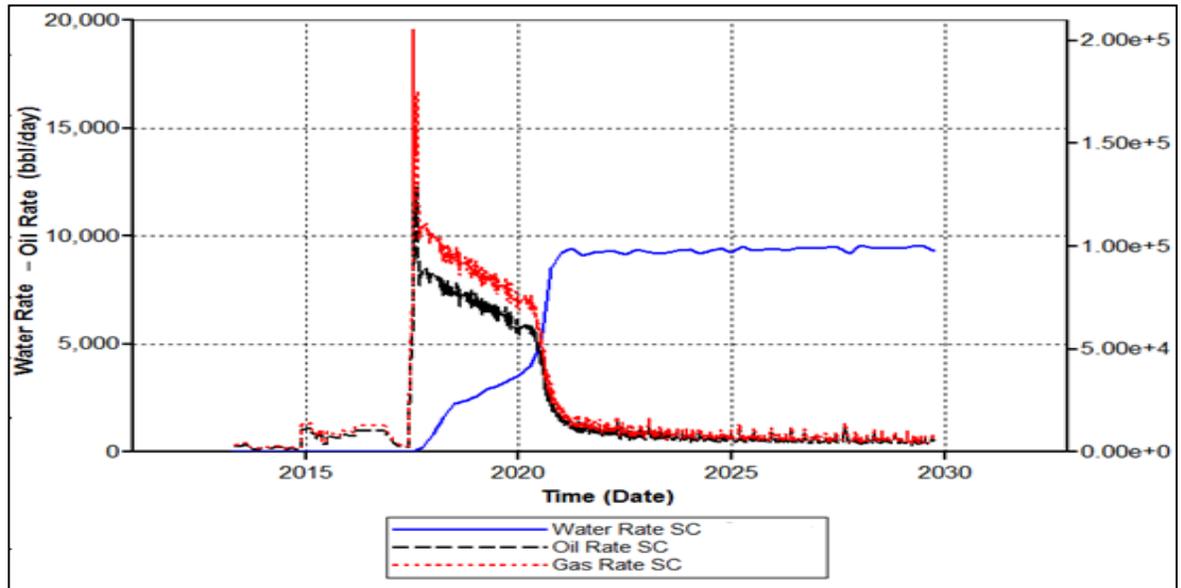
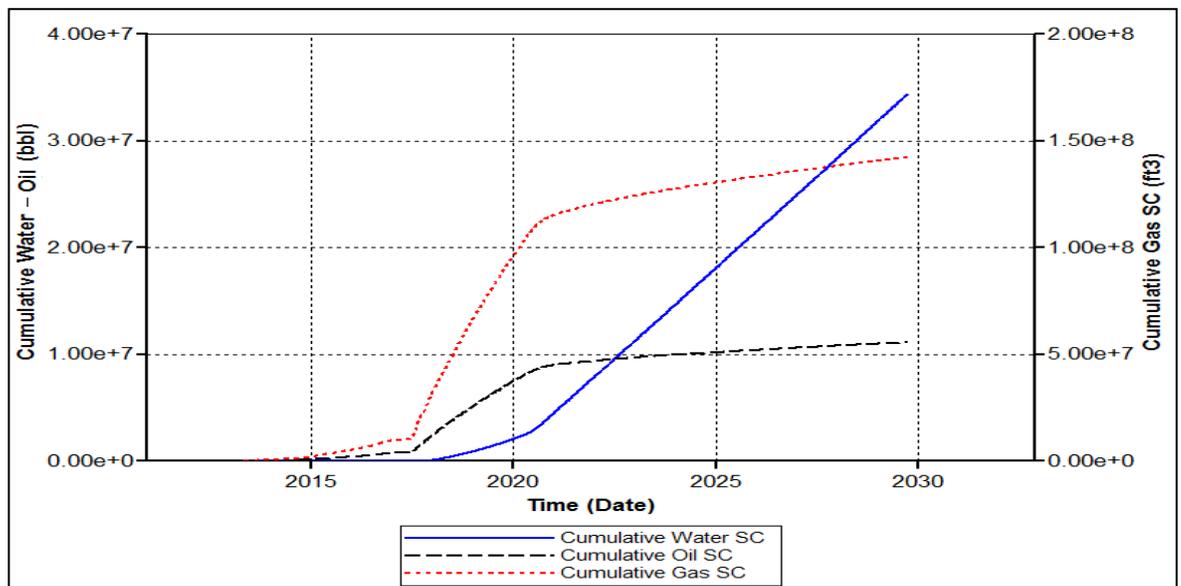


Gráfico 36. Producción acumulada de agua, petróleo y gas del escenario #6



6.1.8 Escenario #7 (Solvente 3%, Polímero 40% @5000 BPD). El Gráfico 37 muestra la tasa de producción de agua (BPD), petróleo (BPD) y gas (Ft³/día) respectivamente, el Gráfico 38 muestra la producción acumulada de agua (Bbls), petróleo (Bbls) y gas (Ft³), el factor de recobro calculado con la ecuación 5 es 12.09%. Se inyectó del volumen poroso 3% de solvente, 40% de solución polimérica, y posteriormente la inyección de agua continua a una tasa de 5000 BPD.

Gráfico 37. Tasa de producción de agua, petróleo y gas del escenario #7

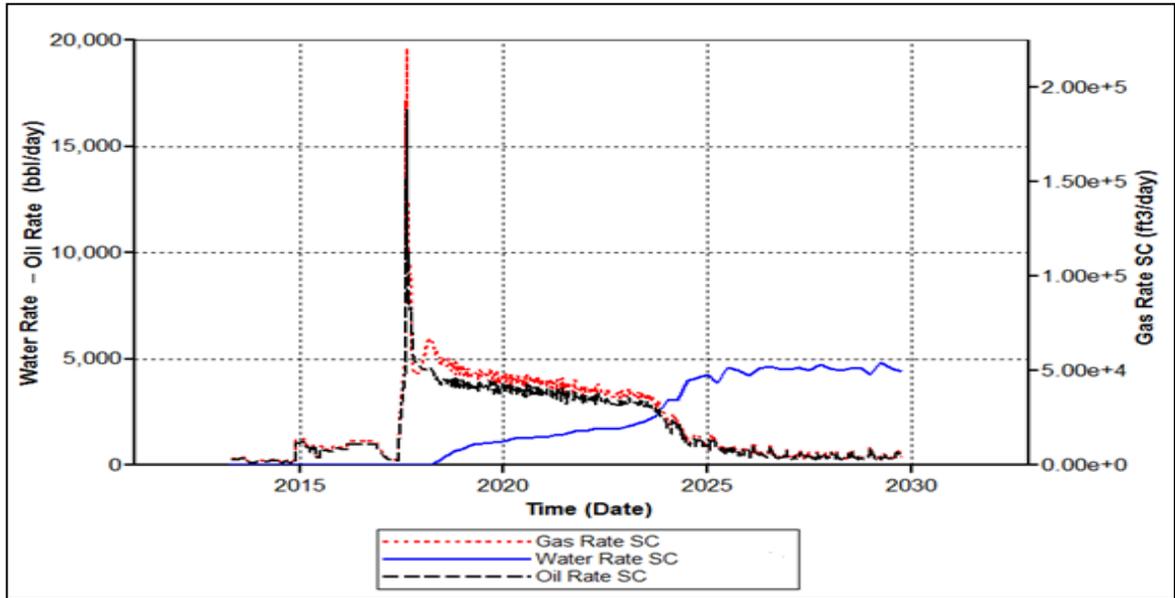
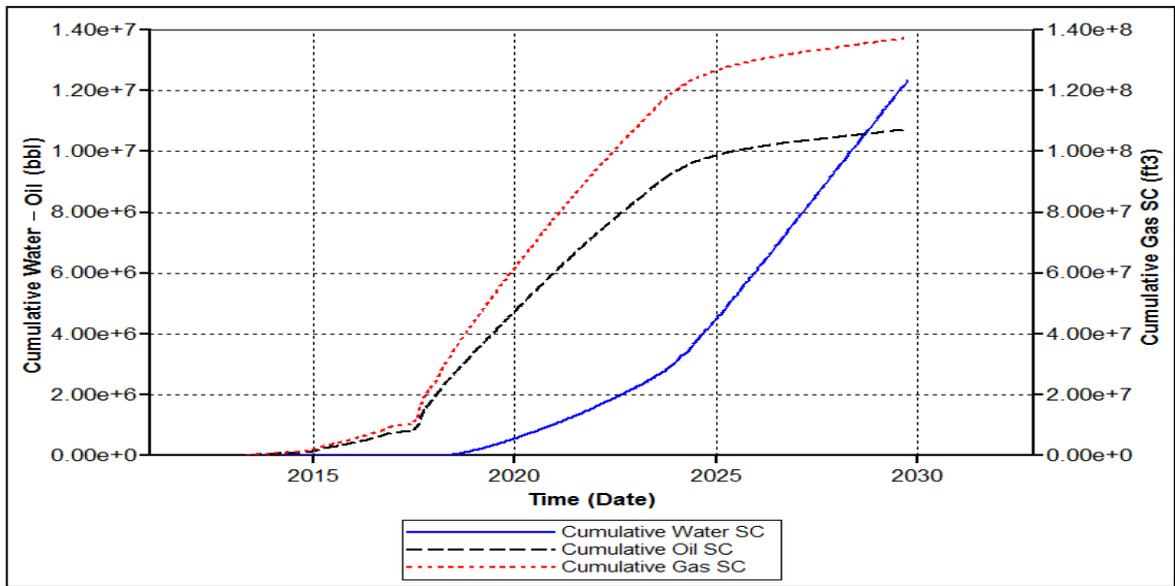


Gráfico 38. Producción acumulada de agua, petróleo y gas del escenario #7



6.1.9 Escenario #8 (Solvente 3%, Polímero 40% @7000 BPD). El gráfico 39 muestra la tasa de producción de agua (BPD), petróleo (BPD) y gas (Ft³/día) respectivamente, el gráfico 40 muestra la producción acumulada de agua (Bbls), petróleo (Bbls) y gas (Ft³), el factor de recobro calculado con la Ecuación 5 es 12.53%. Se inyectó del volumen poroso 3% de solvente, 40% de solución polimérica, y posteriormente la inyección de agua continua a una tasa de 7000 BPD.

Gráfico 39. Tasa de producción de agua, petróleo y gas del escenario #8

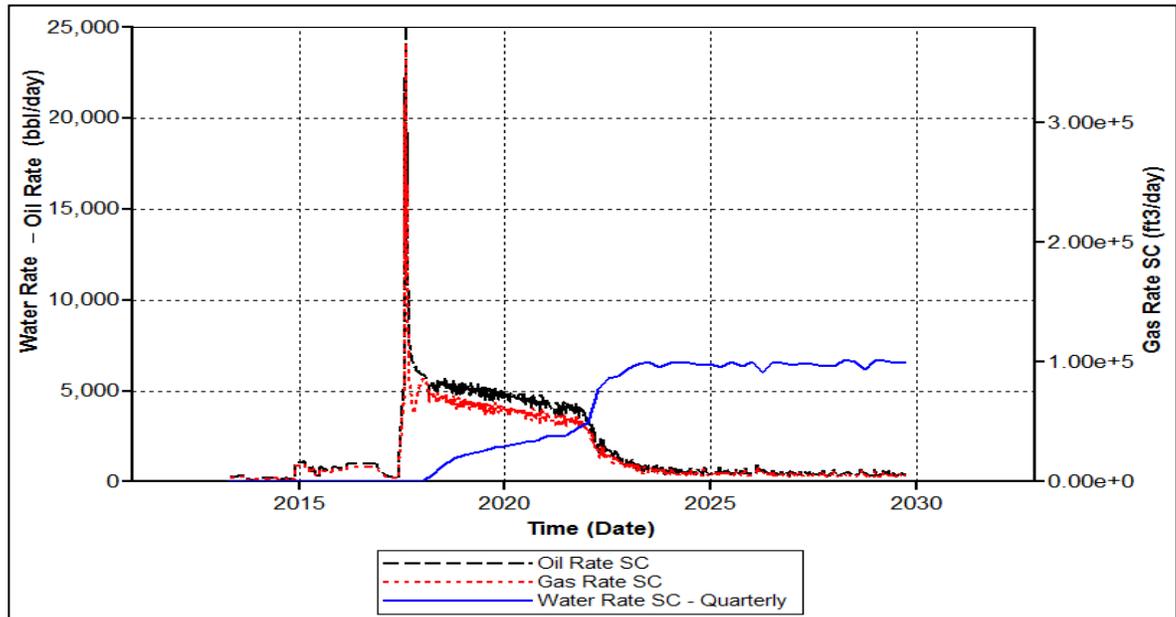
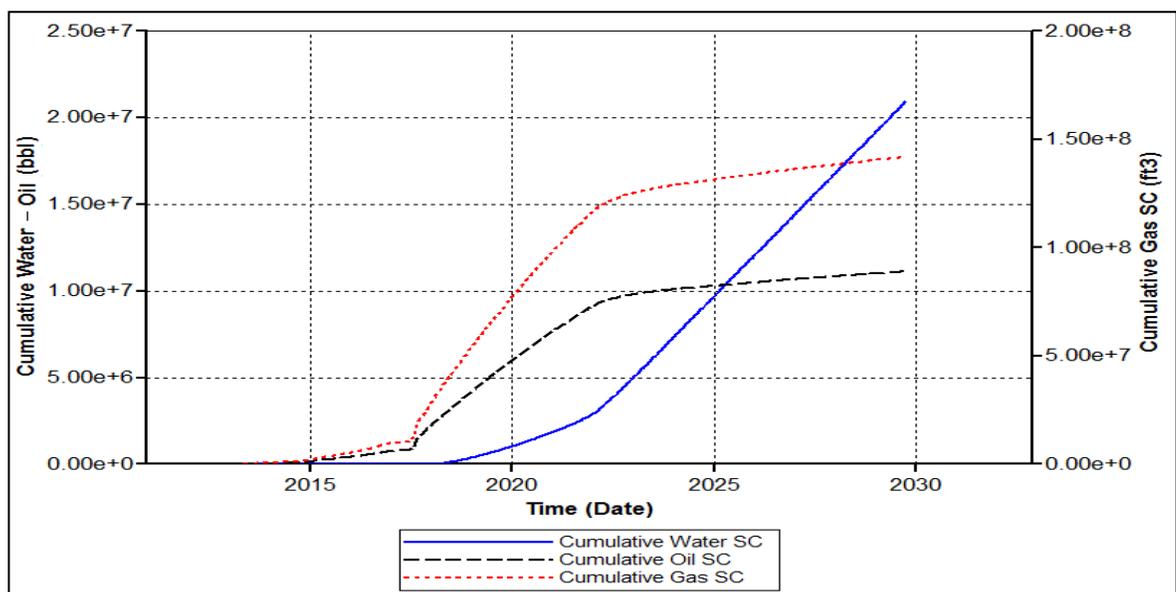


Gráfico 40. Producción acumulada de agua, petróleo y gas del escenario #8



6.1.10 Escenario #9 (Solvente 3%, Polímero 40% @10000 BPD). El Gráfico 41 muestra la tasa de producción de agua (BPD), petróleo (BPD) y gas (Ft³/día) respectivamente, el gráfico 42 muestra la producción acumulada de agua (Bbls), petróleo (Bbls) y gas (Ft³), el factor de recobro calculado con la Ecuación 5 es 12.93%. Se inyectó del volumen poroso 3% de solvente, 40% de solución polimérica, y posteriormente la inyección de agua continua a una tasa de 10000 BPD.

Gráfico 41. Tasa de producción de agua, petróleo y gas del escenario #9

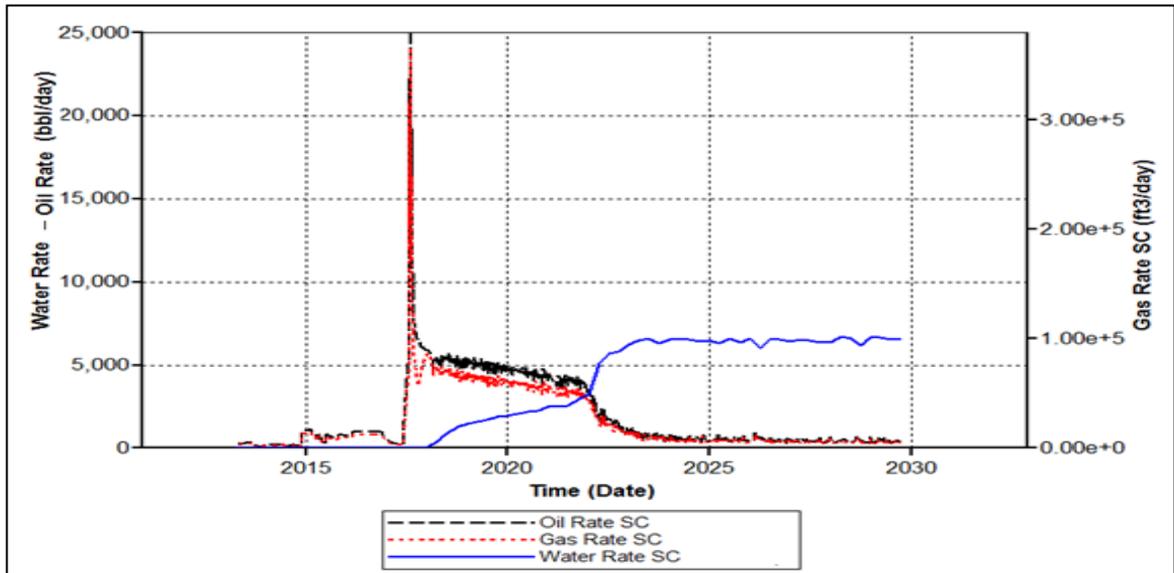
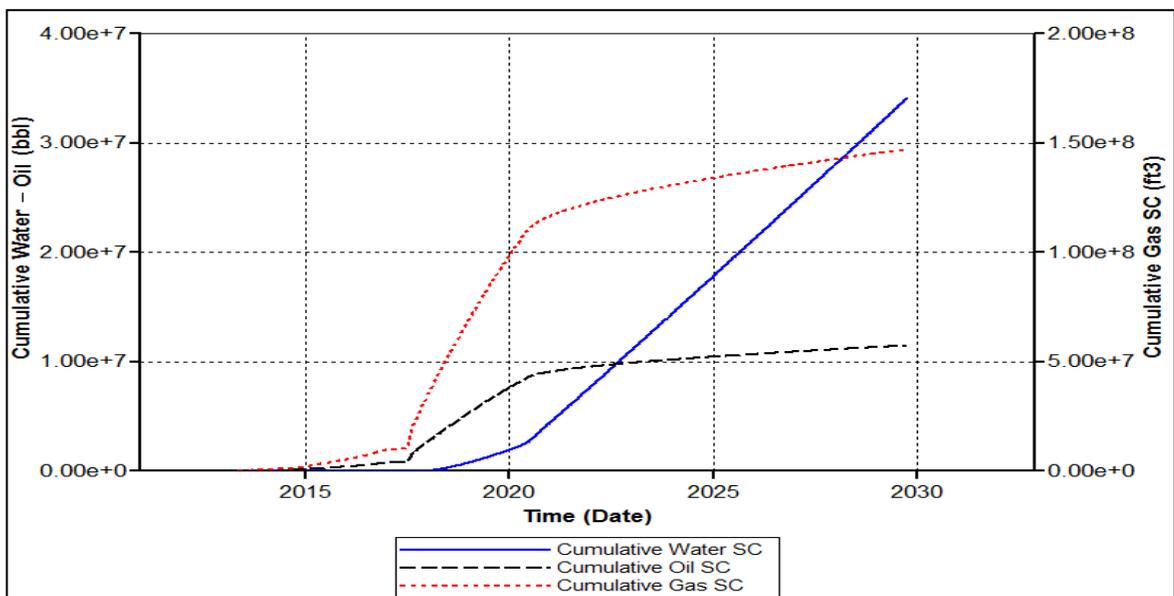


Gráfico 42. Producción acumulada de agua, petróleo y gas del escenario #9



6.1.11 Escenario #10(Solvente 5%, Polímero 40% @5000 BPD). El Gráfico 43 muestra la tasa de producción de agua (BPD), petróleo (BPD) y gas (Ft³/día) respectivamente, el gráfico 44 muestra la producción acumulada de agua (Bbls), petróleo (Bbls) y gas (Ft³), el factor de recobro calculado con la Ecuación 5 es 12.35%. Se inyectó del volumen poroso 5% de solvente, 40% de solución polimérica, y posteriormente la inyección de agua continua a una tasa de 5000 BPD.

