

**ANÁLISIS TÉCNICO DEL EFECTO DE LA INYECCIÓN DE POLÍMERO COMO
MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO MEDIANTE SIMULACIÓN EN EL
CAMPO PALOGRANDE-CEBÚ**

**JUAN SEBASTIAN GARCIA PAYAN
ANDRES MIGUEL MOLINA AGON**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ
2019**

**ANÁLISIS TÉCNICO DEL EFECTO DE LA INYECCIÓN DE POLÍMERO COMO
MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO MEDIANTE SIMULACIÓN EN EL
CAMPO PALOGRANDE-CEBÚ**

**JUAN SEBASTIAN GARCIA PAYAN
ANDRES MIGUEL MOLINA AGON**

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

**Director
Dr. MEHDI IZADI
Autoridad Técnica de Simulación de Yacimientos, Departamento de
Tecnologías de Yacimientos y Recobro**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ
2019**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ing. EDINSON ENRIQUE JIMÉNEZ BRACHO
Jurado 1

Ing. JORGE ANDRÉS TOVAR MORENO
Jurado 2

Bogotá, D.C. Agosto de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectoría Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

Las directivas de la 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.

Este trabajo va dedicado a mi familia: a mis padres por su apoyo incondicional, su conocimiento y su confianza durante toda la carrera. A mi hermano por su ejemplo y ayuda durante este proceso. Y a mi compañero Sebastian Garcia por su acompañamiento durante este proyecto.

Andrés Miguel Molina Agón

En primer lugar quiero agradecer a Dios por cada una de sus bendiciones y por permitirme haber llegado hasta aquí. A mis padres por enseñarme el valor de la perseverancia y honestidad, a mis tías y demás familiares por brindarme su apoyo incondicional. A mi compañero de tesis Andrés Molina por su dedicación y empeño en este trabajo y sobre todo por su amistad.

Juan Sebastián García Payán

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo de grado expresan sus más sinceros agradecimientos a todas las personas y compañías que brindaron su apoyo para la realización de este trabajo de grado.

A la empresa ECOPETROL S.A, por abrirnos sus puertas y en especial al Dr. Mehdi Izadi por su gran apoyo, tiempo y conocimiento brindado durante la realización del trabajo de grado.

A la Fundación Universidad de América por brindar toda la orientación geológica y técnica para la correcta realización del presente trabajo de grado. También, por brindar a través de sus maestros, todo el conocimiento adquirido durante el desarrollo del pregrado.

A nuestros orientadores de proyecto de grado por brindarnos su gran conocimiento y orientarnos hacia la excelencia del presente trabajo de grado y de la vida profesional.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	25
OBJETIVOS	26
1. GENERALIDADES DEL CAMPOPALOGRADE-CEBÚ	27
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	27
1.2 LOCALIZACIÓN	28
1.3 MARCO GEOLÓGICO	30
1.3.1 Estratigrafía	32
1.3.2 Geología estructural	35
1.3.3 Historia geológica del área	36
1.3.4 Geología del Petróleo	36
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	38
1.4.1 Mecanismos de producción	38
1.4.2 Tiempo de producción	38
2. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS	41
2.1 METODOS DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO	41
2.1.1 Recuperación primaria	41
2.1.2 Recuperación secundaria	45
2.1.3 Recuperación terciaria	49
2.2.1 Métodos no térmicos	50
2.2 GENERALIDADES DE LOS POLÍMEROS	52
2.2.1 Clasificación de los polímeros	53
2.2.1 Inyección de polímeros	55
3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DINÁMICO EN NUCLEOS DE LABORATORIO	61
3.1 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE FLUIDOS EN NÚCLEOS DE LABORATORIO	61
3.1.1 Análisis de núcleos de laboratorio	61
3.1.2 Pruebas de inyección de fluidos en núcleos	61
3.2 GENERALIDADES DEL SIMULADOR CMG	62
3.2.1 Builder	62
3.2.2 I/O Control (Control Entrada/Salida)	62
3.2.3 Reservoir (Yacimiento)	63
3.2.4 Components (Componentes)	63
3.2.5 Rock-Fluid (Roca-Fluido)	63
3.2.6 Initial Conditions (Inicialización)	63
3.2.7 Numerical (Control Numérico)	63
3.2.8 Wells & Recurrents (Pozos y eventos)	63

3.3 MODELO DINÁMICO DEL NÚCLEO	63
3.3.1 Histórico de producción de la prueba de laboratorio del núcleo	63
3.3.2 Definición del modelo	64
3.3.3 Descripción de las propiedades PVT del modelo de núcleo de simulación	65
3.3.4. Diseño del inyector y productor del modelo del núcleo	70
4. SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS EN EL NÚCLEO DE LABORATORIO	73
4.1 AJUSTE HISTÓRICO	73
4.1.1 Simulación de la Inyección de Agua	75
4.1.2 Simulación de la Inyección de Polímero	81
4.2 SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMERO EN EL NÚCLEO DE LABORATORIO	84
4.2.1 Escenarios del proceso de simulación	84
4.3 RESULTADOS	85
4.3.1 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	85
4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS	88
5. SIMULACIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL	90
5.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL	90
5.1.1. Definición del modelo	90
5.1.2. Propiedades PVT del modelo conceptual	93
5.1.3. Pozo inyector y pozos productores	103
5.2 SIMULACIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL	104
5.2.1. Descripción de los casos de inyección	104
5.2.2. Escenarios de concentración y tiempos de inyección para cada caso.	106
5.2.3. Parámetros operacionales	107
6. ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN EN EL MODELO CONCEPTUAL	112
6.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS	112
6.1.1 Caso base	112
6.1.2 Caso 1	113
6.1.3 Caso 2	114
6.1.4 Caso 3	115
6.1.5 Caso 4	116
6.1.6 Caso 5	117
6.1.7 Caso 6	118
6.2 ANALISIS DE RESULTADOS CON BASE EN LA CONCENTRACIÓN DEL POLÍMERO INYECTADO	118
7. CONCLUSIONES	122
8. RECOMENDACIONES	124
BIBLIOGRAFÍA	125

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa localización Campo Palogrande-Cebú	29
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada Cuenca Valle Superior del Magdalena	31
Figura 3. Sección transversal esquemática estructural de la Subcuenca Neiva	36
Figura 4. Historia de producción e inyección de agua Campo Palogrande-Cebú	40
Figura 5. Métodos de Recuperación de Petróleo	41
Figura 6. Drenaje Gravitacional	42
Figura 7. Empuje por capa de gas	43
Figura 8. Empuje hidráulico	44
Figura 9. Expansión de la roca-fluido	44
Figura 10. Empuje por gas disuelto o gas en solución	45
Figura 11. Esquema general de la inyección de agua	46
Figura 12. Inyección periférica de agua.	47
Figura 13. Arreglo de 5 pozos (4 pozos inyectoros y uno productor en el centro)	48
Figura 14. Inyección de gas	48
Figura 15. Inyección de gas externa	49
Figura 16. Estructura molecular de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada	54
Figura 17. Estructura molecular de la Goma Xanthana	55
Figura 18. Inyección de polímeros	56
Figura 19. Histórico de producción de petróleo en el núcleo de laboratorio	64
Figura 20. Factor volumétrico del petróleo en el núcleo	66
Figura 21. Densidad del petróleo en el núcleo	67
Figura 22. Viscosidad del petróleo en el núcleo respecto a presión	68
Figura 23. Viscosidad del petróleo en el núcleo respecto a temperatura	68
Figura 24. Relación gas-petróleo en el núcleo respecto a la presión	69
Figura 25. Curvas de permeabilidad relativa del petróleo y el agua en el núcleo	70
Figura 26. Ubicación del pozo INJ en el núcleo	71
Figura 27. Ubicación del pozo PRO en el núcleo	72
Figura 28. Comportamiento histórico de los valores de producción de petróleo durante las pruebas de laboratorio	74
Figura 29. Comportamiento histórico de los valores de presión durante las pruebas de laboratorio	74
Figura 30. Representación gráfica del Modelo del núcleo para el Caso # 1	76
Figura 31. Representación gráfica del Modelo del núcleo para el Caso # 2	77
Figura 32. Representación gráfica del Modelo del núcleo para el Caso # 3	78
Figura 33. Ajuste curvas de permeabilidad relativa de la inyección de agua	79
Figura 34. Ajuste de la curva de producción de petróleo con inyección de agua	80
Figura 35. Ajuste de la curva de presión con inyección de agua	80
Figura 36. Ajuste de la curva de producción de petróleo para la inyección de polímero	83

Figura 37. Ajuste de la curva de presión en el núcleo para la inyección de polímero	83
Figura 38. Factor de recobro escenario base	86
Figura 39. Factor de recobro escenario #1	86
Figura 40. Factor de recobro escenario #2	87
Figura 41. Factor de recobro escenario # 3	87
Figura 42. Factor de recobro escenario #4	88
Figura 43. Resultados	89
Figura 44. Malla de simulación del modelo conceptual.	91
Figura 45. Visualización de la variación de la permeabilidad en la malla de simulación del modelo conceptual	92
Figura 46. Visualización de la variación de la porosidad en la malla de simulación del modelo conceptual	93
Figura 47. Factor volumétrico del agua	94
Figura 48. Densidad del agua	94
Figura 49. Viscosidad del agua	95
Figura 50. Relación gas-agua	95
Figura 51. Factor volumétrico del petróleo	96
Figura 53. Viscosidad del petróleo respecto a presión	97
Figura 54. Viscosidad del petróleo respecto a temperatura	97
Figura 55. Relación gas-petróleo respecto a la presión	98
Figura 56. Presión de saturación respecto a temperatura	98
Figura 57. Factor volumétrico del gas	99
Figura 58. Densidad del gas respecto a presión	99
Figura 59. Viscosidad del gas respecto a presión	100
Figura 60. Curvas de permeabilidad relativa del petróleo y el agua en el modelo conceptual	100
Figura 61. Curvas de permeabilidad relativa del líquido y el gas en el modelo conceptual	101
Figura 62. Curva de presión capilar	101
Figura 63. Ubicación de los pozos en el modelo conceptual	104
Figura 64. Concentración modelada en cada uno de los casos del modelo conceptual	106
Figura 65. Tiempos de inyección modelados en cada uno de los casos del modelo conceptual	107
Figura 66. Vista en pantalla del valor de <i>constraints</i> para la producción en pozos productores	108
Figura 67. <i>Constraints</i> para el pozo inyector	109
Figura 68. Fracción molar para 100 % inyección de agua	109
Figura 69. Fracción molar para inyección de polímero a 1000 ppm	110
Figura 70. Fracción molar para inyección de polímero a 1500 ppm	110
Figura 71. Fracción molar para inyección de polímero a 2000 ppm	111
Figura 72. Factor de recobro respecto al tiempo en el caso base del modelo conceptual	112