Gráfico 43. Tasa de producción de agua, petróleo y gas del escenario #10

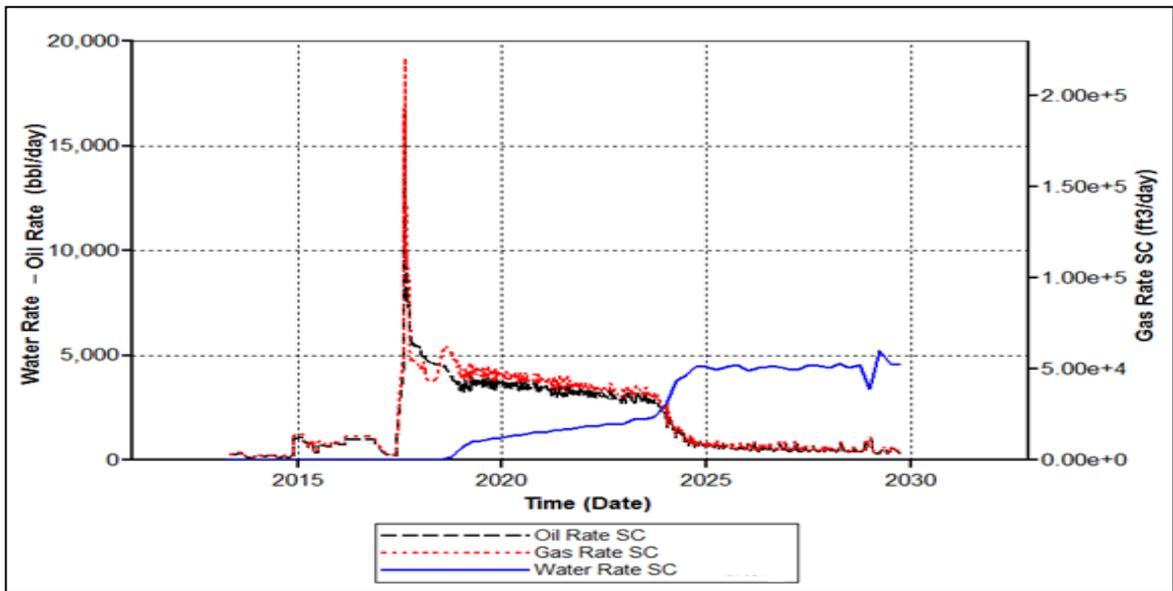
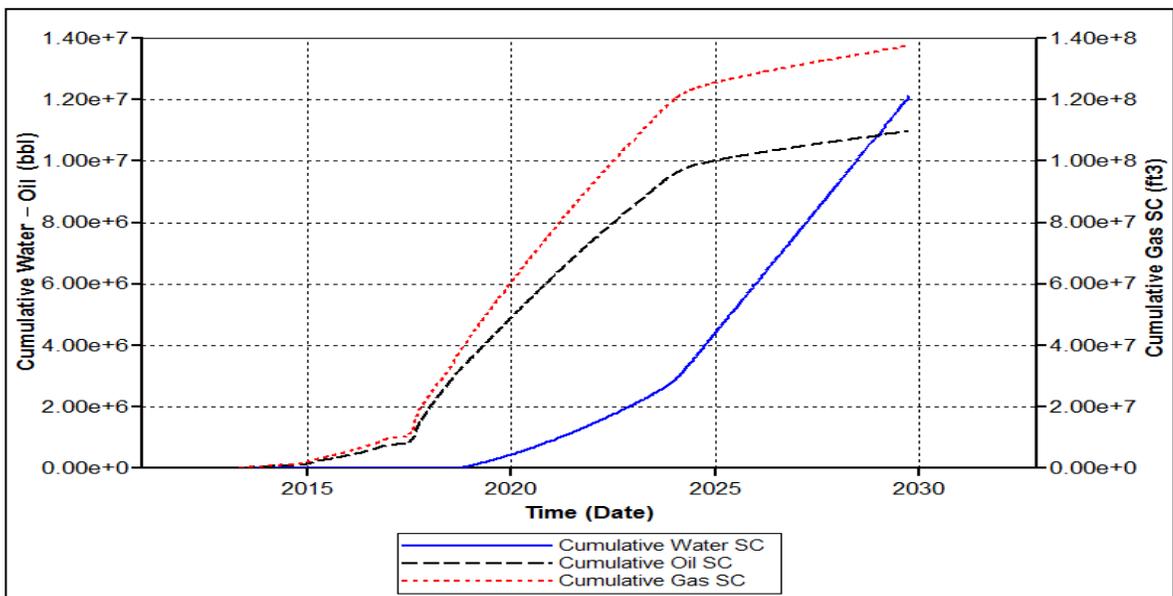


Gráfico 44. Producción acumulada de agua, petróleo y gas del escenario #10



6.1.12 Escenario #11 (Solvente 5%, Polímero 40% @7000 BPD). El Gráfico 45 muestra la tasa de producción de agua (BPD), petróleo (BPD) y gas (Ft³/día) respectivamente, el gráfico 46 muestra la producción acumulada de agua (Bbls), petróleo (Bbls) y gas (Ft³), el factor de recobro calculado con la Ecuación 5 es 12.85%. Se inyectó del volumen poroso 5% de solvente, 40% de solución polimérica, y posteriormente la inyección de agua continua a una tasa de 7000 BPD.

Gráfico 45. Tasa de producción de agua, petróleo y gas del escenario #11

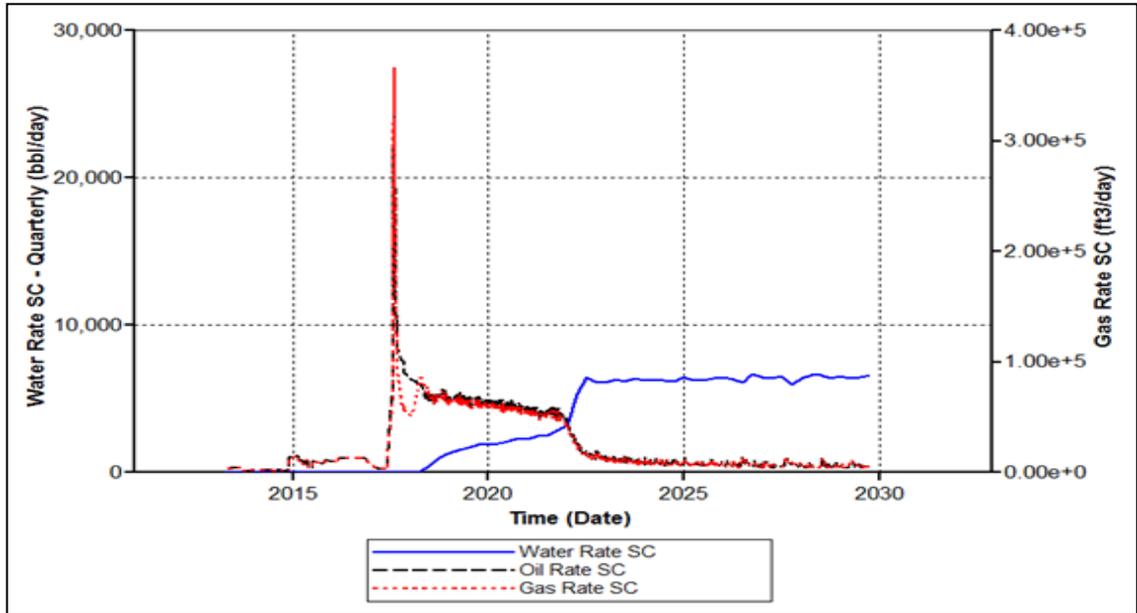
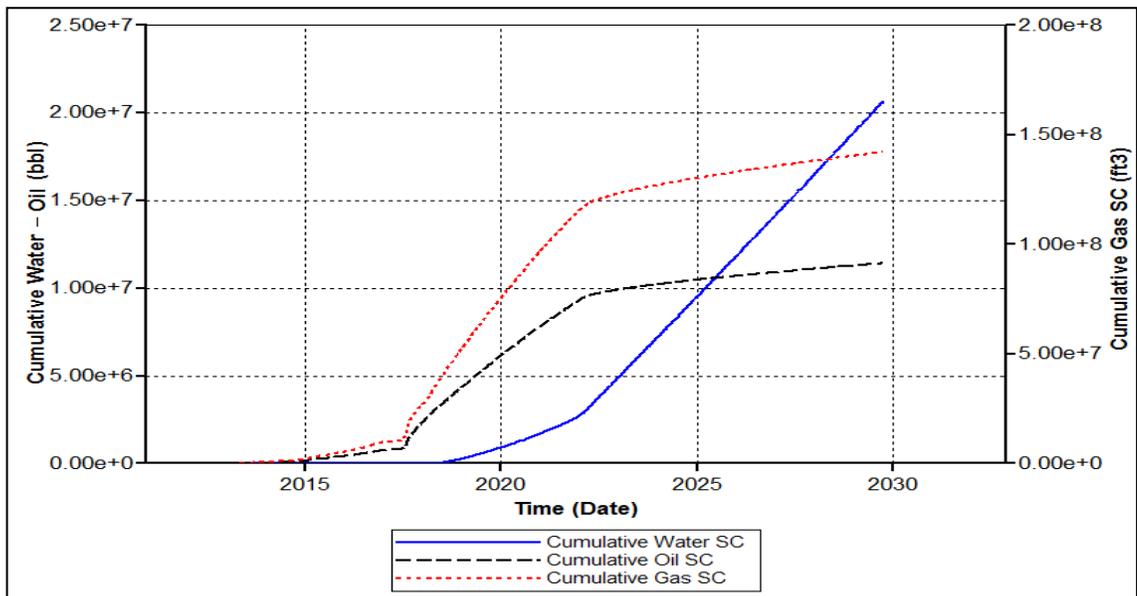


Gráfico 46. Producción acumulada de agua, petróleo y gas escenario #11



6.1.13 Escenario #12 (Solvente 5%, Polímero 40% @10000 BPD). El Gráfico 47 muestra la tasa de producción de agua (BPD), petróleo (BPD) y gas (Ft³/día) respectivamente, el gráfico 48 muestra la producción acumulada de agua (Bbls), petróleo (Bbls) y gas (Ft³), el factor de recobro calculado con la Ecuación 5 es 13.55%. Se inyectó del volumen poroso 5% de solvente, 40% de solución polimérica, y posteriormente la inyección de agua continua a una tasa de 10000 BPD.

Gráfico 47. Tasa de producción de agua, petróleo y gas escenario #12

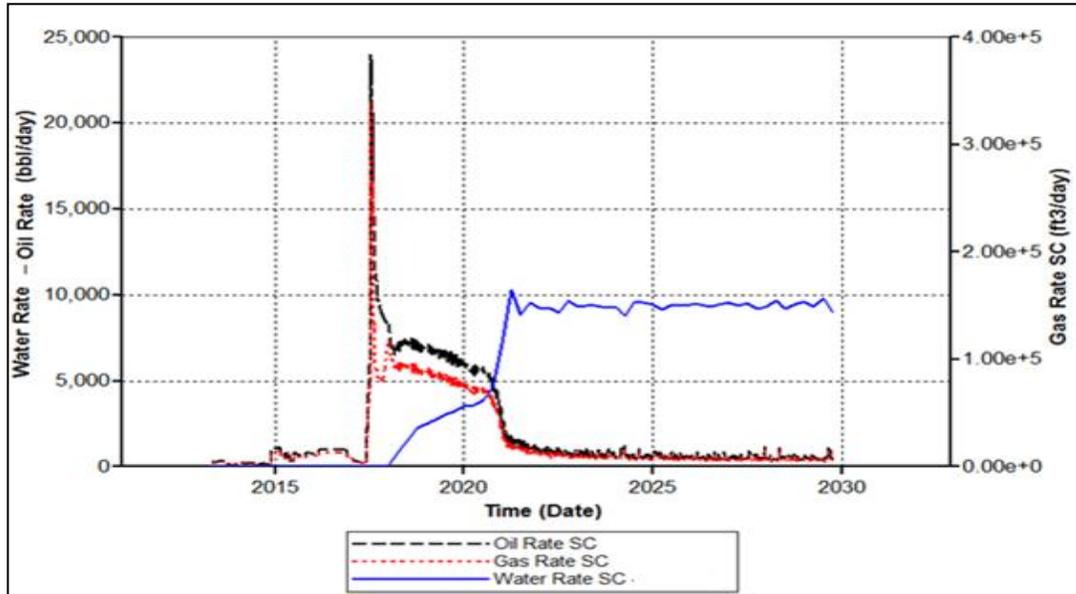
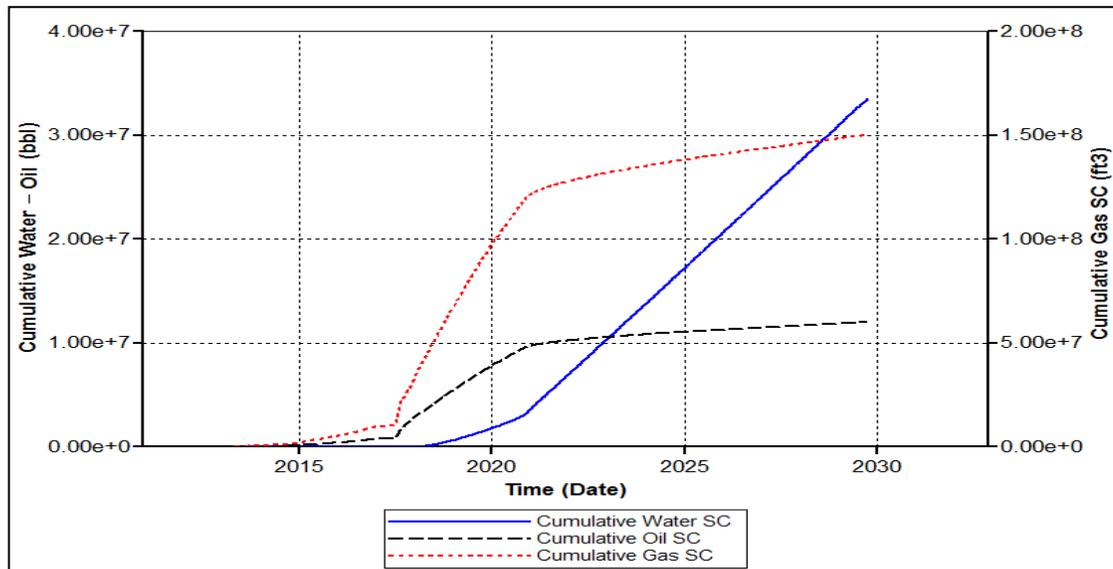


Gráfico 48. Producción acumulada de agua, petróleo y gas escenario #12



6.1.14 Escenario #13 (Solvente 3%, Polímero 30% @10000 BPD). El Gráfico 49 muestra la tasa de producción de agua (BPD), petróleo (BPD) y gas (Ft³/día) respectivamente, el gráfico 50 muestra la producción acumulada de agua (Bbls), petróleo (Bbls) y gas (Ft³), el factor de recobro calculado con la Ecuación 5 es 12.05%. Se inyectó del volumen poroso 3% de solvente, 30% de solución polimérica, y posteriormente la inyección de agua continua a una tasa de 10000 BPD.