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Factores que afectan la eficiencia de la inyección de agua	46
Cuadro 2. Dimensiones del núcleo de laboratorio	64
Cuadro 3. Propiedades de la malla de simulación del núcleo	65
Cuadro 4. Propiedades de la roca en el núcleo de simulación	65
Cuadro 5. Propiedades PVT del agua en el núcleo.	65
Cuadro 6. Valores de los parámetros para el Caso # 1	75
Cuadro 7. Valores de los parámetros para el caso #2	76
Cuadro 8. Valores de los parámetros para el caso #3	77
Cuadro 9. Valores de los parámetros Caso # 1- Inyección de Polímero	81
Cuadro 10. Valores de los parámetros Caso # 2 - Inyección de Polímero	82
Cuadro 11. Valores de los parámetros Caso # 3 - Inyección de Polímero	82
Cuadro 12. Propiedades de la malla de simulación del modelo conceptual	90

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Porcentaje y volumen inyectado de polímero	85
Tabla 2. Propiedades por sector de la malla de simulación del modelo conceptual	91
Tabla 3. Casos evaluados en el modelo conceptual	106

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Viscosidad respecto a temperatura para el petróleo muerto	102
Gráfica 2. Viscosidad respecto a temperatura para el agua, polímero y solución de gas	102
Gráfica 3. Resultados simulación caso 1 del modelo conceptual	113
Gráfica 4. Resultados simulación caso 2 del modelo conceptual	114
Gráfica 5. Resultados simulación caso 3 del modelo conceptual	115
Gráfica 6. Resultados simulación caso 4 del modelo conceptual	116
Gráfica 7. Resultados simulación caso 5 del modelo conceptual	117
Gráfica 8. Resultados simulación caso 6 del modelo conceptual	118
Gráfica 9. Factor de recobro respecto a volumen poroso de polímero inyectado a 1000 ppm en el modelo conceptual	120
Gráfica 10. Factor de recobro respecto a volumen poroso de polímero inyectado a 1500 ppm en el modelo conceptual	120
Gráfica 11. Factor de recobro respecto a volumen poroso de polímero inyectado a 2000 ppm en el modelo conceptual	121

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Factor de resistencia	57
Ecuación 2. Factor de resistencia residual.	57
Ecuación 3. Permeabilidades absolutas ponderadas por peso.	75

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
Cm	Centímetro
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)
mD	Milidarcy
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)
RRFT	Residual Resistance Factor
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 crítica, (fracc – fracción)
Swi	Saturación de agua inicial, (fracc – fracción)
μO	Viscosidad del petróleo, cP
μW	Viscosidad del agua, Cp
VP	Volumen Poroso
po	Densidad del petróleo, (lb/ft ³)

pr	Densidad de la roca, (lb/ft ³)
pw	Densidad del agua, (Lb/ft ³)
Ø	Porosidad, (Ad – adimensional)
°API	Gravedad del petróleo, (Ad – adimensional)
°C	Grados Celsius, unidad de temperatura

GLOSARIO

ADSORCIÓN: propiedad de algunos sólidos y líquidos de atraer a un líquido o a un gas hacia sus superficies.¹

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: 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 modernas².

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.

BUILDER: apartado de la suite CMG que sirve como programa procesador de información usando la ecuación de difusividad. Para predecir el comportamiento futuro de los parámetros del yacimiento.

CAMPO: referencia geográfica 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 económico³.

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 vertical⁴.

¹ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2019[Citado 3 de Junio de 2019]. Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/adsorcion.aspx>>

² Ibid.

³ Ibid.

⁴ Ibid.

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.

CUENCA INTRAMONTANA: cuenca subsidente individualizada entre los nuevos relieves montañosos (o cadena) formados por el plegamiento.⁵

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)⁶.

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

⁵ASAM. Glosario de Geología [en línea]. 2019.[Citado 3 de Junio de 2019]Disponible en:<<http://www.geologiadesegovia.info/ASAM/utilidades/glosario.html>>

⁶RACEFN. Glosario de Geología [en línea]. 2010.[Citado 3 de Junio de 2019]Disponible en:<http://www.ugr.es/agcasco/personal/rac_geologia/rac.html>

⁷ Estratificación y estructuras. [en Línea]. 2016 [Citado 3 de Junio de 2019]. Disponible en:<<http://www.geovirtual2.cl/geologiageneral/ggcap05b-3.htm>>

⁸ Instituto Geográfico Agustín Codazzi. Glosario [en línea] 2016 [Citado 3 de Junio de 2019]Disponible en:<<http://www.igac.gov.co/wps/portal/igac/raiz/iniciohome/Glosario>>

⁹RACEFN Glosario de Geología [en línea].2016 [Citado 3 de Junio de 2019] Disponible en:<http://www.ugr.es/~agcasco/personal/rac_geologia/rac.htm>

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.

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.

MALLA DE SIMULACIÓN: aproximación numérica que consiste en dividir en un número finito de unidades de volumen discretas (celdas) un yacimiento, lo cual permite modelar las estructuras y propiedades presentes en el mismo.

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.

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 adyacente¹³.

¹⁰ Diccionario Geológico. Formación [en línea]. 2000. [Citado 3 de Junio de 2019]. Disponible en: <<http://www.estrucPlan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=1664>>

¹¹ Ibid.

¹² Ibid.

¹³ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2019 [Citado 3 de Junio de 2019]. Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/m/migration.aspx>>

NÚCLEO DE LABORATORIO: 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.

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.

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

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.

¹⁴ RACEFN. Glosario de Geología [en línea]. 2010. [Citado 3 de Junio de 2019] Disponible en: <http://www.ugr.es/agcasco/personal/rac_geologia/rac.html>

¹⁵ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2019 [Citado 3 de Junio de 2019]. 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 Junio de 2019] Disponible en: <http://www.ugr.es/agcasco/personal/rac_geologia/rac.html>

¹⁷ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2019 [Citado 3 de Junio de 2019]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/silica.aspx>

¹⁸ Ibid.

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.

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.

¹⁹ Schlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2019 [Citado 3 de Junio de 2019]. Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/trap.aspx>>

²⁰ Ibid.

RESUMEN

Este proyecto de grado presenta el análisis del efecto de la inyección de polímero como método de recobro mejorado en un modelo conceptual del Campo Palogrande-Cebú ubicado en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, para lo cual se contó con una prueba de inyección de laboratorio realizada en un núcleo.

A partir de los resultados de las pruebas laboratorio realizadas en el núcleo se procedió a realizar la simulación de parte de este procedimiento en el programa *Computer Modelling Group* y realizar el respectivo ajuste histórico de la presión y la producción de petróleo. El modelamiento de las propiedades del polímero tales como viscosidad, adsorción, concentración y factor de resistencia residual se realizó con una extensión del programa Microsoft Excel y que fue brindada por ECOPETROL S.A.

Una vez realizado el ajuste se procede a validar el efecto del polímero en el desplazamiento de petróleo mediante la variación del volumen poroso de polímero inyectado durante diferentes tiempos.

Después de la validación del efecto del polímero en el núcleo simulado se procede a realizar una nueva simulación en un modelo conceptual del Campo Palogrande-Cebú mediante la inyección un polímero con diferentes propiedades y tiempos de inyección equivalentes a un “*Slug Size*” o volumen poroso de polímero inyectado.

Finalmente se realiza un análisis de sensibilidad de las propiedades o parámetros del polímero involucrados en la simulación del modelo conceptual teniendo en cuenta el incremento del factor de recobro respecto a la inyección de agua.

Palabras clave: recobro mejorado, polímero, núcleo, simulación, Valle Superior Magdalena, Palogrande-Cebú.

INTRODUCCIÓN

Después de la producción primaria y la inyección de agua como mecanismo secundario de producción, un volumen de petróleo extraíble (remanente) queda en los yacimientos de petróleo, especialmente en los yacimientos que tienen un alto corte de agua y por lo tanto, una baja eficiencia de barrido de petróleo. En la práctica, la aplicación de un método efectivo de recobro en un yacimiento con petróleo de estas características dependerá del tipo, las características y del volumen del fluido a inyectar.

Durante la inyección de agua, se pueden presentar problemas como la interdigitación viscosa, la cual se genera cuando la fase desplazante (agua) tiene menor viscosidad que la fase a desplazar (petróleo), y con la influencia de la heterogeneidad del yacimiento, no hay control de movilidad por parte del fluido inyectado (agua), lo cual causa canalización, aumentando el corte de agua y disminuyendo la producción de petróleo. Por esto la inyección de polímeros se presenta como una alternativa para mejorar la relación de movilidad de los fluidos en el yacimiento con el consiguiente aumento del factor de recobro.

Para el desarrollo de este trabajo se evaluó mediante simulación numérica la eficiencia de la técnica de inyección de polímeros en el Campo Palogrande - Cebú (Valle Superior del Magdalena – VSM), utilizando parámetros aplicados en pruebas de laboratorio de núcleos sintéticos y simulando una prueba de campo. Al final, los resultados permitieron analizar las mejores condiciones en cuanto al factor de recobro y así poder tener una idea de la aplicación de esta técnica en el Campo Palogrande - Cebú.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar técnicamente el efecto de la inyección de polímero como método de recobro mejorado, mediante simulación en el Campo Palogrande-Cebú.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo Palogrande-Cebú de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.
2. Describir las generalidades de la inyección de polímeros.
3. Describir el modelo dinámico del núcleo.
4. Realizar la simulación del proceso de inyección de agua y polímero a partir de datos de laboratorio tomados del núcleo.
5. Realizar un análisis de sensibilidad de los parámetros del polímero inyectado al núcleo.
6. Realizar la simulación de un modelo conceptual del pozo utilizando la información obtenida del procedimiento de inyección al núcleo mediante el software CMG.
7. Analizar los resultados obtenidos de la simulación para la validación y selección de parámetros adecuados del polímero que permitan el aumento del factor de recobro y la disminución el corte de agua.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO PALOGRANDE-CEBÚ

Para efectos del contexto de realización de este trabajo a continuación se describen algunos aspectos generales del Campo Palogrande – Cebú, tales como: historia, localización, marco geológico e historial de producción.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El Campo Palogrande - Cebú fue descubierto en 1971 y es operado actualmente por ECOPETROL S.A. El primer pozo perforado por HOCOL en el área del Campo Palogrande fue el PG-1, perforado en el año 1964, el cual no pudo probar la existencia de hidrocarburos en la Formación Monserrate debido a problemas mecánicos. Posteriormente fue perforado el pozo PG-2, que demostró la presencia de hidrocarburos y dio lugar al descubrimiento del Campo en el año 1971, sin embargo, este pozo fue cerrado por una baja producción.

En realidad, el desarrollo del Campo comenzó en 1980, con la perforación del pozo PG-3 y una producción inicial de 700 BOPD. Posteriormente entre 1980 y 1982 se llegaron a perforar 25 pozos en el Campo Palogrande y el Campo Cebú inicialmente declarado como una estructura geológica independiente, terminó siendo integrado y conformando un solo Campo, hoy día denominado Palogrande- Cebú.

En Agosto de 1984, se inicia la inyección de agua en el Campo, con el objetivo principal de sostener la presión de las arenas productoras, utilizando un sistema periférico de inyección de agua.²¹ Esta inyección de agua produjo un incremento del corte de agua, de más del 90%. Lo anterior, combinado con los altos contrastes de permeabilidad, causó desfavorables relaciones de movilidad e hicieron de la inyección de agua un método ineficiente.

En la actualidad el factor de recobro del Campo Palogrande – Cebú, está estimado en un 27.9% del (OOIP). En el 2015, Ecopetrol realizó una evaluación del potencial de métodos EOR con el objeto de incrementar la producción de petróleo y disminuir la producción de agua en el Campo.²²

²¹ RUBIANO, Henry. La Industria Petrolera en el Huila en la década de los 90. Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias Sociales y Humanas. 2010. 208p.