Gráfico 49. Tasa de producción de agua, petróleo y gas escenario #13

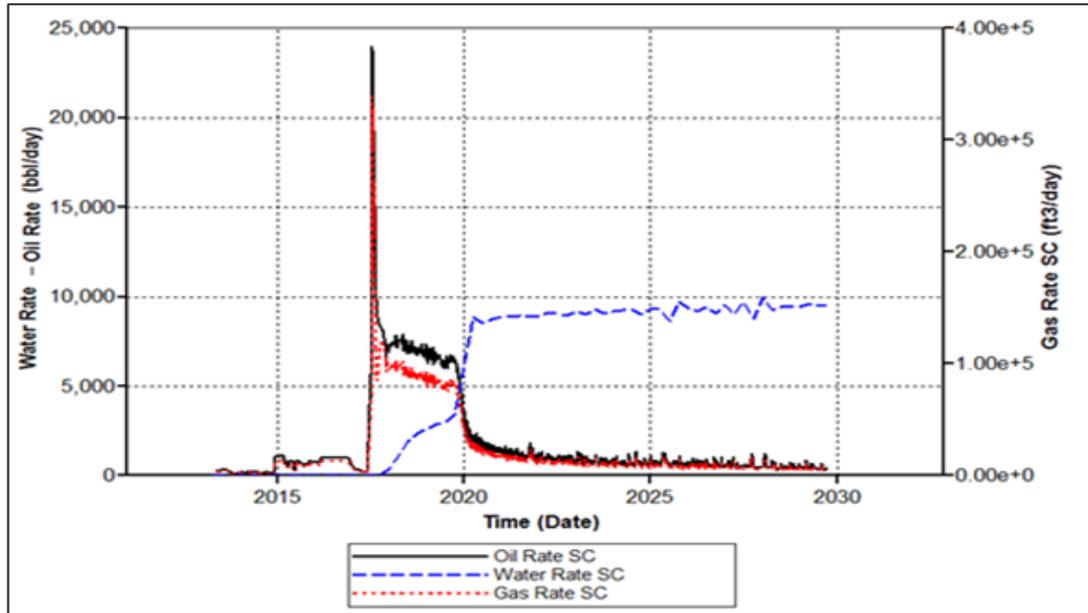
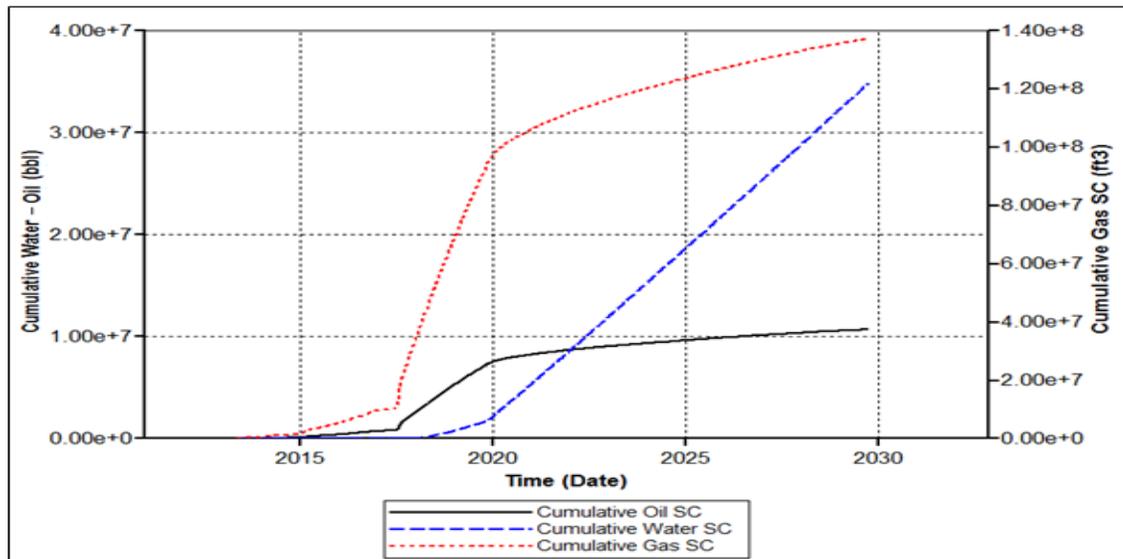


Gráfico 50. Producción acumulada de agua, petróleo y gas escenario #13



6.1.15 Escenario #14 (Solvente 3%, Polímero 50% @10000 BPD). El Gráfico 51 muestra la tasa de producción de agua (BPD), petróleo (BPD) y gas (Ft³/día) respectivamente, el Gráfico 52 muestra la producción acumulada de agua (Bbls), petróleo (Bbls) y gas (Ft³), el factor de recobro calculado con la Ecuación 5 es 13.67%. Se inyectó del volumen poroso 3% de solvente, 50% de solución polimérica, y posteriormente la inyección de agua continua a una tasa de 10000 BPD.

Gráfico 51. Tasa de producción de agua, petróleo y gas del escenario #14

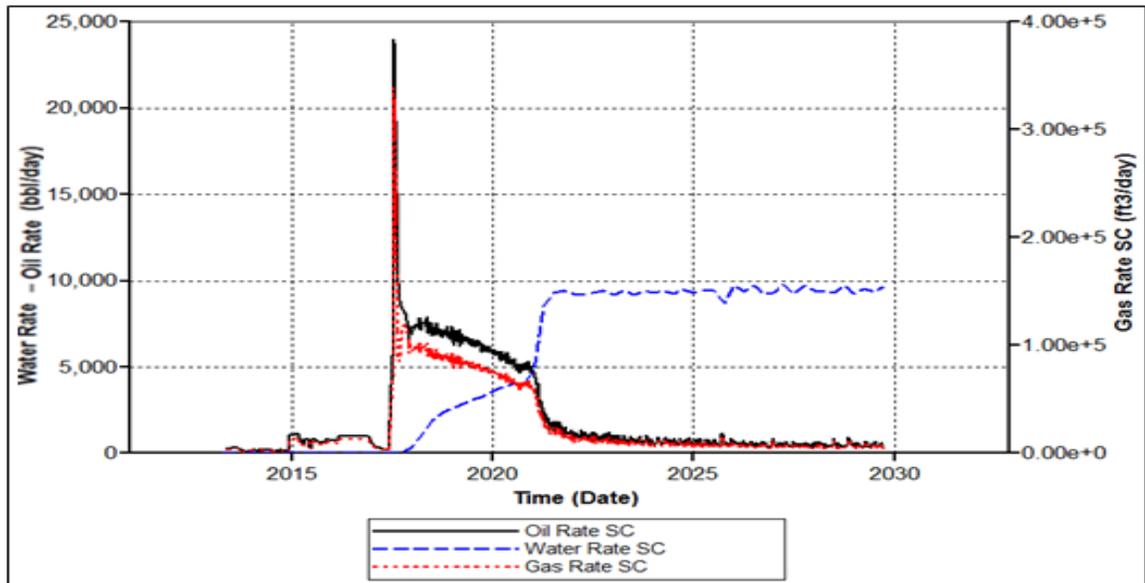
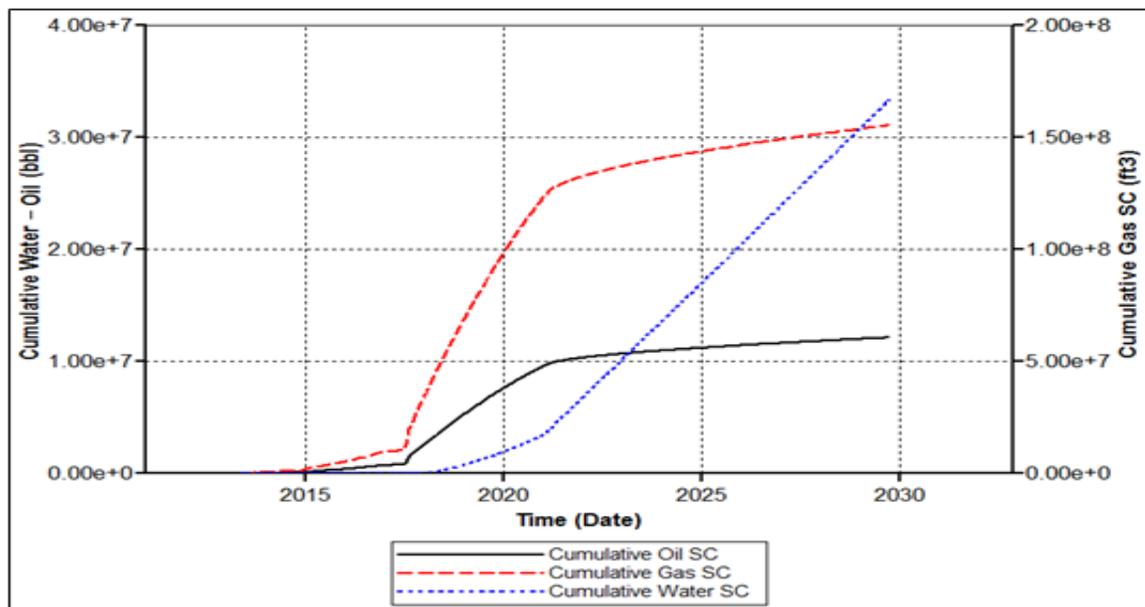


Gráfico 52. Producción acumulada de agua, petróleo y gas escenario #14



6.2 ANALISIS DE RESULTADOS

De acuerdo a los resultados obtenidos, en el escenario base se deduce que el pozo tendría una vida útil hasta el año 2023, debido a su declinación con respecto a las tasas de producción de agua, petróleo y gas.

En los resultados de los escenarios de inyección de agua (Escenario #1, #2, #3) se observa que hay un leve aumento en las tasas de producción de petróleo, lo cual le prolonga la vida útil al pozo, pero así mismo las tasas de producción de agua son muy elevadas con respecto a las de petróleo, por lo tanto posee un alto corte de agua.

En la Figura 58 se presentan los resultados de la inyección continua de solvente-polímero con respecto a la saturación de petróleo en el modelo. La figura tiene una escala la cual va desde la mayor saturación de aceite (82%) representada con un color rojo vivo, hasta la menor saturación de aceite (20%) representada con un color verde. En esta figura se muestra cómo va el frente de avance el 6 de Junio del 2018, logrando identificar que las capas de mayor producción son las capas #: 19 y 23.

En los escenarios donde se inyecta continuamente solvente-polímero (Escenario #4, #5, #6, #7, #8, #9, #10, #11, #12, #13, #14) se observa que en las tasas de producción de hidrocarburos se tiene un pico más alto, este pico representa el momento en el que comienza la inyección del solvente. Asimismo, se logra observar que el comportamiento de la tasa de gas y de petróleo con respecto al tiempo es similar. Luego se observa que va declinando suavemente la tasa de producción de hidrocarburos, ese es el tiempo en el cual se está llevando a cabo la inyección del polímero, y para finalizar hay un cambio brusco en la tasa de producción a una más baja con respecto a la anterior tasa y luego se mantiene constante, esto indica que es la etapa en la cual se está inyectando agua.

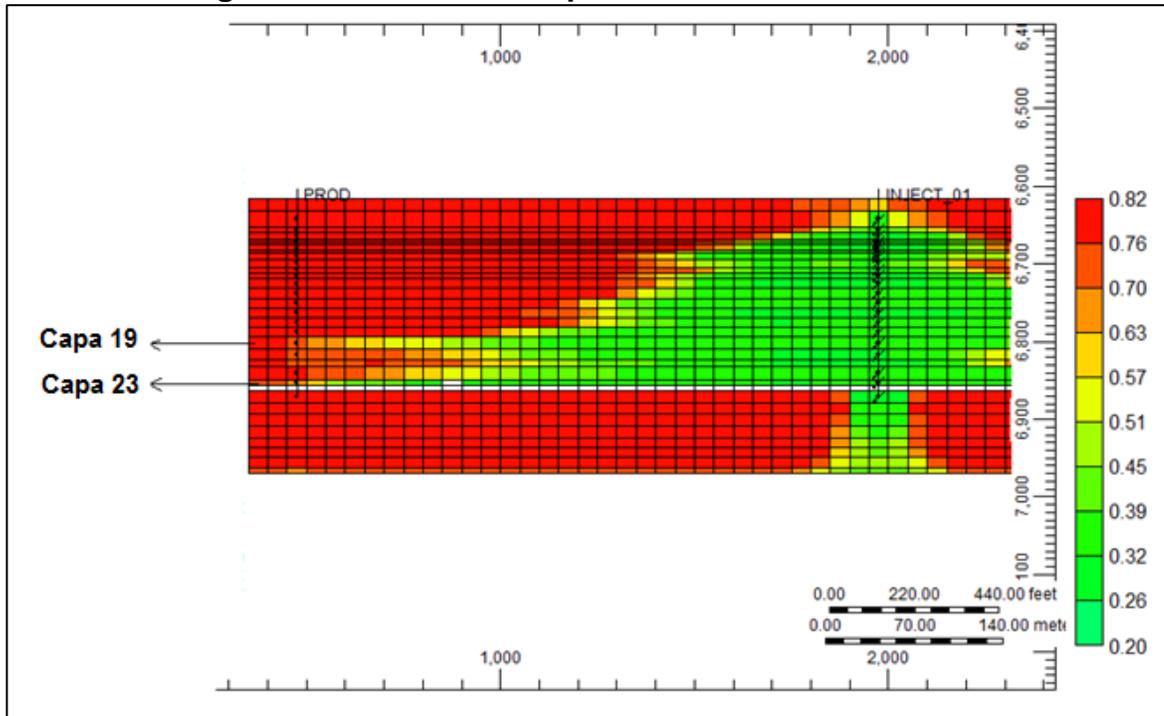
Con respecto a las Gráficos de la producción acumulada (agua, petróleo, gas) se puede observar que en todos los escenarios se termina produciendo un mayor volumen de agua con respecto al petróleo, lo cual era de esperarse debido a la cantidad de agua que se está inyectando en la simulación.

En la Tabla 29 se muestra un resumen de los resultados obtenidos después de realizar la simulación de la inyección solvente - polímero, la cual incluye la producción de petróleo acumulada al 1 de octubre de 2029 y el respectivo factor de recobro para cada uno de los escenarios propuestos y el escenario base.

De acuerdo a los resultados obtenidos en los diferentes escenarios se realizan tres Gráficos en las cuales se logra analizar las producciones acumuladas de los escenarios. En el Gráfico 53 se observa una comparación de la producción acumulada del escenario base con respecto a los escenarios de inyección de agua

(escenario #1, escenario #2 escenario # 3). En el Gráfico 53 se compara la producción acumulada del escenario base con respecto a todos los escenarios propuestos y para finalizar se realiza una gráfica (Gráfico 54) en donde se compara la producción acumulada del escenario base con respecto a los 3 escenarios con mayor producción acumulada de petróleo (Escenario #14, Escenario # 12, escenario #9).

Figura 58. Saturación de petróleo 1 de Junio del 2018



Luego de analizar los escenarios propuestos para el desarrollo del área piloto del Campo Chichimene se concluye que el escenario #12 (Solvente 5%, Polímero 40% @ 10000 BPD) es el que muestra los mejores resultados con una producción acumulada de petróleo de 12'030.000 Bbls y factor de recobro de 13.55%, seguido del escenario #9 (Solvente 3%, Polímero 40% @ 10000 BPD) con una producción acumulada de petróleo de 11'478.000 Bbls y factor de recobro de 12.93%, y el escenario #11 (Solvente 5%, Polímero 40% @ 70000 BPD) con una producción acumulada de petróleo de 11'411.000 Bbls y factor de recobro de 12.85%, siendo estos los que presentan un aumento notable en la producción acumulada de petróleo y el factor de recobro en comparación con los escenarios que preceden el #12.

De acuerdo a la variación del escenario #9 (Solvente 3%, Polímero 40% @ 10000 BPD), se realizó el escenario #13 (Solvente 3%, Polímero 30% @ 10000 BPD) con una producción acumulada de petróleo de 10'698.700 y factor de recobro 12,05%; y el escenario #14 (Solvente 3%, Polímero 50% @ 10000 BPD) con una

producción acumulada de 12'142.800 y factor de recobro de 13,67%, siendo el escenario #14 el que presenta el factor de recobro más alto y el mejor técnicamente.