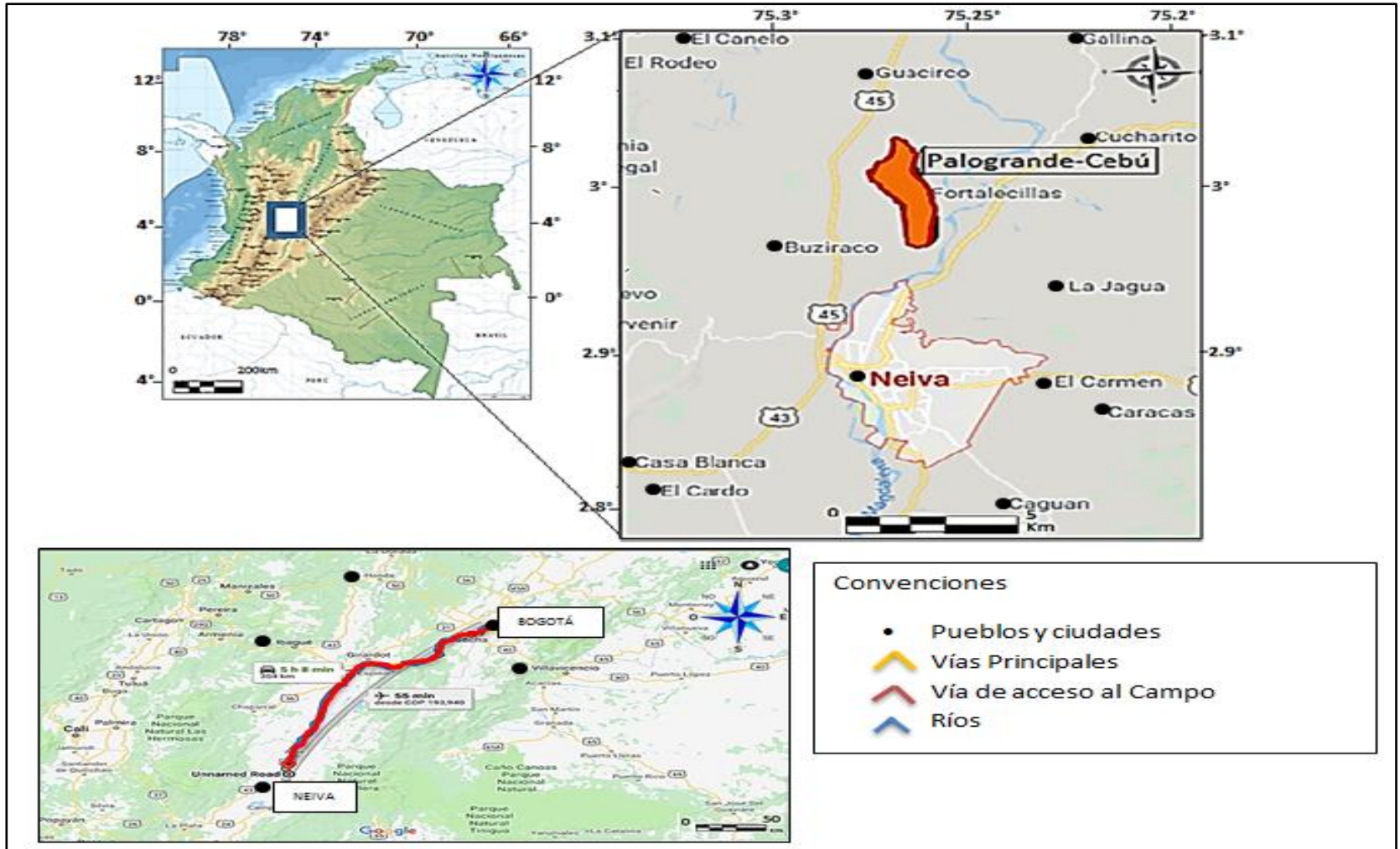
²²PÉREZ, R, et al. Mature Field Revitalization Using Polymer Flooding: Palogrande - Cebú Field Case. SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 2017. 185552-MS.

1.2 LOCALIZACIÓN

El campo Palogrande Cebú se encuentra localizado en la cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM), reconocida como una de las cuencas petrolíferas de Colombia, y está ubicado inmediatamente al norte de la ciudad de Neiva en el departamento del Huila, Colombia (**Figura 1**). El área total del campo es de **1140** acres aproximadamente. Gran parte de su producción viene de la **Formación Monserrate**, la cual produce en varios campos de la cuenca del VSM y se ha estimado que presenta un volumen de OOIP equivalente a **1000** MMbbls²³.

²³JIMENEZ, R, et al. Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. Acipet. 2017.