Gráfico 53. Producción acumulada escenario base vs inyección de agua

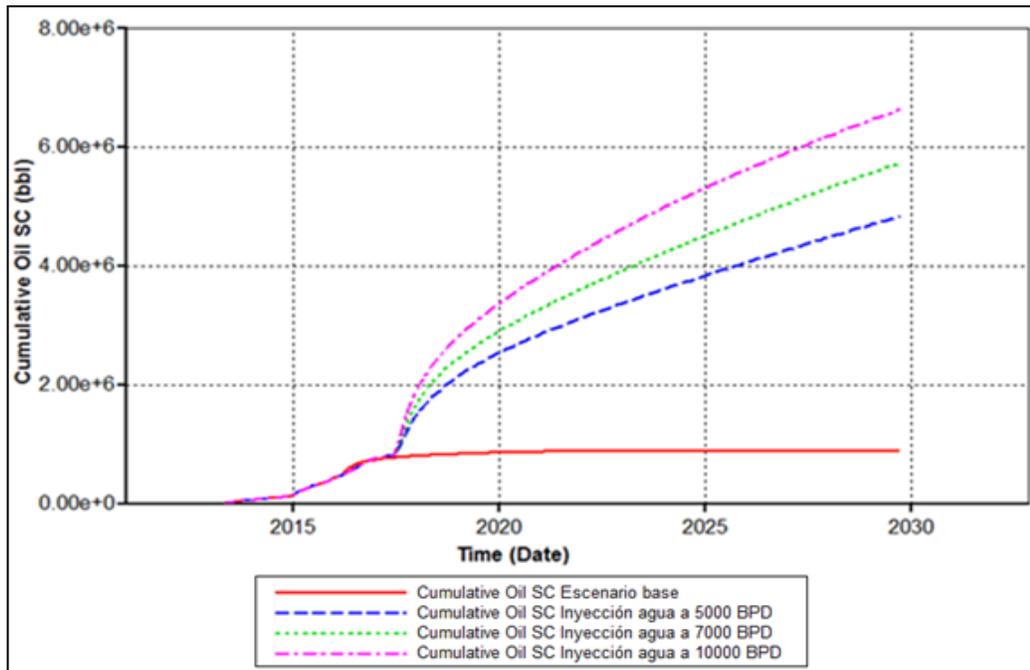


Gráfico 54. Producción acumulada de todos los escenarios

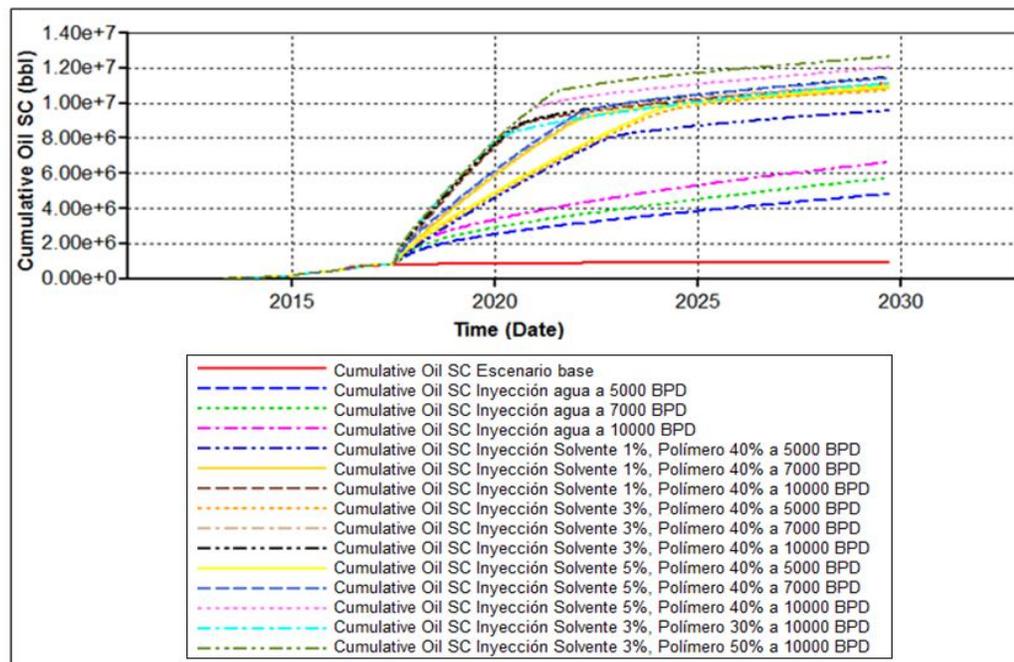


Gráfico 55. Producción acumulada escenario base vs tres escenarios más altos

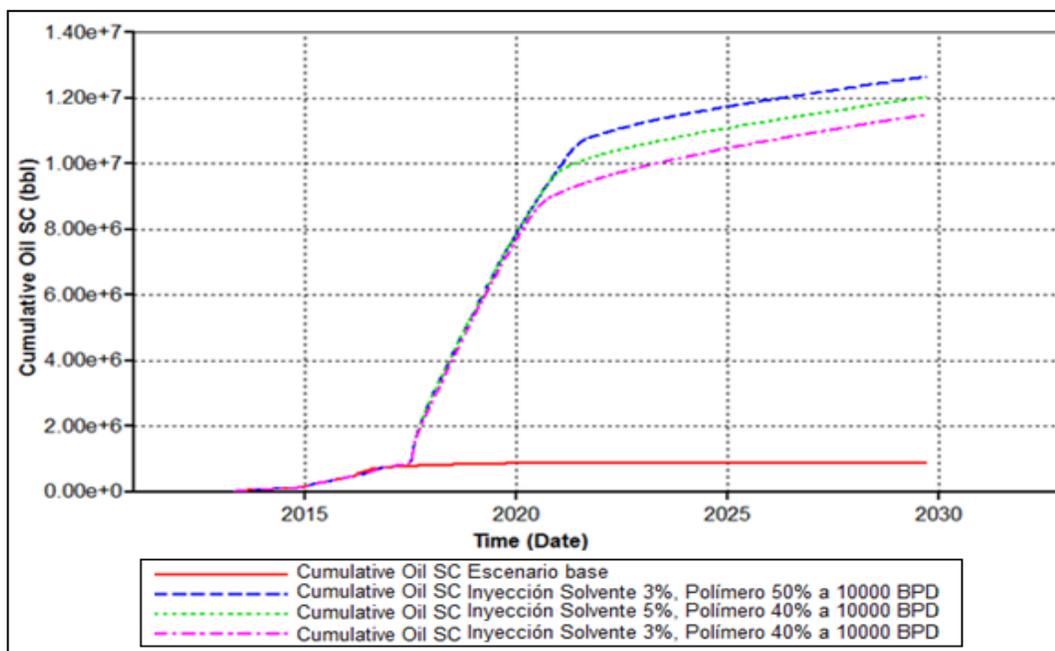


Tabla 22. Resumen resultados para cada escenario propuesto

Escenarios	% del volumen poroso inyectado de solvente	Volumen Solvente (Bbls)	% del volumen poroso inyectado de solución polimérica	Volumen solución polimérica (Bbls)	Tasa de inyección (BPD)	Petróleo Acumulado (Bbls)	Factor de recobro (%)
Escenario Base	0	0	0	0	0	896.400	1,01
Escenario #1	0	0	0	0	5000	4'837.750	5,45
Escenario #2	0	0	0	0	7000	5'737.800	6,46
Escenario #3	0	0	0	0	1000	6'636.080	7,47
Escenario #4	1	213902	40	8556078	5000	9'583.900	10,80
Escenario #5	1	213902	40	8556078	7000	10'843.000	12,21
Escenario #6	1	213902	40	8556078	10000	11'136.000	12,54
Escenario #7	3	641706	40	8556078	5000	10'732.000	12,09
Escenario #8	3	641706	40	8556078	7000	11'120.000	12,53
Escenario #9	3	641706	40	8556078	10000	11'478.000	12,93
Escenario #10	5	1069510	40	8556078	5000	10'966.000	12,35
Escenario #11	5	1069510	40	8556078	7000	11'411.000	12,85
Escenario #12	5	1069510	40	8556078	10000	12'030.000	13,55
Escenario #13	3	641706	30	6417058	10000	10'698.700	12,05
Escenario #14	3	641706	50	10695097	10000	12'142.800	13,67

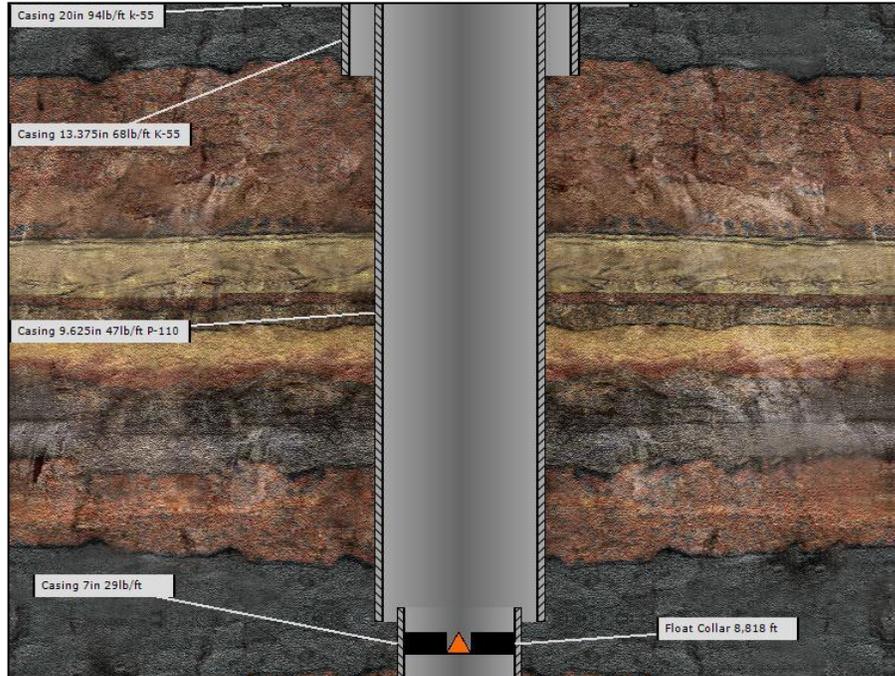
7. ANÁLISIS FINANCIERO

El Campo Chichimene operado por la compañía estatal Ecopetrol S.A. se sitúa hacia el oeste de la Cuenca Llanos Orientales cerca de la Ciudad de Villavicencio, se encuentra en estado de producción por medio de recuperación secundaria con factor de recobro del 6%. El crudo producido presenta gravedad API de 9° y viscosidad equivalente a 2000 cP, por otro lado, el fluido inyectado durante la recuperación presenta viscosidad baja con respecto a la del petróleo in situ, esto conlleva a que la relación de movilidad no sea adecuada ocasionando baja capacidad de producción e incertidumbre en la rentabilidad financiera durante la operación del campo. Con base en lo anterior, se tuvo la necesidad de evaluar la inyección continua de solvente-polímero por medio de un pozo inyector para revertir la declinación natural de un pozo productor en el área piloto del campo. El solvente actúa como diluyente generando disminución en la viscosidad del crudo, el polímero en combinación con agua aumenta la viscosidad del agua permitiendo un arrastre tipo pistón. Acorde a la evaluación técnica, se midió la rentabilidad de inyección para los escenarios que presentaron mayor aumento en el factor de recobro tales como: Escenario #12 (tasa a 10.000 BPD, 5% de solvente, 40% solución polimérica), Escenario #9 (tasa a 10.000 BPD, 3% de solvente, 40% solución polimérica) y Escenario #11 (tasa a 7.000 BPD, 5% de solvente, 40% solución polimérica). Además, se estipuló la viabilidad financiera bajo la suposición de recuperación secundaria por medio de inyección de agua.

En la Figura 59 se observa el estado mecánico del pozo productor, la formación de interés presenta su tope y base a 6.616 Ft – 6.963 Ft respectivamente.

Para la evaluación financiera, desde el punto de vista de una compañía operadora, se realizó análisis de costos de inversión, costos de operación e ingresos para los tres escenarios seleccionados (Escenario #12, Escenario #9 y Escenario #11). La duración del proyecto son 12 años con periodos trianuales. La unidad monetaria de valor constante a utilizar es el Dólar Americano. La Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) fue establecida en 17% E.A. La evaluación se desarrolló por medio del Indicador Financiero Valor Presente Neto (VPN).

Figura 59. Estado mecánico generalizado de pozo productor



Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

7.1 ANALISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Los costos de inversión corresponden a los desembolsos que realiza la empresa con el propósito de mejorar la calidad de un servicio o aumentar la eficiencia de sus operaciones.

Actualmente, el Área Piloto cuenta con dos pozos productores en donde uno de estos se encuentra en declinación natural y el otro está cerrado, sin embargo, con la finalidad de implementar la inyección de solvente-polímero, independientemente de la tasa y porcentaje de inyección, uno de ellos debe ser adecuado para cambiar su estado de productor a inyector, mientras el otro debe ser acondicionado para las nuevas condiciones de producción, en la Tabla 23 se presenta el costo de inversión asociado al acondicionamiento de los pozos, cabe resaltar que dicho costo no varía y aplica para todos los escenarios propuestos.

Tabla 23. Acondicionamiento de pozo inyector y productor

Acondicionamiento	USD
Pozo Productor	600.000,00
Pozo Inyector	600.000,00
Total	1'200.000,00

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

Una vez comienza inyección de solvente-polímero a las distintas tasas presentadas en los diversos escenarios, el fluido producido debe ser tratado, por tal razón es necesario instalar facilidades de producción las cuales están compuestas por: Separador, Tratador térmico, Gun Barrel, Scrubber y Deshidratador. El costo de adecuación está en función del caudal de inyección. En la Tabla 24 se presenta los costos de adecuación en función de los caudales de inyección, la siguiente tabla es una base para establecer el costo de facilidades en los distintos escenarios propuestos.

Tabla 24. Costo de facilidades de producción

Caudal (BPD)	USD
2.000	962.500,00
5.000	1´925.000,00
7.000	2´695.000,00
10.000	3´190.619,00

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

El polímero y el agua deben ser tratados en la respectiva planta de tratamiento la cual está compuesta por las siguientes unidades: Unidad suavizadora de agua, unidad de mezcla y dilución de polímero, bombas de inyección, sistema y cuarto de control, y laboratorio. El costo de la planta está en función del caudal de inyección en los diversos escenarios propuestos. En la Tabla 25 se presenta los distintos costos para la planta de tratamiento.

Tabla 25. Costo de planta de tratamiento

Caudal (BPD)	USD
1.000-1.999	1´000.000,00
2.000-4.999	2´000.000,00
5.000-10.000	3´314.929,00

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

7.1.1 Escenario base. Corresponde a la inversión que debe realizar Ecopetrol utilizando recuperación primaria como método de producción en el pozo productor. De continuar la compañía con el proceso de producción actual, no requiere ningún tipo inversión.

7.1.2 Escenario propuesto #3. Corresponde a la inversión que debe realizar la compañía con el objetivo de aumentar la capacidad productora del pozo productor mediante recuperación secundaria, inyección de agua.

Los costos de inversión estuvieron asociados al acondicionamiento de los pozos, tanto inyector como productor, la adecuación de las facilidades de producción para el tratamiento de los fluidos producidos, la instalación de la planta de tratamiento y acondicionamiento del fluido.

Tal como se presenta en la tabla 24, el costo asociado al acondicionamiento de los pozos corresponde a USD 1'200.000. Con base en el análisis de sensibilidad, se estipuló que el caudal óptimo de inyección correspondía a 10.000 BPD. Según, la tabla 24, el costo de las facilidades de producción corresponde a USD 3'190.619.

Previo a la inyección, es necesario tratar el agua mediante la planta de tratamiento, según la tabla 26, el costo de la planta de tratamiento corresponde a USD 3'314.929.

El volumen poroso total a inyectar equivale a 21'390.194 Bbl. En la Tabla 26 se presenta el costo de tratamiento del fluido.

Tabla 26. Costo de tratamiento de agua, Escenario Propuesto #3

Fluido	Tratamiento (USD/Bbl)	Volumen (Bbl)	USD
Agua	0,30	21'390.194,00	6'417.058,20

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

En la Tabla 27 se presenta el costo de inversión.

Tabla 27. Costo de Inversión, Escenario Propuesto #3

Periodo (trianual)	Pozos	Facilidades	Planta	Tratamiento	USD
0	1'200.000,00	3'190.619,00	3'314.929,00	6'417.058,20	14'122.606,20

7.1.3 Escenario propuesto #12. Corresponde a la inversión que debe realizar la compañía con el objetivo de aumentar la capacidad productora del pozo productor mediante la inyección de solvente-polímero. Para el presente caso, un 5% del volumen poroso total a inyectar corresponde a solvente, un 40% de solución polimérica y el restante corresponde a inyección de agua.

Los costos de inversión estuvieron asociados al acondicionamiento de los pozos, tanto inyector como productor, la adecuación de las facilidades de producción para el tratamiento de los fluidos producidos, la compra de los volúmenes respectivos

de solvente y polímero, y la instalación de la planta de tratamiento de solvente, polímero y agua.

Tal como se presenta en la tabla 27, el costo asociado al acondicionamiento de los pozos corresponde a USD 1'200.000. Con base en el análisis de sensibilidad, se estipuló que el caudal óptimo de inyección correspondía a 10.000 BPD. Según, la tabla 27, el costo de las facilidades de producción corresponde a USD 3'190.619.

Previo a la ejecución del proyecto, se debe realizar la compra del volumen total de solvente y polímero. Con base en la evaluación técnica se definió que el volumen poroso total a inyectar equivale a 21'390.194 Bbls del cual, el 5% corresponde al volumen de solvente, es decir, 1'069.510 Bbls, el 40% corresponde a la solución polimérica, equivalente a 8'556.078 Bbls a concentración de 0,318 kg/Bbl, el restante está asociado a agua; 11'764.607 Bbls. En la Tabla 28 se presenta el costo del solvente y polímero.

Tabla 28. Costo de solvente y polímero, Escenario Propuesto #12

Fluido	Costo (USD/Bbl)	Volumen (Bbl)	USD
Solvente	26,00	1'069.510,00	27'807.260,00
Polímero	1,03 ⁵³	8'556.078,00	8'815.498,29
Total			36'622.758,29

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

Una vez es realizada la compra de solvente y polímero, es necesario realizar tratamiento a los mismos al igual que el agua de inyección mediante la planta de tratamiento, según la tabla 27, el costo de la planta de tratamiento corresponde a USD 3'314.929.

Antes de iniciar inyección y producción, es necesario realizar tratamiento a los fluidos a bombear. En la Tabla 29 se presenta el costo de tratamiento de la solución polimérica y del agua.

Tabla 29. Costo de tratamiento de fluidos, Escenario Propuesto #12

Fluido	Tratamiento (USD/Bbl)	Volumen (Bbl)	USD
Sción. Polimérica	0,87 ⁵⁴	8'556.078,00	74.437,87
Agua	0,30	11'764.607,00	3'529.382,10
Total			3'603.819,90

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

⁵³ Concentración a 0,318 kg/Bbl

⁵⁴ Cada 100 barriles

En la Tabla 30 se presenta el costo de inversión.

Tabla 30. Costo de Inversión, Escenario Propuesto #12

Periodo (trianual)	Pozos	Facilidades	Solvente y polímero	Planta	Tratamiento	USD
0	1'200.000,00	3'190.619,00	36'622.758,29	3'314.929,00	3'603.819,90	47'932.126,19

7.1.4 Escenario propuesto #9. Corresponde a la inversión que debe realizar la compañía con el objetivo de aumentar la capacidad productora del pozo productor mediante la inyección de solvente-polímero. Con base en el análisis de sensibilidad, se estableció que el 3% del volumen poroso total a inyectar correspondía a solvente, el 40% a solución polimérica y el restante a inyección de agua.

Los costos de inversión estuvieron asociados a los mismos factores que el Escenario Propuesto #12, por tal razón, el costo de acondicionamiento de los pozos no varía. Con base en el análisis de sensibilidades, se estipuló que el caudal óptimo de inyección correspondía a 10.000 BPD, teniendo en cuenta la tabla 30 el costo de las facilidades de producción corresponde a USD 3'190.619.

Con base en la tabla 30, se estipula que el costo de la planta de tratamiento equivale a USD 3'314.929.

Antes de iniciar inyección y producción, se debe realizar la compra del volumen de solvente y polímero. Con base en la evaluación técnica se definió que el volumen poroso total a inyectar equivale a 21'390.194 Bbls de cual, el 3% corresponde al volumen de solvente, es decir, 641.706 Bbls, el 40% corresponde a la solución polimérica, equivalente a 8'556.078 Bbls a concentración de 0,318 kg/Bbl, el restante está asociado a agua; 12'192.411 Bbls. En la Tabla 31 se presenta el costo del solvente y polímero.

Tabla 31. Costo de solvente y polímero, Escenario Propuesto #9

Fluido	Costo (USD/Bbl)	Volumen (Bbl)	USD
Solvente	26,00	641.706,00	16'684.356,00
Polímero	1,03 ⁵⁵	8'556.078,00	8'815.498,29
Total			25'499.854,29

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

⁵⁵ Concentración a 0,318 kg/Bbl

En la Tabla 32 se presenta el costo de tratamiento de la solución polimérica y del agua.

Tabla 32. Costo de tratamiento de fluidos, Escenario Propuesto #9

Fluido	Tratamiento (USD/Bbl)	Volumen (Bbl)	USD
Sción. Polimérica	0,87 ⁵⁶	8'556.078,00	74.437,87
Agua	0,30	12'192.411,00	3'657.723,30
Total			3'732.161,17

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

En la Tabla 33 se presenta los costos de inversión.

Tabla 33. Costos de inversión, Escenario Propuesto #9

Periodo (trianual)	Pozos	Facilidades	Solvente y polímero	Planta	Tratamiento	USD
0	1'200.000,00	3'190.619,00	25'499.854,29	3'314.929,00	3'732.161,17	36'937.563,47

7.1.5 Escenario propuesto #11. Corresponde a la inversión que debe realizar la compañía con el objetivo de aumentar la capacidad productora del pozo productor mediante la inyección de solvente-polímero. Para el presente caso, un 5% del volumen poroso total a inyectar corresponde a solvente, un 40% a solución polimérica y el 55% a inyección de agua.

Los costos de inversión estuvieron asociados a los mismos factores que en los dos anteriores escenarios propuestos, por tal razón, el costo de acondicionamiento de los pozos no varía. Con base en el análisis de sensibilidades, se estipuló que el caudal óptimo de inyección correspondía a 7.000 BPD, teniendo en cuenta la tabla 24, el costo de las facilidades de producción corresponde a USD 2'695.000.

Previo a la ejecución del proyecto, se debe realizar la compra del volumen total de solvente y polímero. Con base en la evaluación técnica se definió que el volumen poroso total a inyectar equivale a 21'390.194 Bbls del cual, el 5% corresponde al volumen de solvente, es decir, 1'069.510 Bbls, el 40% corresponde a la solución polimérica, equivalente a 8'556.078 Bbls a concentración de 0,318 kg/Bbl y el restante está asociado a agua; 11'764.607 Bbls. En la Tabla 34 se presenta el costo del solvente y polímero.

⁵⁶ Cada 100 barriles

Tabla 34. Costo de solvente y polímero, Escenario Propuesto #11

Fluido	Costo (USD/Bbl)	Volumen (Bbl)	USD
Solvente	26,00	1'069.510,00	27'807.260,00
Polímero	1,03 ⁵⁷	8'556.078,00	8'815.498,29
Total			36'622.758,29

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

Con base en la tabla 33, se estipula que el costo de la planta de tratamiento equivale a USD 3'314.929.

En la tabla 35 se presenta el costo de tratamiento de la solución polimérica y del agua.