Figura 1. Mapa localización Campo Palogrande-Cebú



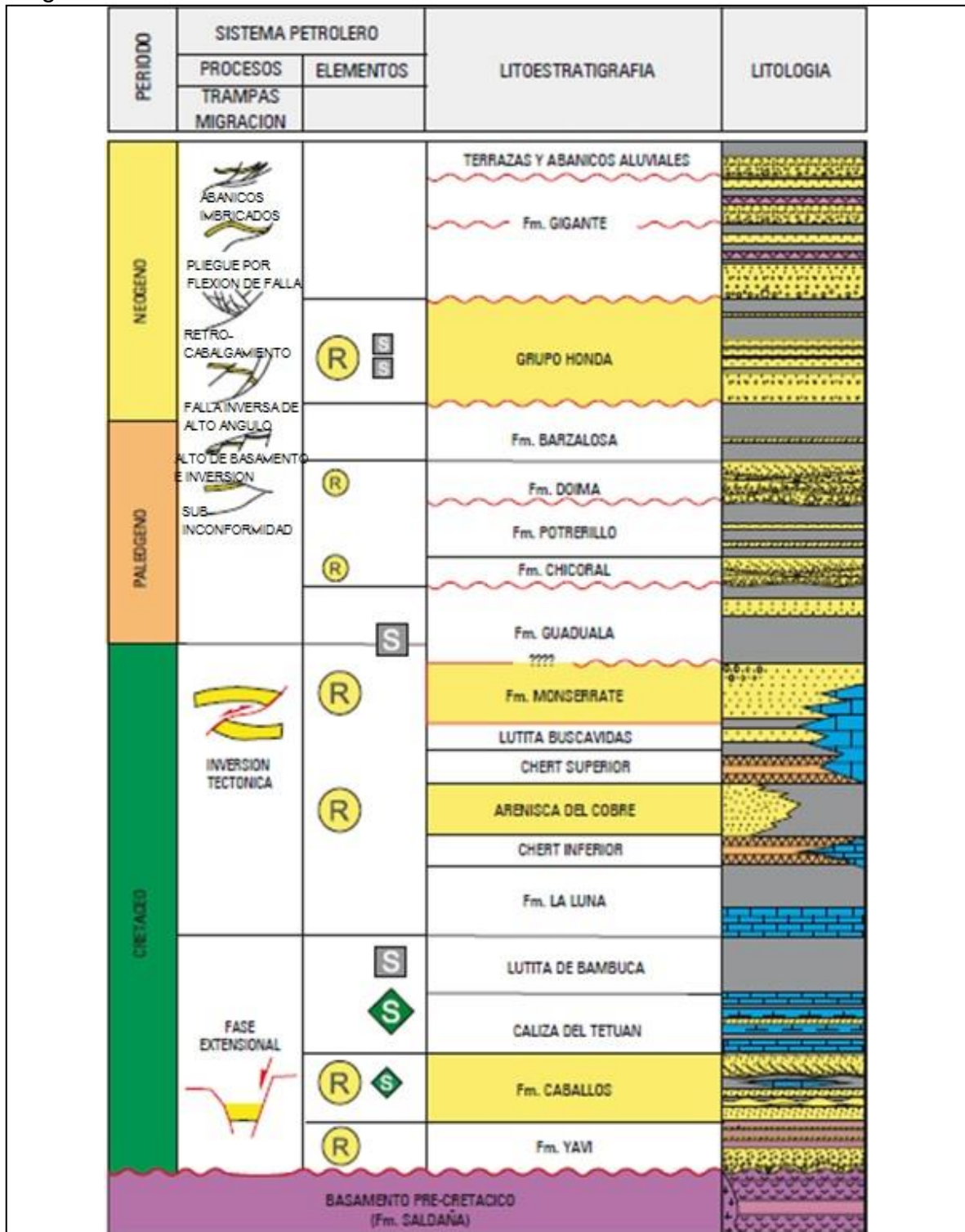
Fuente: elaboración propia con base en google maps: ruta Bogotá-Neiva de <https://www.google.com/maps>.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

Los aspectos geológicos del Campo Palogrande-Cebú, están relacionados con su ubicación en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM), una de las cuencas más productoras de hidrocarburos de Colombia con una extensión de **21513** km². Se describe geológicamente, como una cuenca intramontana, cuyos límites, al este y al oeste, exhiben afloramientos de rocas del basamento precámbrico y jurásico de las cordilleras Oriental y Central de Colombia, sobre los cuales se encuentran las rocas del Cretácico y Cenozoico de la cuenca.

A continuación, se hace una breve descripción de la Estratigrafía y Geología estructural del Campo Palogrande-Cebú.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada Cuenca Valle Superior del Magdalena



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Open Round Colombia. 2010. Disponible en línea en: < www.ronda2010.anh.gov.co >

1.3.1 Estratigrafía. En esta sección, se describen en orden cronológico las unidades geológicas presentes en el área del campo (de la más antigua a la más reciente) y las características litológicas generales de las formaciones más importantes de la Subcuenca Neiva del VSM, en donde se encuentra ubicado el Campo Palogrande-Cebú (**Figura 2**).

1.3.1.1 Formación Yaví. Esta formación está compuesta por areniscas arcósicas, lodolitas y conglomerados de clastos de rocas sedimentarias y volcánicas. Es considerada la base de la secuencia sedimentaria depositada en el Cretácico temprano, por lo que se le asigna una edad Aptiano, el ambiente de depósito es definido como de abanico aluvial²⁴.

1.3.1.2 Formación Caballos. En la subcuenca de Neiva esta formación operacionalmente fue dividida en Caballos Inferior, Caballos Medio y Caballos Superior. Flórez y Carrillo (1994), redefinieron estas formaciones denominándolas Formación Alpujana (Caballos Inferior), El Ocal (Caballos Medio) y Caballos (Caballos Superior)²⁵.

La Formación Caballos Inferior está compuesta por una serie de secuencias arenosas retrogradacionales, siendo un depósito continental a la base con areniscas tipo, cuarzo arenitas y subarcosas de color blanco a gris claro, de grano fino a grueso, localmente conglomeráticas bien seleccionadas con pseudomatriz caolinitica. En la parte media y el tope predominan lodolitas negras ricas en restos de plantas, que corresponden a depósitos en llanuras aluviales surcadas por canales sinuosos, reposa discordantemente sobre la formación Yaví y tiene un espesor promedio de 150 pies.