Tabla 35. Costo de tratamiento de fluidos, Escenario Propuesto #11

Fluido	Tratamiento (USD/Bbl)	Volumen (Bbl)	USD
Sción. Polimérica	0,87 ⁵⁸	8'556.078,00	74.437,87
Agua	0,30	11'764.607,00	3'529.382,10
Total			3'603.819,97

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

En la tabla 36 se presenta el costo de inversión.

Tabla 36. Costo de inversión, Escenario Propuesto #11

Periodo (trianual)	Pozos	Facilidades	Solvente y polímero	Planta	Tratamiento	USD
0	1'200.000,00	2'695.000,00	36'622.758,29	3'314.929,00	3'603.819,97	47'436.507,26

7.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costos de operación corresponden a los costos asumidos por la empresa día a día con el propósito de mantener en funcionamiento el proyecto.

⁵⁷ Concentración a 0,318 kg/Bbl

⁵⁸ Cada 100 barriles

Los costos están reflejados en el *Lifting Cost* el cual representa los costos de levantamiento, procesamiento, transporte, talento humano, suministros, reparaciones, etc.

Con base en la información respecto a los costos de operación de los últimos cuatro años, la empresa determinó que el *Lifting Cost*, tanto para el escenario base como escenarios propuestos, equivalía a USD 11,00/Bbl con aumento anual de 9,30%. En el Cálculo 1 se presenta la tasa incremental trianual del *Lifting Cost*.

Cálculo 1. Tasa incremental de *Lifting Cost*

$$\begin{aligned} (1+i)^n &= (1+i)^n \\ (1+0,093)^1 &= (1+i)^{1/3} \\ (1+0,093)^3 &= (1+i)^{3/3} \\ i &= 0,3057 \\ i &= 30,57\% \end{aligned}$$

En la tabla 37 se presenta el *Lifting Cost* asociado a cada periodo.

Tabla 37. *Lifting Cost*

Periodo (trianual)	USD/Bbl
1	11,00
2	14,36
3	18,75
4	24,49

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

7.2.1 Escenario base. Costos asociados a la producción del pozo productor mediante recuperación primaria.

Con base en la producción estimada para cada periodo, se determinó los costos de operación, véase tabla 38.

Tabla 38. Costos de operación, Escenario Base

Periodo (trianual)	Producción (Bbl)	<i>Lifting Cost</i> (USD/Bbl)	USD
1	129.327,00	11,00	1'422.597,00
2	5.990,00	14,36	86.032,57
3	0,00	18,75	0,00
4	0,00	24,49	0,00

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

7.2.2 Escenario propuesto #3. Costos asociados a la producción del pozo productor mediante recuperación secundaria, inyección de agua a caudal de 10.000 BPD. Los costos están reflejados en el *Lifting Cost*.

Con base en la producción estimada para cada periodo, se determinó los costos de operación, véase Tabla 39.

Tabla 39. Costos de operación, Escenario Propuesto #3

Periodo (trianual)	Producción (Bbl)	Lifting Cost (USD/Bbl)	USD
1	2'560.960,00	11,00	28'170.560,00
2	1'262.490,00	14,36	18'129.356,40
3	990.100,00	18,75	18'564.375,00
4	1'017.530,00	24,49	24'919.309,70

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

7.2.3 Escenario propuesto #12. Costos asociados a la producción del pozo productor mediante inyección solvente-polímero a caudal de 10.000 BPD e inyección del porcentaje del volumen poroso de solvente del 5%, solución polimérica 40% y agua 55%. Los costos están reflejados en el *Lifting Cost*.

Con base en la producción estimada para cada periodo, se determinó los costos de operación, véase Tabla 40.

Tabla 40. Costos de operación, Escenario Propuesto #12

Periodo (trianual)	Producción (Bbl)	Lifting Cost (USD/Bbl)	USD
1	7'074.408,00	11,00	77'818.488,00
2	2'733.500,00	14,36	39'260.440,45
3	714.000,00	18,75	13'389.911,46
4	748.000,00	24,49	18'315.741,07

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

7.2.4 Escenario propuesto #9. Costos asociados a la producción del pozo productor mediante inyección solvente-polímero a caudal de 10.000 BPD e inyección del porcentaje del volumen poroso de solvente del 3%, solución polimérica 40% y agua 57%. Los costos están reflejados en el *Lifting Cost*.

Con base en la producción estimada para cada periodo, se determinó los costos de operación, véase tabla 41.

Tabla 41. Costos de operación, Escenario Propuesto #9

Periodo (trianual)	Producción (Bbl)	Lifting Cost (USD/Bbl)	USD
1	6'890.608,00	11,00	75'796.688,00
2	2'245.700,00	14,36	32'254.315,39
3	793.600,00	18,75	14'882.680,30
4	787.000,00	24,49	19'270.706,18

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

7.2.5 Escenario propuesto #11. Costos asociados a la producción del pozo productor mediante inyección solvente-polímero a caudal de 7.000 BPD e inyección del porcentaje del volumen poroso de solvente del 5%, solución polimérica 40% y agua 55%. Los costos están reflejados en el *Lifting Cost*. Con base en la producción estimada para cada periodo, se determinó los costos de operación, véase tabla 42.

Tabla 42. Costos de operación, Escenario Propuesto #11

Periodo (trianual)	Producción (Bbl)	Lifting Cost (USD/Bbl)	USD
1	5'396.108,00	11,00	59'357.188,00
2	3'754.900,00	14,36	53'930.502,23
3	783.900,00	18,75	14'700.772,54
4	715.000,00	24,49	17'507.693,67

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

7.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

El ingreso está asociado a la producción de petróleo mediante recuperación primaria, secundaria e inyección de solvente-polímero. El precio de venta del crudo por barril se referencia con base en el Petróleo Brent, sin embargo, se realizaron ajustes por calidad y transporte, estableciendo un precio de venta de USD 28/ Bbl.

Con la finalidad de calcular los ingresos netos del proyecto, se debió disminuir a la producción bruta el porcentaje correspondiente de regalías. En la Tabla 43 se observa el porcentaje de regalías con base en la Ley 756 de 2002.

Tabla 43. Porcentaje de regalías según Ley 756 de 2002

Producción diaria promedio mes	Porcentaje
Producción igual o menor a 5 KBPD	8%
Producción mayor a 5 KBPD e inferior o igual a 125 KBPD	X%
$X\% = 8 + (\text{producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * 0.10$	
Producción mayor a 125 KBPD e inferior o igual a 400 KBPD	20%

Fuente: COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPUBLICA. Ley 756. 23, Julio, 2002.
 Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial 44878. Julio 25 de 2002.

7.3.1 Escenario base. Ingresos asociados a producción mediante recuperación primaria. La liquidación de regalías se realizó con respecto a la producción actual diaria promedio mes del campo la cual equivale a 163.000 BPD. En la tabla 44 se presenta la producción neta.

Tabla 44. Producción neta, Escenario Base

Periodo (trianual)	Producción bruta (Bbl)	Producción promedio día (BPD)	Producción del campo (BPD)	Regalías 20% (Bbl)	Producción neta (Bbl)
1	129.327,00	118,10	163.118,10	25.865,40	103.461,60
2	5.990,00	5,47	163.005,47	1.198,00	4.792,00
3	0,00	0,00	163.000,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	163.000,00	0,00	0,00

En la tabla 45 se presentan los ingresos netos.

Tabla 45. Ingresos netos, Escenario Base

Periodo (trianual)	Producción neta (Bbl)	Precio de venta (USD/Bbl)	USD
1	103.461,60	28	2'896.924,80
2	4.792,00		134.176,00
3	0,00		0,00
4	0,00		0,00

7.3.2 Escenario propuesto #3. Ingresos asociados a producción mediante recuperación secundaria, inyección de agua a tasa de 10.000 BPD. En la tabla 46 se presenta la producción neta.

Tabla 46. Producción neta, Escenario Propuesto #3

Periodo (trianual)	Producción bruta (Bbl)	Producción promedio día (BPD)	Producción del campo (BPD)	Regalías 20% (Bbl)	Producción neta (Bbl)
1	2'560.960,00	2.338,78	165.338,78	512.192,00	2'048.768,00
2	1'262.490,00	1.152,96	164.152,96	252.498,00	1'009.992,00
3	990.100,00	904,20	163.904,20	198.020,00	792.080,00
4	1'017.530,00	929,25	163.929,25	203.506,00	814.024,00

En la tabla 47 se presentan los ingresos netos.

Tabla 47. Ingresos netos, Escenario Propuesto #3

Periodo (trianual)	Producción neta (Bbl)	Precio de venta (USD/Bbl)	USD
1	2'048.768,00	28	57'365.504,00
2	1'009.992,00		28'279.776,00
3	792.080,00		22'178.240,00
4	814.024,00		22'792.672,00

7.3.3 Escenario propuesto #12. Ingresos asociados a producción mediante inyección solvente-polímero donde el 5% del volumen poroso corresponde a solvente, 40% a solución polimérica y 55% agua una tasa de inyección de 10.000 BPD. En la tabla 48 se presenta la producción neta.

Tabla 48. Producción neta, Escenario Propuesto #12

Periodo (trianual)	Producción bruta (Bbl)	Producción promedio día (BPD)	Producción del campo (BPD)	Regalías 20% (Bbl)	Producción neta (Bbl)
1	7'074.408,00	6.460,65	169.460,65	1'414.881,60	5'659.526,40
2	2'733.500,00	2.496,35	165.496,35	546.700,00	2'186.800,00
3	714.000,00	652,05	163.652,05	142.800,00	571.200,00
4	748.000,00	683,11	163.683,11	149.600,00	598.400,00

En la tabla 49 se presentan los ingresos netos.

Tabla 49. Ingresos netos, Escenario Propuesto #12

Periodo (trianual)	Producción neta (Bbl)	Precio de venta (USD/Bbl)	USD
1	5'659.526,40	28	158'466.739,20
2	2'186.800,00		61'230.400,00
3	571.200,00		15'993.600,00
4	598.400,00		16'755.200,00

7.3.4 Escenario propuesto #9. Ingresos asociados a producción mediante inyección solvente-polímero donde el 3% del volumen poroso corresponde a solvente, 40% a solución polimérica y 57% agua a una tasa de inyección de 10.000 BPD. En la tabla 50 se presenta la producción neta y en la tabla 51 se presentan los ingresos netos.

Tabla 50. Producción neta, Escenario Propuesto #9

Periodo (trianual)	Producción bruta (Bbl)	Producción promedio día (BPD)	Producción del campo (BPD)	Regalías 20% (Bbl)	Producción neta (Bbl)
1	6'890.608,00	6.292,79	169.292,79	1'378.121,60	5'512.486,40
2	2'245.700,00	2.050,87	165.050,87	449.140,00	1'796.560,00
3	793.600,00	724,75	163.724,75	158.720,00	634.880,00
4	787.000,00	718,72	163.718,72	157.400,00	629.600,00

Tabla 51. Ingresos netos, Escenario Propuesto #9

Periodo (trianual)	Producción neta (Bbl)	Precio de venta (USD)	USD
1	5'512.486,40	28	154'349.619,20
2	1'796.560,00		50'303.680,00
3	634.880,00		17'776.640,00
4	629.600,00		17'628.800,00

7.3.5 Escenario propuesto #11. Ingresos asociados a producción mediante inyección solvente-polímero donde el 5% del volumen poroso corresponde a solvente, 40% a solución polimérica y 55% agua con una tasa de inyección de 7.000 BPD. En la tabla 52 se presenta la producción neta.

Tabla 52. Producción neta, Escenario Propuesto #11

Periodo (trianual)	Producción bruta (Bbl)	Producción promedio día (BPD)	Producción del campo (BPD)	Regalías 20% (Bbl)	Producción neta (Bbl)
1	5'396.108,00	4'927,95	167.927,95	1'079.221,60	4'316.886,40
2	3'754.900,00	3'429,13	166.429,13	750.980,00	3'003.920,00
3	783.900,00	715,89	163.715,89	156.780,00	627.120,00
4	715.000,00	652,97	163.652,97	143.000,00	572.000,00

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

En la tabla 53 se presentan los ingresos netos.

Tabla 53. Ingresos netos, Escenario Propuesto #11

Periodo (trianual)	Producción neta (Bbl)	Precio de venta (USD)	USD
1	4'316.886,40	28	120'872.819,20
2	3'003.920,00		84'109.760,00
3	627.120,00		17'559.360,00
4	572.000,00		16'016.000,00

7.4 EVALUACION FINANCIERA

La viabilidad del proyecto fue determinada por medio del Indicador Financiero Valor Presente Neto (VPN).

VALOR PRESENTE NETO (VPN)

Indicador financiero que representa a día de hoy tanto los ingresos como egresos futuros del proyecto.

El Valor Presente Neto fue calculado por medio de la ecuación 43.

Ecuación 43. Valor Presente Neto (VPN)

$$VPN(i) = \sum F_n (1+i)^{-n}$$

n = Periodo de tiempo

i = Tasa de Inversión de Oportunidad (TIO)

F_n = Flujo neto de caja

Cuando el VPN es mayor a cero, el proyecto es atractivo para el inversionista ya que los ingresos son mayores a los egresos, entre mayor sea el valor del VPN, hace más atractivo el proyecto, si el VPN es menor a cero, los egresos son mayores a los ingresos y el proyecto no cumple con las expectativas del inversionista y, cuando el VPN es igual a cero, el proyecto es indiferente financieramente para el inversionista.

La Tasa de Inversión de Oportunidad corresponde a 17,00% E.A, en el **Cálculo 2** se presenta la tasa trianual.

Cálculo 2. Tasa de Inversión de Oportunidad trianual

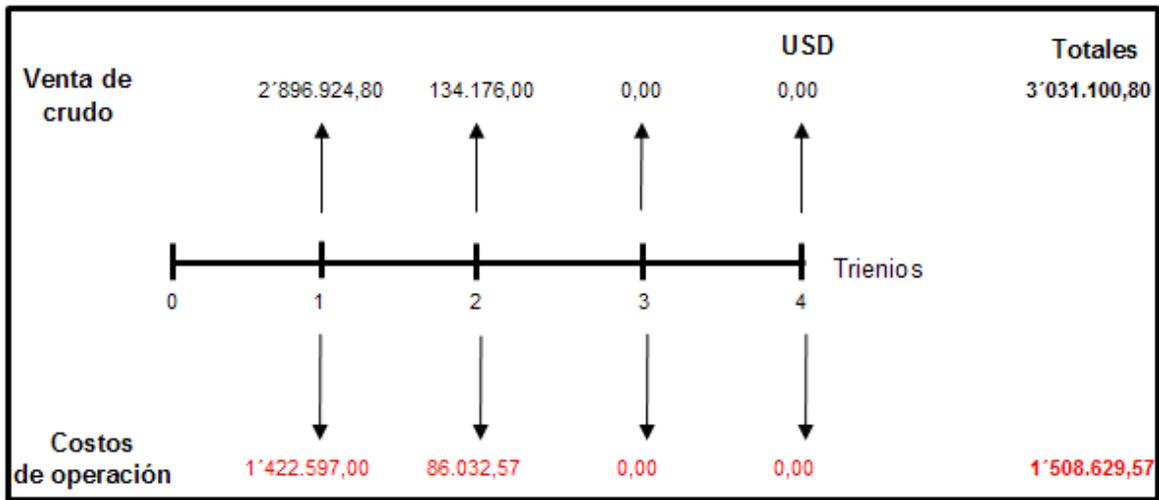
$$\begin{aligned}(1+i)^n &= (1+i)^n \\(1+0,17)^1 &= (1+i)^{1/3} \\(1+0,17)^3 &= (1+i)^{3/3} \\i &= 0,6016 \\i &= 60,16\%\end{aligned}$$

Para establecer el estado financiero del proyecto, se realiza un flujo de caja el cual permite determinar en cada periodo tanto las salidas como entradas de efectivo.

7.4.1 Escenario base. Evaluación financiera asociada a la producción mediante recuperación primaria.

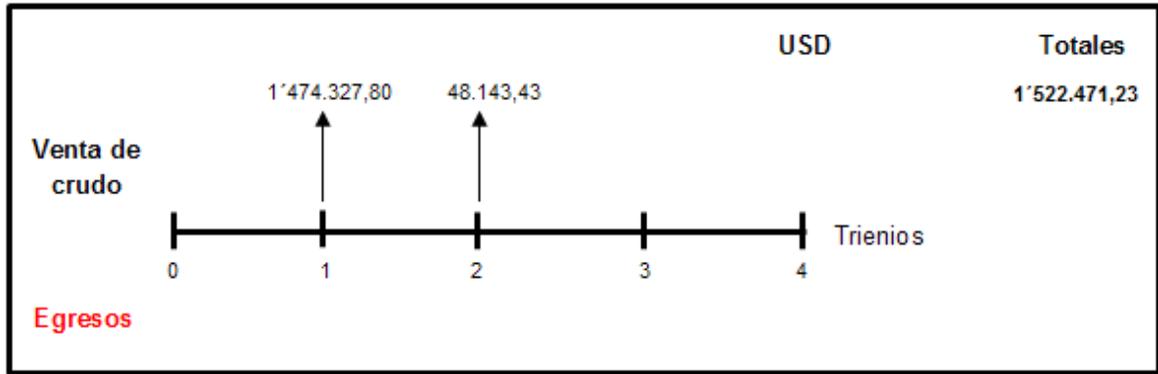
En el gráfico 56 se presenta el flujo de caja, las flechas en la parte superior de la línea del tiempo representan ingresos mientras los egresos son ubicados en la parte inferior.

Gráfico 56. Flujo de caja, Escenario Base



En el gráfico 57 se presenta el flujo de caja neto, la flecha hacia arriba simboliza un periodo de ganancia mientras la flecha hacia abajo un periodo de pérdida.

Gráfico 57. Flujo de caja neto, Escenario Base



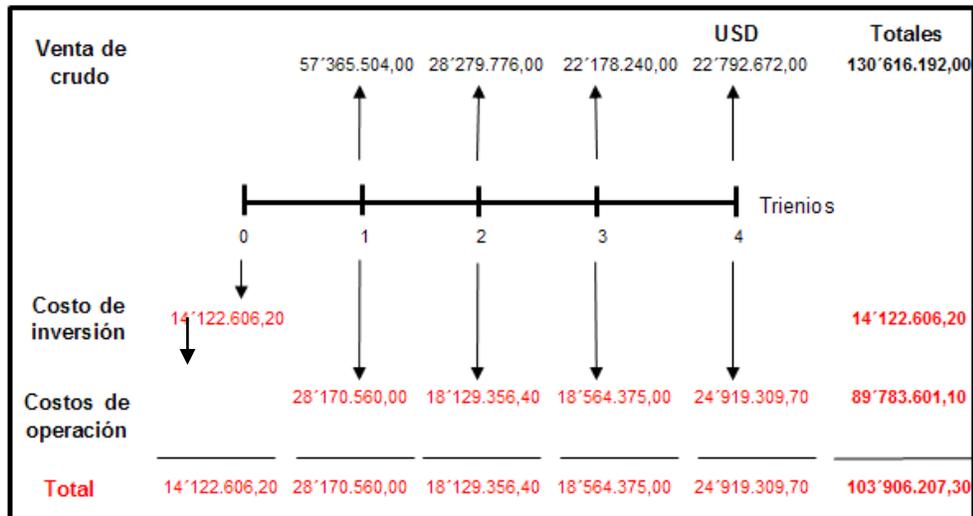
En el **Cálculo 3** se observa el Valor Presente Neto. La Tasa Interna de Oportunidad (TIO) correspondió a 60,16%.

Cálculo 3. Valor Presente Neto, Escenario Base

$$VPN(0,6016) = \frac{1'474.327,80}{(1 + 0,6016)^1} + 48.143,43(1 + 0,6016)^2 + (1 + 0,6016)^3 + (1 + 0,6016)^4$$

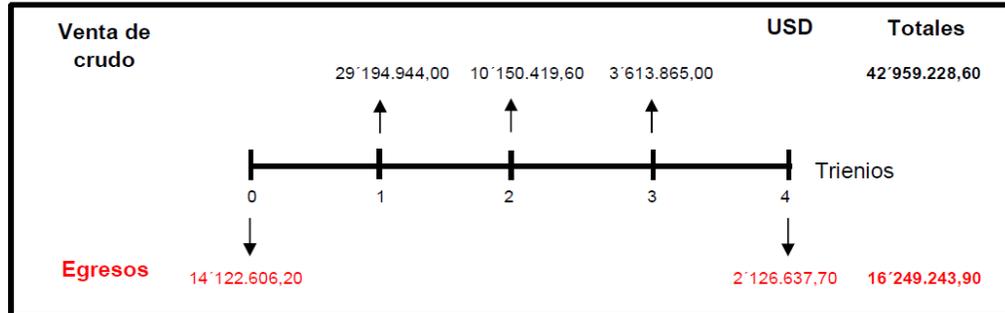
7.4.2 Escenario propuesto #3. Evaluación financiera asociada a la producción mediante recuperación secundaria, inyección de agua a tasa de 10.000 BPD. En el gráfico 58 se presenta el flujo de caja.

Gráfico 58. Flujo de caja, Escenario Propuesto #3



En el gráfico 59 se presenta el flujo de caja neto.

Gráfico 59. Flujo de caja neto. Escenario propuesto #3



En el cálculo 4 se observa el Valor Presente Neto. La Tasa Interna de Oportunidad (TIO) trianual correspondió a 60,16%.

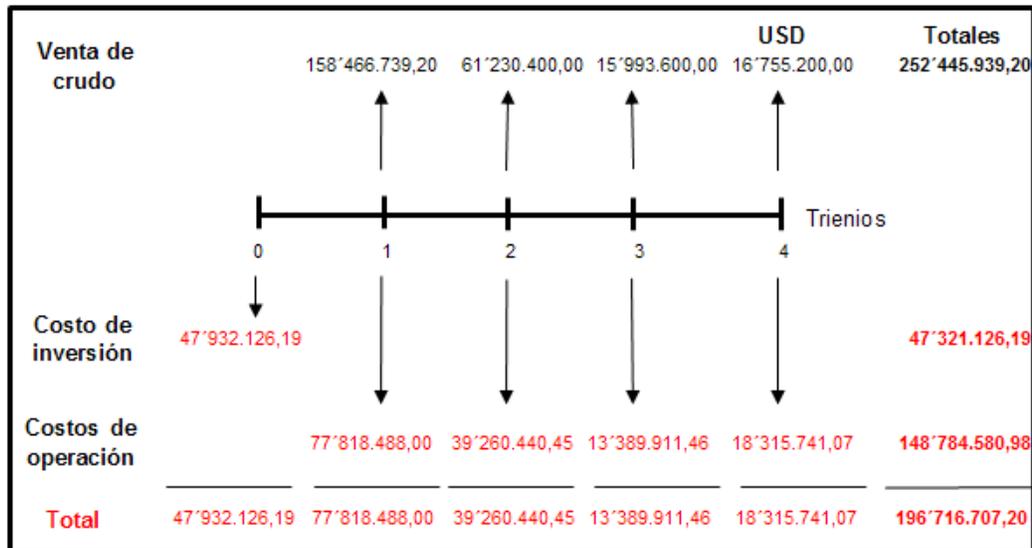
Cálculo 4. Valor Presente Neto, Escenario Propuesto #3

$VPN (0,6016)$

$$= -14'122.606,20 + \frac{29'194.944,00}{(1 + 0,6016)^1} + \frac{10'150.419,60}{(1 + 0,6016)^2} + \frac{3'613.865,00}{(1 + 0,6016)^3} - \frac{2'126.637,70}{(1 + 0,6016)^4} = 8'619.539,97$$

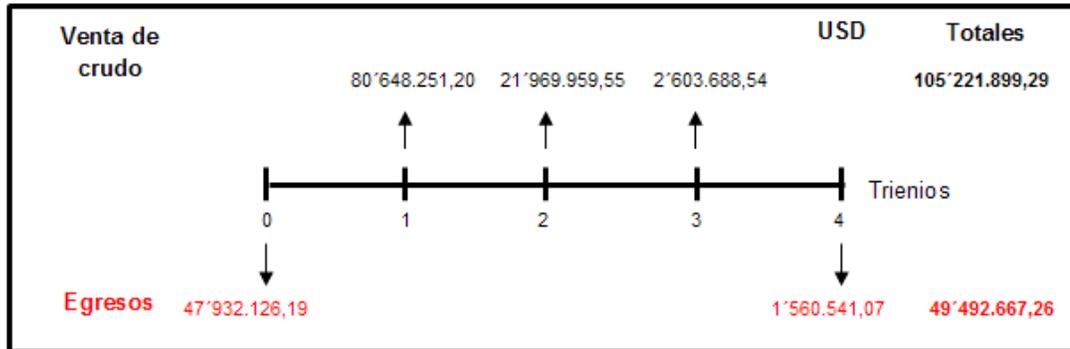
7.4.3 Escenario propuesto #12. Evaluación financiera asociada a la producción mediante inyección de solvente-polímero, donde el 5% del volumen poroso corresponde a solvente, 40% a solución polimérica y 55% de agua. La tasa de inyección fue establecida en 10.000 BPD. En el Gráfico 60 se presenta el flujo de caja.

Gráfico 60. Flujo de caja, Escenario Propuesto #12



En el Gráfico 61 se presenta el flujo de caja neto.

Gráfico 61. Flujo de caja neto, Escenario Propuesto #12



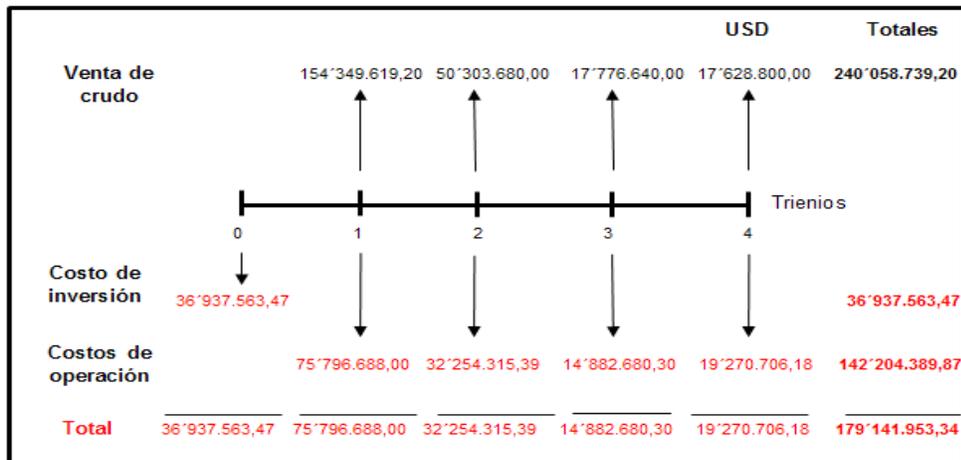
En el **Cálculo 5** se observa el Valor Presente Neto. La Tasa Interna de Oportunidad (TIO) trianual correspondió a 60,16%.

Cálculo 5. Valor Presente Neto, Escenario Propuesto #12

$$\begin{aligned}
 VPN(0,6016) = & -47'932.126,19 + \frac{80'648.251,20}{(1 + 0,6016)^1} + \frac{21'969.959,55}{(1 + 0,6016)^2} \\
 & + \frac{2'603.688,54}{(1 + 0,6016)^3} - \frac{1'560.541,07}{(1 + 0,6016)^4} = 11'384.146,53
 \end{aligned}$$

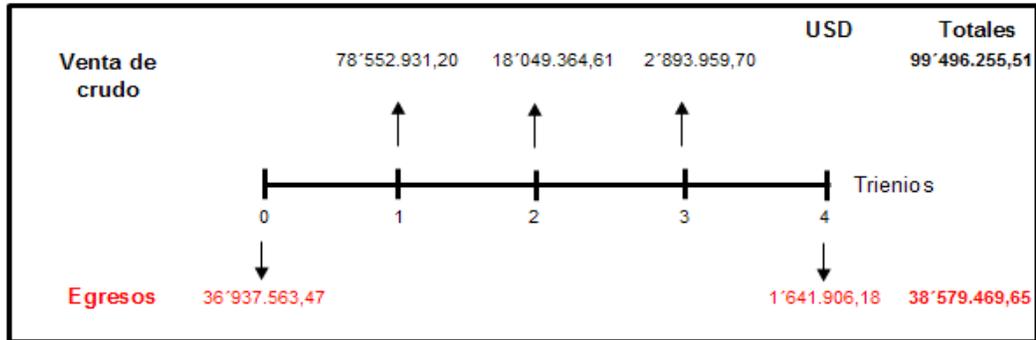
7.4.4 Escenario propuesto #9. Evaluación financiera asociada a la producción mediante inyección de solvente-polímero, donde el 3% del volumen poroso corresponde a solvente, 40% a solución polimérica y 57% de agua. La tasa de inyección fue establecida en 10.000 BPD. En el gráfico 62 se presenta el flujo de caja.

Gráfico 62. Flujo de caja, Escenario Propuesto #9



En el gráfico 63 se presenta el flujo de caja neto.

Gráfico 63. Flujo de caja neto, Escenario Propuesto #9



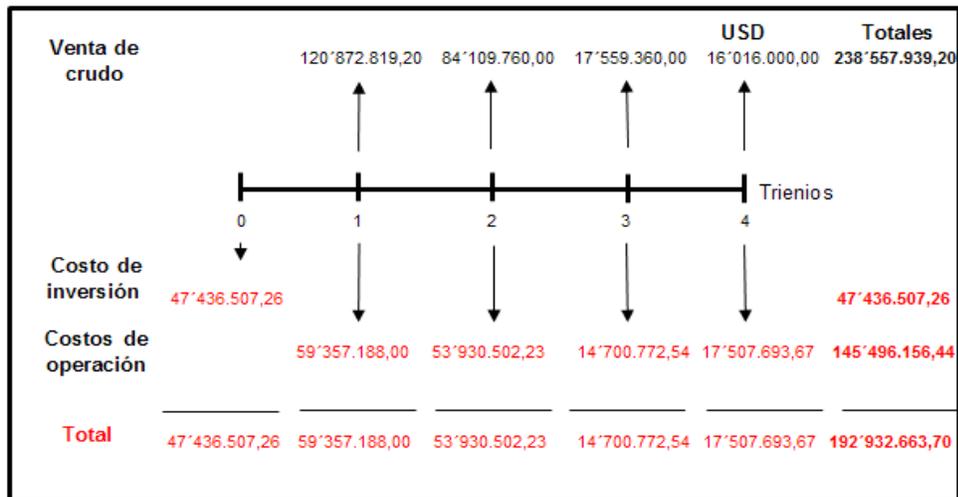
En el **Cálculo 6** se observa el Valor Presente Neto. La Tasa Interna de Oportunidad (TIO) trianual correspondió a 60,16%.

Cálculo 6. Valor Presente Neto, Escenario Propuesto #9

$$\begin{aligned}
 VPN(0,6016) &= -36'937.563,47 + \frac{78'552.931,20}{(1 + 0,6016)^1} + \frac{18'049.364,61}{(1 + 0,6016)^2} + \frac{2'893.959,70}{(1 + 0,6016)^3} \\
 &\quad - \frac{1'641.906,18}{(1 + 0,6016)^4} = 19'600.307,50
 \end{aligned}$$

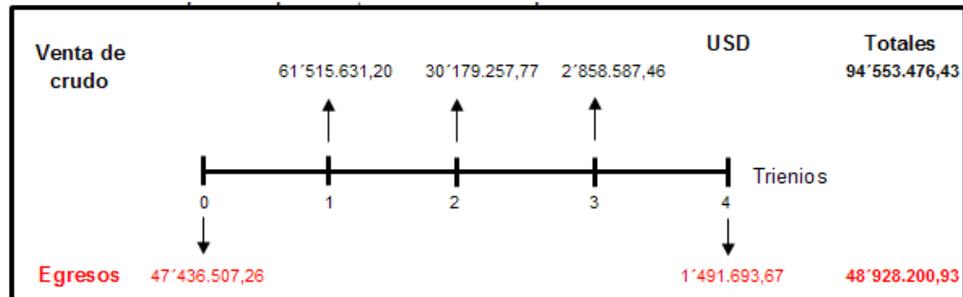
7.4.5 Escenario propuesto #11. Evaluación financiera asociada a la producción mediante inyección de solvente-polímero, donde el 5% del volumen poroso corresponde a solvente, 40% a solución polimérica y 55% de agua. La tasa de inyección fue establecida en 7.000 BPD. En el gráfico 64 se presenta el flujo de caja.

Gráfico 64. Flujo de caja, Escenario Propuesto #11



En el gráfico 65 se presenta el flujo de caja neto.

Gráfico 65. Flujo de caja neto, Escenario Propuesto #11



En el **Cálculo 7** se observa el Valor Presente Neto. La Tasa Interna de Oportunidad (TIO) trianual correspondió a 60,16%.

Cálculo 7. Valor Presente Neto, Escenario Propuesto #11

$$\begin{aligned}
 VPN(0,6016) &= -47'436.507,26 + \frac{61'515.631,20}{(1 + 0,6016)^1} + \frac{30'179.257,77}{(1 + 0,6016)^2} + \frac{2'858.587,46}{(1 + 0,6016)^3} \\
 &\quad - \frac{1'491.693,67}{(1 + 0,6016)^4} = 3'206.685,33
 \end{aligned}$$

7.5 PRIMER CONCLUSIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero respecto a los 5 escenarios anteriormente descritos, para la empresa Ecopetrol S.A. la mejor opción es implementar la inyección de solvente polímero en el Campo Chichimene a una tasa de inyección de 10.000 Bbl/D, inyectando los siguientes porcentajes del volumen poroso; 3% de solvente, 40% de solución polimérica y 55% de agua (Escenario Propuesto #9), durante los próximos 12 años, porque a dólares de hoy, se presenta un VPN superior de USD 18'661.004,69 frente al escenario base, esto se presenta debido a que el factor de recobro pasa de 1,01% a 12,93%.

Con base en el resultado, la compañía decidió determinar la rentabilidad financiera para dos escenarios propuestos adicionales (Escenario Propuesto #13 y Escenario Propuesto #14), los cuales presentan variaciones en el volumen poroso de polímero a inyectar con respecto al Escenario Propuesto #9.

7.6 ANALISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX) – ESCENARIOS PROPUESTOS ADICIONALES

Los costos de inversión estuvieron asociados a los mismos factores que el Escenario Propuesto #9.

7.6.1 Escenario propuesto #13. Corresponde a la inversión que debe realizar la compañía con el objetivo de aumentar la capacidad productora del pozo productor mediante la inyección de solvente-polímero. El 3% del volumen poroso a inyectar corresponde a solvente, el 30% a solución polimérica y restante a agua.

El costo de acondicionamiento de los pozos no varía. El caudal de inyección no cambia respecto al Escenario #9 el cual corresponde a 10.000 BPD, por ende, el costo de asociado a las facilidades de producción es el mismo.

Antes de iniciar inyección y producción, se debe realizar la compra del volumen de solvente y polímero. Se definió que el volumen poroso total a inyectar equivale a 21'390.194 Bbls del cual, el 3% corresponde al volumen de solvente, es decir, 641.706 Bbls, el 30% corresponde a la solución polimérica, equivalente a 6'417.058 Bbls a concentración de 0,318 kg/Bbl, el restante está asociado a agua; 14'331.430 Bbls. En la tabla 54 se presenta el costo del solvente y polímero.

Tabla 54. Costo de solvente y polímero, Escenario Propuesto #13

Fluido	Costo (USD/Bbl)	Volumen (Bbl)	USD
Solvente	26,00	641.706,00	16'684.356,00
Polímero	1,03 ⁵⁹	6'417.058,00	6'609.569,74
		<i>Total</i>	23'293.925,74

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

Con base en la tabla 36, se estipula que el costo de la planta de tratamiento equivale a USD 3'314.929.

En la tabla 55 se presenta el costo de tratamiento de la solución polimérica y del agua.

Tabla 55. Costo de tratamiento de fluidos, Escenario Propuesto #13

Fluido	Tratamiento (USD/Bbl)	Volumen (Bbl)	USD
Solución polimérica	0,87 ⁶⁰	6'417.058,00	55.828,40
Agua	0,30	14'331.430,00	4'299.429,00
		<i>Total</i>	4'355.257,40

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

⁵⁹ Concentración a 0,318 kg/Bbl

⁶⁰ Cada 100 barriles

En la tabla 56 se presenta los costos de inversión.

Tabla 56. Costos de inversión, Escenario Propuesto #13

Periodo (trianual)	Pozos	Facilidades	Solvente y polímero	Planta	Tratamiento	USD
0	1'200.000,00	3'190.619,00	23'293.925,74	3'314.929,00	4'355.257,40	35'3540.726,67

7.6.2 Escenario propuesto #14. Corresponde a la inversión que debe realizar la compañía con el objetivo de aumentar la capacidad productora del pozo productor mediante la inyección de solvente-polímero. El 3% del volumen poroso a inyectar corresponde a solvente, el 50% a polímero y restante a agua.

El costo de acondicionamiento de los pozos no varía. El caudal de inyección no cambia respecto al Escenario #9 el cual corresponde a 10.000 BPD, por ende, el costo de asociado a las facilidades de producción es el mismo.

Antes de iniciar inyección y producción, se debe realizar la compra del volumen de solvente y polímero. Se definió que el volumen poroso total a inyectar equivale a 21'390.194 Bbls del cual, el 3% corresponde al volumen de solvente, es decir, 641.706 Bbls, el 50% corresponde a la solución polimérica, equivalente a 10'695.097 Bbls con una concentración de 0,318 kg/Bbl, el restante está asociado a agua; 10'053.391 Bbls. En la tabla 57 se presenta el costo del solvente y polímero.