La formación Caballos Medio fue depositada en un ambiente marino restringido (litoral a sublitoral), se caracteriza por tener intercalaciones de calizas lumaquelicas y dolomitas de color gris verdoso, algunas glauconitas y lodolitas de color gris a negro, ricas en materia orgánica. Tiene un espesor promedio de 120 pies.

La Formación Caballos Superior, es el principal yacimiento productor en los Campos Santa Clara y los Mangos en la cuenca del VSM, está constituida por cuarzoarenitas de grano fino a grueso friables, bien a moderadamente seleccionadas, con laminación inclinada y paralela, que fueron originadas como depósitos de cordones de playa progradantes. Presentan intercalaciones de lodolitas e intercalaciones delgadas de arena y lodo y arenitas calcáreas bioclásticas, que representan depósitos marinos marginales (estuarios).²⁶

²⁴RONCANCIO, J. MARTINEZ, M. Petroleum Geology of Colombia: Upper Magdalena Basin. Vol. 14. Medellín. 2011. p. 28-68

²⁵ VARGAS, Roberto, et al. Correlación petrofísica en superficie con subsuelo de formaciones productoras subcuenca de Neiva. Neiva, Colombia. Revista Ingeniería y Región. 2013.

²⁶ VARGAS, Roberto, et al. Correlación petrofísica en superficie con subsuelo de formaciones productoras subcuenca de Neiva. Neiva, Colombia. Revista Ingeniería y Región. 2013.

1.3.1.3 Caliza del Tetuán. Depositada durante el Albiano, esta caliza se considera como un miembro o subdivisión del Grupo Villeta y su litología principal está compuesta por calizas detríticas y margas, con abundante materia orgánica; separados por arcillas calcáreas, lodolitas y areniscas con cemento calcáreo y glauconita. El Ambiente de depositación, es conocido como plataforma exterior (“Outer Shelf”²⁷).

1.3.1.4 Lutita de Bambucá. Es otro miembro del Grupo Villeta, su litología principal son shales y su edad es Cenomaniano. Está compuesta por arcillolitas y lodolitas, junto con niveles calcáreos de calizas, tipo esparitas y, margas, areniscas y limolitas detríticas y glauconíticas. Su ambiente de depositación es la plataforma interna a media (“Middle to Inner Shelf”). Pertenece al Grupo Villeta²⁸.

1.3.1.5 Formación La Luna. Depositada durante el Cretáceo tardío (Turoniano) y está compuesta por calizas (biomicritas) glauconíticas, micritas con glauconita, esparitas glauconíticas y bioesparitas) y areniscas, lutitas y margas, con gránulos fosfáticos y abundante materia orgánica. Fueron depositadas en ambiente marino inter a intramareal²⁹.

1.3.1.6 Chert Inferior. De edad Santoniano. Este nivel está compuesto por areniscas silíceas, micritas y chert, fosilíferos; presenta concreciones lodolíticas.

1.3.1.7 Arenisca del Cobre. Esta arenisca se depositó después del chert inferior y antes del chert superior. Fue formada en el Cretácico tardío del (Campaniano). Su ambiente de depositación se considera marino inter a intramareal.

1.3.1.8 Chert Superior. Este nivel está compuesto por lodolitas silíceas, micritas y chert negro con arenitas de cuarzo y depositada en el Cretácico tardío (Campaniano)³⁰.

1.3.1.9 Formación Monserrate. Litológicamente está constituida por cuatro miembros, dos arenosos y dos lutíticos. El miembro K4 con un espesor promedio de 25 metros compuesto principalmente por arcillolitas y limolitas con un nivel de roca fosfórica. El miembro K3 con un espesor de 30 metros representado por areniscas cuarzosas blancas a grises y de grano fino a medio. El miembro K2 con un espesor de 30 metros, compuesto principalmente por limolitas silíceas y chert, este miembro presenta dos niveles de roca fosfórica, es muy común ver en la influencia de esfuerzos por el intenso plegamiento en esta formación. El miembro K1 posee un espesor de 35 metros y está compuesto por cuarzoarenitas de grano grueso con cemento silíceo. Se considera que la formación Monserrate fue depositada en un

²⁷ RONCANCIO, J. MARTINEZ, M. Petroleum Geology of Colombia: Upper Magdalena Basin. Vol. 14. Medellín. 2011. p. 28-68

²⁸ Ibid.

²⁹ Ibid.

³⁰ Ibid.

ambiente de plataforma cercano a la línea de costa, asociado a zonas de frente de costa y plataforma (Reyes et al, 1995). De acuerdo a su registro fósil está datada como Campaniano a Maastrichtiano. (Beltrán y Gallo, 1968). Esta formación es productora de hidrocarburos en varios campos del Valle Superior (DK, Palogrande-Cebú entre otros).³¹

1.3.1.10 Formación Guaduala. Algunos la subdividen en dos Formaciones: Teruel y San Francisco³².

Formación Teruel. Esta Formación está compuesta de litoarenitas grises, lodolitas, conglomerados y areniscas conglomeraticas. Se considera de edad Paleoceno (Cenozoico inferior).

Formación San Francisco. Compuesta por lodolitas y arcillas limosas, con areniscas con fragmentos carbonosos de plantas. Se considera de edad Paleoceno. Su ambiente de depositación es definido como de llanuras costeras a llanuras de inundación con canales.

1.3.1.11 Formación Chicoral. También está subdividida en tres Formaciones: Tesalia, Baché y Palermo respectivamente. Estas contienen conglomerado con guijos y guijarros esquistosos, areniscas conglomeraticas, lodolitas rojas, con areniscas y conglomerado. Se le asigna edad Eoceno. Su ambiente de depositación se define como de abanicos aluviales a sistemas de ríos trenzados. Esta Formación pertenece al Grupo Gualanday.³³

1.3.1.12 Formación Potrerillo. Contiene arcillas arenosas, areniscas conglomeráticas y conglomerados. De edad Eoceno. Su ambiente de depositación es de llanuras de inundación. Esta Formación pertenece al Grupo Gualanday.³⁴

1.3.1.13 Formación Doima. Está conformada por lodolitas arenosas, cuarzoarenitas y conglomerados clasto-soportados. Se le asigna edad Oligoceno. Su ambiente de depositación es sistemas de ríos trenzados.