Tabla 57. Costo de solvente y polímero, Escenario Propuesto #14

Fluido	Costo (USD/Bbl)	Volumen (Bbl)	USD
Solvente	26,00	641.706,00	16'684.356,00
Polímero	1,03 ⁶¹	10'695.097,00	11'015.949,91
		<i>Total</i>	<i>27'700.305,91</i>

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

Con base en la tabla 56, se estipula que el costo de la planta de tratamiento equivale a USD 3'314.929.

En la tabla 58 se presenta el costo de tratamiento de la solución polimérica y del agua.

⁶¹ Concentración a 0,318 kg/Bbl

Tabla 58. Costo de tratamiento de fluidos, Escenario Propuesto #14

Fluido	Tratamiento (USD/Bbl)	Volumen (Bbl)	USD
Solución polimérica	0,87 ⁶²	10'695.097,00	93.047,34
Agua	0,30	10'053.391,00	3'016.017,35
		<i>Total</i>	3'109.064,70

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

En la tabla 59 se presenta los costos de inversión.

Tabla 59. Costos de inversión, Escenario Propuesto #14

Periodo (trianual)	Pozos	Facilidades	Solvente y polímero	Planta	Tratamiento	USD
0	1'200.000,00	3'190.619,00	27'700.305,91	3'314.929,00	3'109.064,70	38'514.913,93

7.7 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX) – ESCENARIOS PROPUESTOS ADICIONALES

Los costos de operación se ven reflejados en el *Lifting Cost* el cual no varía respecto al Escenario Propuesto #9.

7.7.1 Escenario propuesto #13. Costos asociados a la producción del pozo productor mediante inyección solvente-polímero a caudal de 10.000 BPD, porcentaje de volumen de solvente de 3%, porcentaje de polímero de 30% y agua un 67%.

Con base en la producción estimada para cada periodo, se determinó los costos de operación, véase tabla 60.

Tabla 60. Costos de operación, Escenario Propuesto #13

Periodo (trianual)	Producción (Bbl)	<i>Lifting Cost</i> (USD/Bbl)	USD
1	6'761.410,00	11,00	74'375.510,00
2	1'483.130,00	14,36	21'297.746,80
3	857.130,00	18,75	16'071.187,50
4	801.030,00	24,49	19'617.224,70

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

⁶² Cada 100 barriles

7.7.2 Escenario propuesto #14. Costos asociados a la producción del pozo productor mediante inyección solvente-polímero a caudal de 10.000 BPD, porcentaje de volumen de solvente de 3%, porcentaje de polímero de 50% y agua un 47%. Con base en la producción estimada para cada periodo, se determinó los costos de operación, véase la tabla 61.

Tabla 61. Costos de operación, Escenario Propuesto #14

Periodo (trianual)	Producción (Bbl)	Lifting Cost (USD/Bbl)	USD
1	6'848.140,00	11,00	75'329.540,00
2	3'050.960,00	14,36	43'811.785,60
3	746.100,00	18,75	13'989.375,00
4	702.500,00	24,49	17'204.225,00

Fuente: Departamento de Yacimientos, Ecopetrol S.A.

7.8 ANÁLISIS DE INGRESOS - ESCENARIOS PROPUESTOS ADICIONALES

Los ingresos están reflejados por la venta de la producción bruta de crudo, el precio de venta del barril corresponde al mismo del Escenario Propuesto #9.

7.8.1 Escenario propuesto #13. Ingresos asociados a producción mediante inyección solvente-polímero donde el 3% del volumen poroso corresponde a solvente, 30% a polímero y 67% agua con una tasa de inyección de 10.000 BPD. En la Tabla 62 se presenta la producción neta y en la Tabla 63 se presentan los ingresos netos.

Tabla 62. Producción neta, Escenario Propuesto #13

Periodo (trianual)	Producción bruta (Bbl)	Producción promedio día (BPD)	Producción del campo (BPD)	Regalías 20% (Bbl)	Producción neta (Bbl)
1	6'761.410,00	6'174,80	169.174,80	1'352.282,00	5'409.128,00
2	1'483.130,00	1'354,46	164.354,46	296.626,00	1'186.504,00
3	857.130,00	782,77	163.782,77	171.426,00	685.704,00
4	801.030,00	731,53	163.731,53	160.206,00	640.824,00

Tabla 63. Ingresos netos, Escenario Propuesto #13

Periodo (trianual)	Producción neta (Bbl)	Precio de venta (USD)	USD
1	5'409.128,00	28	151'455.584,00
2	1'186.504,00		33'222.112,00
3	685.704,00		19'199.712,00
4	640.824,00		17'943.072,00

7.8.2 Escenario propuesto #14. Ingresos asociados a producción mediante inyección solvente-polímero donde el 3% del volumen poroso corresponde a solvente, 50% a polímero y 47% agua con una tasa de inyección de 10.000 BPD.

En la Tabla 64 se presenta la producción neta.

Tabla 64. Producción neta, Escenario Propuesto #14

Periodo (trianual)	Producción bruta (Bbl)	Producción promedio día (BPD)	Producción del campo (BPD)	Regalías 20% (Bbl)	Producción neta (Bbl)
1	6'848.140,00	6.254,01	169.254,01	1'369.628,00	5'478.512,00
2	3'050.960,00	2.786,26	165.786,26	610.192,00	2'440.768,00
3	746.100,00	681,37	163.681,37	149.220,00	596.880,00
4	702.500,00	641,55	163.641,55	140.500,00	562.000,00

En la Tabla 65 se presentan los ingresos netos.

Tabla 65. Ingresos netos, Escenario Propuesto #14

Periodo (trianual)	Producción neta (Bbl)	Precio de venta (USD)	USD
1	5'478.512,00	28	153'398.336,00
2	2'440.768,00		68'341.504,00
3	596.880,00		16'712.640,00
4	562.000,00		15'736.000,00

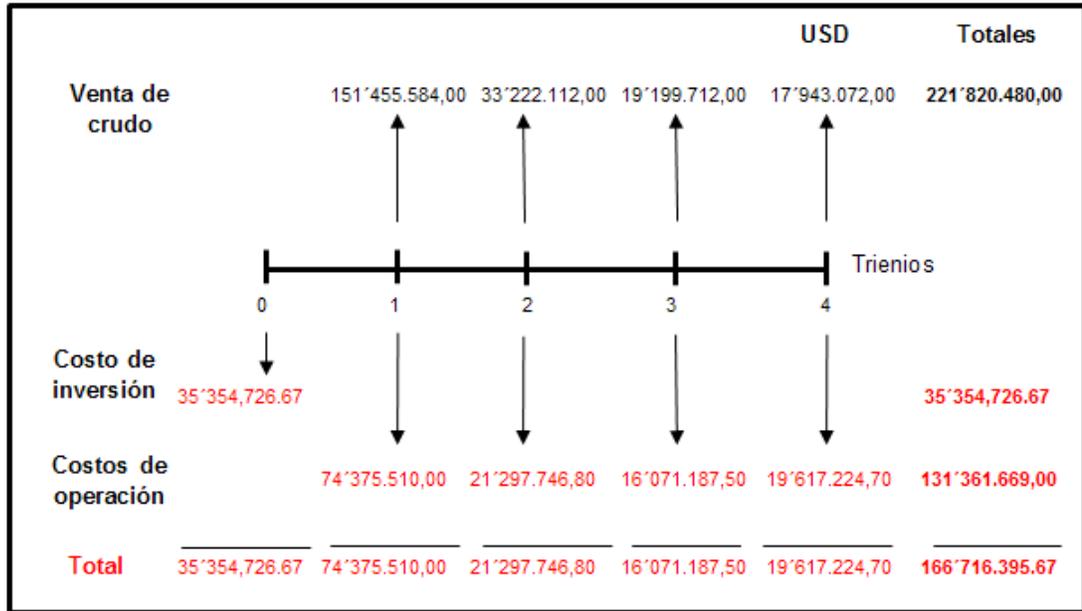
7.9 EVALUACION FINANCIERA – ESCENARIOS PROPUESTOS ADICIONALES

La evaluación financiero se desarrolló bajo el mismo indicador y parámetros del Escenario Propuesto #9.

7.9.1 Escenario propuesto #13. Evaluación financiera asociada a la producción mediante inyección de solvente-polímero, donde el 3% del volumen poroso corresponde a solvente, 30% a polímero y 67% agua con tasa de inyección de 10.000 BPD.

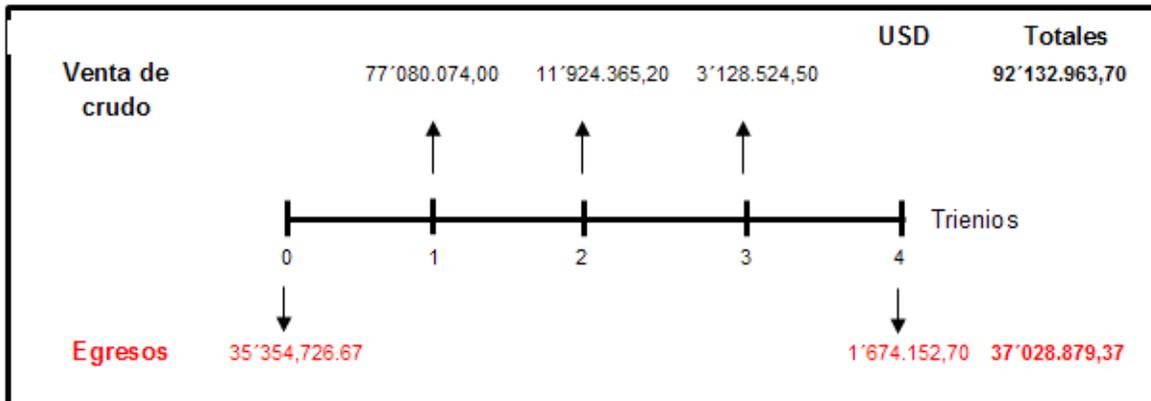
En el gráfico 66 se presenta el flujo de caja.

Gráfico 66. Flujo de caja, Escenario Propuesto #13



En el gráfico 67 se presenta el flujo de caja neto.

Gráfico 67. Flujo de caja neto, Escenario Propuesto #13



En el cálculo 8 se observa el Valor Presente Neto. La Tasa Interna de Oportunidad (TIO) trianual correspondió a 60,16%.

Cálculo 8. Valor Presente Neto, Escenario Propuesto #13

$$VPN(0,6016) = -35'354.726,67 + \frac{77'080.074,00}{(1 + 0,6016)^1} + \frac{11'924.365,20}{(1 + 0,6016)^2} + \frac{3'128.524,50}{(1 + 0,6016)^3} - \frac{1'674.152,70}{(1 + 0,6016)^4} = 17'927.922,81$$

7.9.2 Escenario propuesto #14. Evaluación financiera asociada a la producción mediante inyección de solvente-polímero, donde el 3% del volumen poroso corresponde a solvente, 50% a polímero y 47% agua con tasa de inyección de 10.000 BPD.

En el gráfico 68 se presenta el flujo de caja y en el gráfico 69 se presenta el flujo de caja neto.

Gráfico 68. Flujo de caja, Escenario Propuesto #14

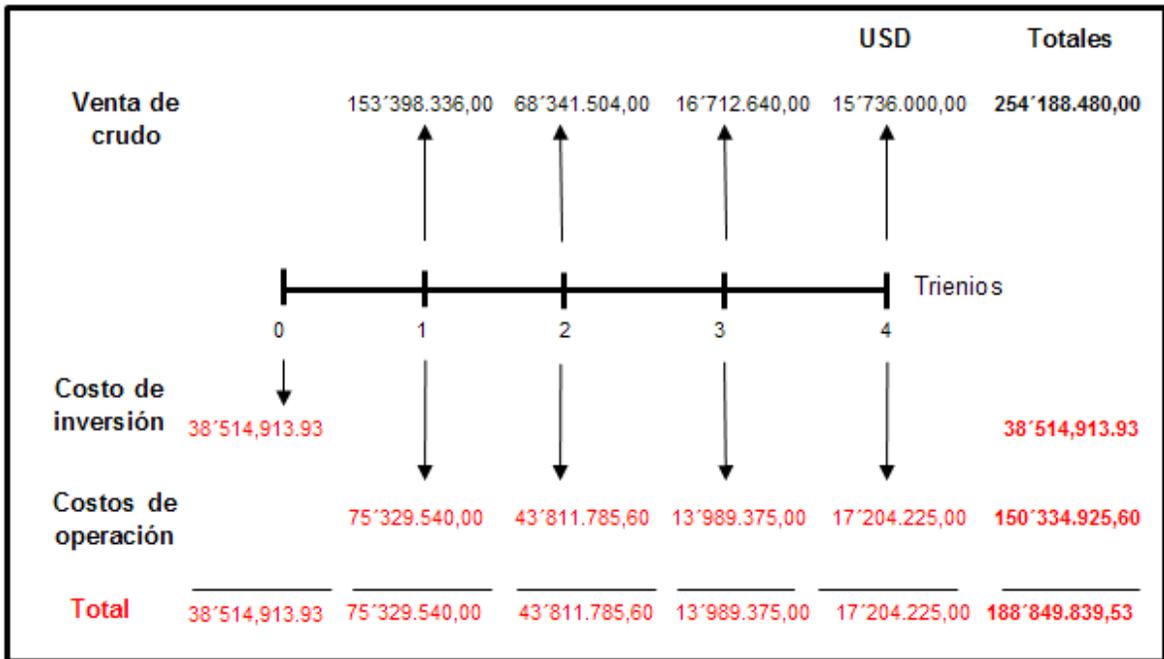
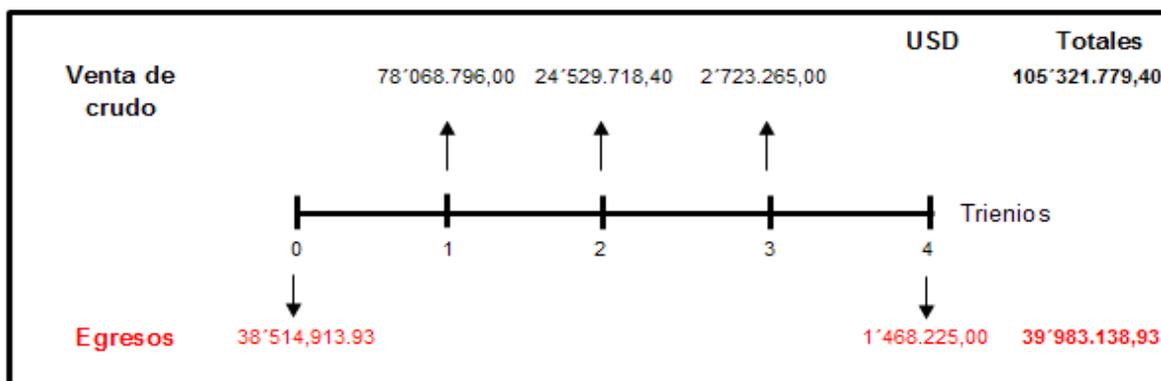


Gráfico 69. Flujo de caja neto, Escenario Propuesto #14



En el **Cálculo 9** se observa el Valor Presente Neto. La Tasa Interna de Oportunidad (TIO) trianual correspondió a 60,16%.

Cálculo 9. Valor Presente Neto, Escenario Propuesto #14

$$\begin{aligned}
 VPN(0,6016) &= -39'156.624,55 + \frac{78'068.796,00}{(1 + 0,6016)^1} + \frac{24'529.718,40}{(1 + 0,6016)^2} + \frac{2'723.265,00}{(1 + 0,6016)^3} \\
 &\quad - \frac{1'468.225,00}{(1 + 0,6016)^4} = 19'590.144,33
 \end{aligned}$$

7.10 CONCLUSIÓN FINANCIERA FINAL

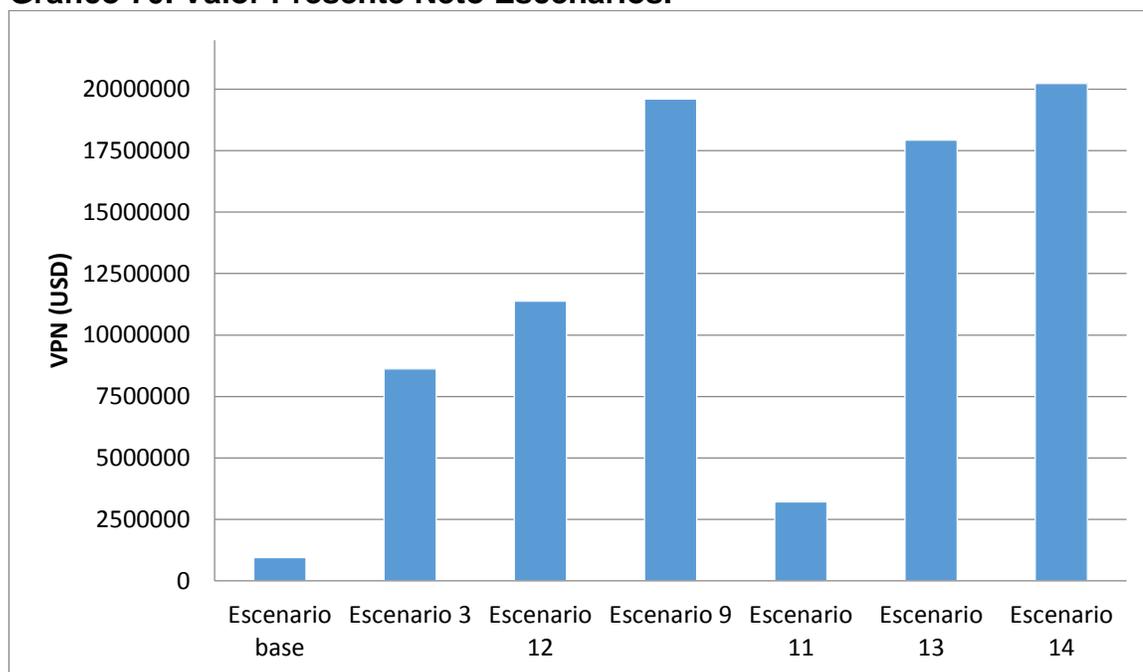
Desde el punto de vista financiero con respecto a todos los escenarios propuestos, para la empresa Ecopetrol S.A. la mejor opción es el escenario #14, el cual consiste en realizar la inyección de solvente polímero a una tasa de inyección de 10.000 Bbl/D, 3% de solvente, 50% de polímero y 47% de agua, durante el tiempo del proyecto (12 años), porque presenta un VPN de USD 20'231.855 siendo así el escenario más atractivo económicamente.

A continuación, se presenta el resumen del egreso total y Valor Presente Neto para los respectivos escenarios, ver Tabla 66.

Tabla 66. Resumen financiero de escenarios.

Escenario	Egreso total (USD)	Valor Presente Neto (USD)
Escenario Base	1'508.629,57	939.302,81
Inyección agua a una tasa de 10000 BPD	103'906.207,30	8'619.539,97
Inyección solvente 5%, polímero 40%, agua 55%, a una tasa de 10000 BPD	196'706.948,01	11'384.146,53
Inyección solvente 3%, polímero 40%, agua 57%, a una tasa de 10000 BPD	179'133.390,30	19'600.307,50
Inyección solvente 5%, polímero 40%, agua 55%, a una tasa de 7000 BPD	192'919.788,01	3'206.685,33
Inyección solvente 3%, polímero 30%, agua 67%, a una tasa de 10000 BPD	166'716.395,67	17'927.922,81
Inyección solvente 3%, polímero 50%, agua 47%, a una tasa de 10000 BPD	188'849.839,53	20'231.855,00

Gráfico 70. Valor Presente Neto Escenarios.



8. CONCLUSIONES

- Mediante la simulación numérica se determinó que técnicamente es viable la implementación del proceso de inyección continua solvente – polímero como método de recobro mejorado en el área piloto seleccionada del Campo Chichimene, puesto que al evaluar los diferentes escenarios propuestos, todos presentaron un aumento en el factor de recobro.
- La viscosidad de las soluciones de polímero es mayor a la viscosidad del agua. En el momento de la inyección esto permite una reducción en la razón de movilidad, lo cual genera una mayor recuperación de hidrocarburos en un menor tiempo y con un menor corte de agua.
- En la simulación se observó que en el caso base, donde el pozo continúa operando como lo hace actualmente, tiene una vida útil hasta el año 2023, por lo tanto es necesario la implementación de un recobro mejorado para lograr un aumento en la producción de petróleo y prolongar la vida útil de este.
- Técnicamente el escenario #14 (Inyección solvente 3%, polímero 50%, agua 47%, a una tasa de 10000 BPD) fue el más determinante, al presentar un aumento notable en el factor de recobro a diferencia de los otros escenarios propuestos, este escenario presentó un aumento en el factor de recobro de 12,66% respecto al escenario base hasta el 2029, aumentando la producción acumulada de petróleo 11`273.400 Bbls.
- El escenario #1 aumentó el factor de recobro 4,44% con respecto al escenario base hasta 2029. Siendo el escenario que representó el factor de recobro más bajo con respecto a los demás escenarios propuestos, esto es debido a que en este escenario solo se inyectó agua a una tasa de 5000 BPD.
- El volumen poroso de solvente que se inyecta en el escenario #10 es del 5%, y en el escenario #4 es del 1% a la misma tasa (5000 BPD), mostrando que el volumen inyectado de solvente afecta el proceso, generando un aumento en la producción acumulada de petróleo y por lo tanto el factor de recobro.
- La tasa de inyección es un parámetro el cual afecta notablemente este proceso. Debido a que en los resultados obtenidos, los escenarios que tienen una tasa de inyección de 10000 BPD fueron los de mayor factor de recobro.
- Se evidenció en los resultados que la variación de los dos primeros parámetros tenidos en cuenta (Volumen poroso a inyectar de solvente, Tasa de inyección)

simultáneamente afectan positivamente el desempeño del proceso esto se ve evidenciado en el aumento del Factor de Recobro en todos los escenarios propuestos con un valor mínimo de 9,79%.

- Con los parámetros económicos utilizados se realizó la evaluación financiera a 3 escenarios: escenario #12 (Inyección solvente 5%, polímero 40%, agua 55%, a una tasa de 10000 BPD), escenario #9 (Inyección solvente 3%, polímero 40%, agua 57%, a una tasa de 10000 BPD), escenario #11 (Inyección solvente 5%, polímero 40%, agua 55%, a una tasa de 7000 BPD) los cuales tuvieron un mayor factor de recobro inicialmente, de estos escenarios, todos son viables financieramente. Siendo el escenario #9 (Inyección solvente 3%, polímero 40%, agua 57%, a una tasa de 10000 BPD) el más viable financieramente con un VPN igual a USD 19'605.622,51.
- Desde el punto de vista financiero se concluyó que el escenario #14 (Inyección solvente 3%, inyección solución polimérica del 50% e inyección de agua de 47% del volumen poroso a una tasa de 10.000 BPD) es el más indicado para el plan de desarrollo del área piloto del Campo Chichimene, constituyendo una factibilidad de desarrollo e incremento del factor de recobro y en la producción de petróleo para Ecopetrol S.A., debido a que en el indicador financiero se obtuvo un Valor Presente Neto (VPN) igual a USD 20'231.855,00 donde los ingresos son mayores a los costos de inversión y operación.

9. RECOMENDACIONES

- Realizar esta misma evaluación usando diferentes tipos de arreglos de pozos.
- Ajustar la simulación realizada a un modelo del campo completo o como alternativa a otros sectores del campo para verificar las conclusiones de este estudio.
- Realizar la simulación de la inyección solvente-polímero de manera cíclica para efectos comparativos.
- Realizar la simulación de la inyección continua solvente-polímero variando la concentración del polímero a inyectar.
- Realizar la simulación de la inyección continua solvente-polímero con un pozo productor horizontal para así evaluar el efecto del desplazamiento vertical.
- Realizar esta misma evaluación variando únicamente el tipo de solvente a inyectar.

BIBLIOGRAFÍA

- ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Diciembre, 2012. 46 p.
- BARDON, C.; CORLAY, P. Y MILLER, B. Interpretation of a CO₂ Huff 'n' Puff Field Case in a Light-Oil-Depleted Reservoir. Society of Petroleum Engineers, 1990.
- BILLMEYER. Fred, Ciencia de los polímeros, 2004. p. 259.
- CAUDLE, Ben H. y otros. Improved Oil Recovery, 1983. p. 114.
- COLINA, Franklin. Evaluación del proceso de inyección alterna de vapor con solventes en pozos horizontales en el yacimiento Jobo 01, Campo Jobo 02, a través de la simulación numérica. Barcelona: Universidad de Oriente. 2009.
- CRAFT, B.C & HAWKINS, M.F, Jr. Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Traducción: Hernando Vasquez. Editorial Tecnos, S.A, 1997.
- DANESH, Ali. PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. Developments In Petroleum Science, 1998. 388 p.
- DE PORTA J. Léxico estratigráfica. Capítulo Colombia. Vol. 5. Fascículo 4^a. 1968. p. 370.
- ESPINOSA, C., TORRES, K. Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesados. Universidad de San Buenaventura, Cartagena, Colombia. 2015. p.7
- H.R. Johnson, L.D. Schmidt, y L.D. Thrash, A Flue Gas Huff 'n' Puff Process for Oil Recovery From Shallow Formations. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers. 1990. 8p.
- HAINES, H .K. y MONGER, T. G. A Laboratory Study of Natural Gas Huff 'n' Puff. Calgary: Society of Petroleum Engineers. 1990. 16p.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá D.C.:2008. 14p.
- JIMENÉZ, A. Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (surfactantes, polímeros y miscelares) mediante analogías. Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. 2009.

JULIVERT, M. Léxico estratigráfica. Capitulo Colombia. 1968. Vol.5, Fascículo 4^a.p. 460.

LEÓN-PABÓN. Variables que influyen en un proceso de inyección cíclica de diluyente en formación para el incremento de la productividad de pozos de crudo extrapesado. Revistas UIS. 2013. Vol. 12.

Mc CAIN, W.D. The properties of petroleum fluids. Oklahoma: Penn Well Books. Tulsa. 1990. 584 p.

MELDAU, Robert F., SHIPLEY, Robert G. y COATS, Keith H. Cyclic Gas/Steam Stimulation of Heavy-Oil Wells. Society of Petroleum Engineers. 1981. 9 p.

MONTES PÁEZ, Erik G., et al. Aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos. En: Revista UIS Ingenierías. 2009, Vol. 8, No. 1.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 1984. 558 p.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 1984. 418 p.

SEN. R, Biotechnology in petroleum recovery: The microbial EOR, Prog. Energy Combust. SCI. 2008. Vol. 34, No. 6. p. 714-724.

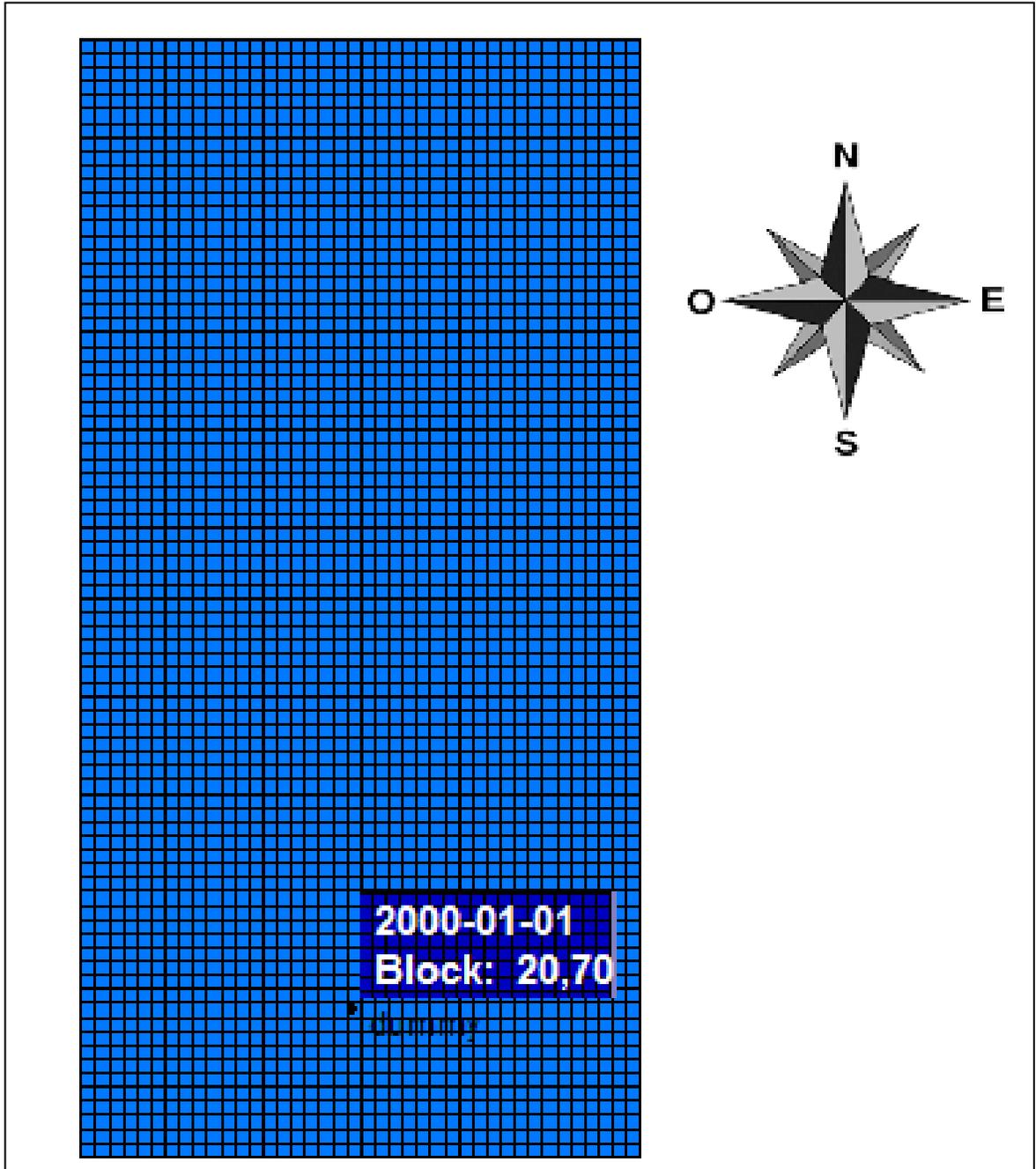
WILLHITE, Paul & GREEN Don W. Enhanced Oil Recovery 1998. 545 p.

ZHAO, D.W., Thermal recovery strategies for thin heavy oil reservoirs Fuel. 2014. Vol.117, p. 431-441.

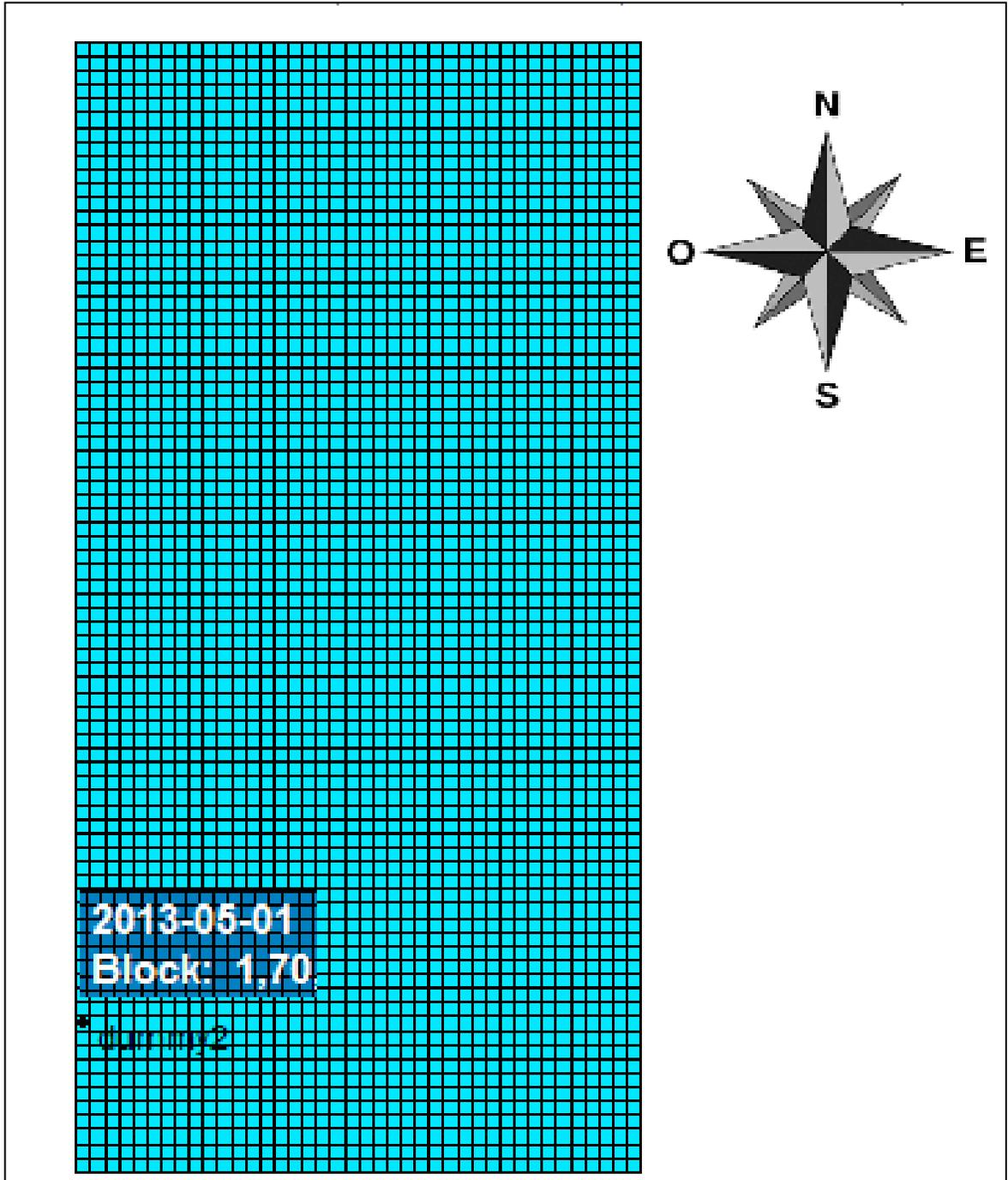
ANEXOS

ANEXO A
UBICACIÓN DE LOS POZOS VIRTUALES EN LA MALLA DEL MODELO DE
SIMULACIÓN

Ubicación Pozo Virtual 1



Ubicación del pozo virtual 2



ANEXO B
COMPONENTES Y PROPIEDADES DEL SOLVENTE A INYECTAR EN EL
MODELO DE SIMULACIÓN

Condiciones de laboratorio

Cilindro		820225	
Fecha de realización de la prueba		10/01/2014	
Densidad de la muestra @ (1014.7 psia y 66 °F)		0.6634	g/cc
GOR		149.9	SCF/STB
Densidad del aceite		0.6702	g/cc
Gravedad Específica del gas		2.3368	

Fuente: Ecopetrol S.A.

Componentes GLP

Componentes	Gas	Líquido	Recombinado		PM	Densidad
	Mol %	Wt %	Wt %	Mol %	g/mol	g/cc @ 60 °F
Nitrógeno	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	28.01	0.8080
Dióxido Carbono	0.0109	0.0000	0.0008	0.0015	44.01	0.8270
Metano	0.2628	0.0000	0.0075	0.0371	16.04	0.3000
Etano	0.4545	0.0000	0.0242	0.0642	30.07	0.3560
Propano	9.4252	0.1225	0.8431	1.5266	44.10	0.5080
isobutano	4.3991	0.3556	0.7654	1.0515	58.12	0.5630
Normal Butano	19.0775	2.9269	4.5379	6.2348	58.12	0.5840
isopentano	35.8468	22.4272	24.3176	26.9140	72.15	0.6250
Normal Pentano	19.8361	18.3529	18.6876	20.6829	72.15	0.6310
Hexanos	6.2727	22.7092	20.9227	19.8900	84.00	0.6850
Heptanos	3.8814	16.3957	15.0921	12.5537	96.00	0.7220
Octanos	0.1832	9.5400	8.4326	6.2932	107.00	0.7450
Nonanos	0.0848	3.1836	2.8207	1.8615	121.00	0.7640
Decanos	0.0041	0.9683	0.8534	0.5086	134.00	0.7780
Undecanos	0.0041	0.2793	0.2470	0.1342	147.00	0.7890
Dodecanos	0.0000	0.0648	0.0571	0.0283	161.00	0.8000
Tridecanos	0.0000	0.0059	0.0052	0.0024	175.00	0.8110
Benzeno	0.2068	1.0537	0.9561	0.9776	78.10	0.8840
Tolueno	0.0500	1.6142	1.4292	1.2378	92.20	0.8720

Fuente: Ecopetrol S.A.

Propiedades fracciones pesadas

Fracción Plus	Wt %	Mol %	PM	Densidad
C7 +	29.893	23.597	101.30	0.732
C10+	1.163	0.673	137.87	0.530
C20+	0.000	0.000	0.00	0.000
C30+	0.000	0.000	0.00	0.000

Fuente: Ecopetrol S.A.

 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

Nosotros JORDY STEVEEN MIRANDA JAIMES Y DANIEL FELIPE MOLINA AGON en calidad de titulares de la obra EVALUACION TECNICO FINANCIERA DE LA INYECCION CONTINUA SOLVENTE POLIMERO MEDIANTE SIMULACION NUMERICA PARA UN AREA PILOTO DEL CAMPO CHICHIMENE, 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 corresponde 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 Autor(es) 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, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o 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.

 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

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.	X
	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://cc.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 su(s) autor(es).

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	X	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicará (indicaremos), en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		X

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 18 días del mes de julio del año 2017.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres Jordy Steveen	Apellidos Miranda Jaimes
Documento de identificación No 1.010.211.155	Firma 

Autor 2

Nombres Daniel Felipe	Apellidos Molina Agón
Documento de identificación No 1.019.078.084	Firma 