1.3.1.14 Formación Barzalosa. Esta formación está compuesta por interestratificaciones de lodolitas y limolitas, con sublitoarenitas y litoarenitas. También se encuentran moluscos de agua dulce. Su edad es Mioceno y su ambiente de depositación es de llanuras costeras.

³¹ VARGAS, Roberto, et al. Correlación petrofísica en superficie con subsuelo de formaciones productoras subcuenca de Neiva. Neiva, Colombia. Revista Ingeniería y Región. 2013.

³² RONCANCIO, J. MARTINEZ, M. Petroleum Geology of Colombia: Upper Magdalena Basin. Vol. 14. Medellín. 2011. p. 28-68

³³ RONCANCIO, J. MARTINEZ, M. Petroleum Geology of Colombia: Upper Magdalena Basin. Vol. 14. Medellín. 2011. p. 28-68

³⁴ RONCANCIO, J. MARTINEZ, M. Petroleum Geology of Colombia: Upper Magdalena Basin. Vol. 14. Medellín. 2011. p. 28-68

1.3.1.15 Grupo Honda. Se puede dividir en Honda Inferior: constituida por intercalaciones de arcillolitas rojas, cafés rojizas y grises verdosas, interestratificadas con arenitas, algunas veces conglomeráticas, grises a grises verdosas y Honda Superior, conformada predominantemente por arenitas grises a blancas con algunas intercalaciones de lodolitas cafés rojizos a gris verdosas. Se depositó en ambientes fluviales, con facies de canal, abanicos de rotura (*crevassess play*), llanura de inundación y lagos pantanosos. En algunos campos como Dina-Terciario es una formación productora.³⁵

1.3.1.16 Formación Gigante. Está conformada por lodolitas arenosas y areniscas lodosas, conglomerados polimícticos de guijarros y clastos (areniscas, lodolitas, limolita y cuarzo). Su edad es Plioceno³⁶.

1.3.2 Geología estructural. La Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM) es una depresión estructural orientada a SO – NE (Suroeste – Noreste) ubicada en los tramos superiores del río Magdalena. Está delimitada principalmente al este por las rocas pre-cretácicas de la Cordillera Oriental y al oeste por las rocas pre-cretácicas de la Cordillera Central, y por el sistema de fallas de deslizamiento Algeciras-Garzón y el sistema de empuje de las estribaciones de la Cordillera Oriental hacia el sureste³⁷. Ambos flancos están delimitados por sistemas de fallas compresivas y transpresivas.

Estas fallas transportan el basamento pre-cretáceo y su cubierta sedimentaria en la sucesión sedimentaria cenozoica del valle. Adicionalmente, la Cuenca del Valle Superior del Magdalena ha experimentado varios procesos de deformación a lo largo de su historia geológica por lo que es difícil ubicarla en un estilo estructural único. Cada uno no solo produce nuevas estructuras, sino que también puede eliminar, modificar o remodelar estructuras anteriores.³⁸

El Campo Palogrande-Cebú se encuentra ubicado en la Subcuenca Neiva que está en el extremo Sur del VSM y está limitada por los altos de Natagaima y Falla La Plata al Norte, la Falla de Altamira al Sur y por la Cordillera Central al Oeste y el Macizo de Garzón al Este (Ver **Figura 3**).

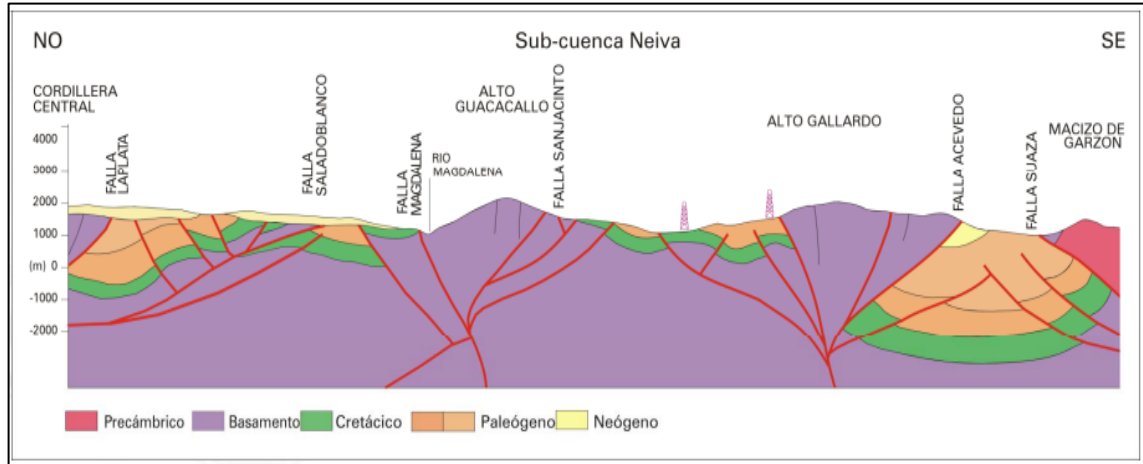
³⁵ VARGAS, Roberto, et al. Correlación petrofísica en superficie con subsuelo de formaciones productoras subcuenca de Neiva. Neiva, Colombia. Revista Ingeniería y Región. 2013.

³⁶ RONCANCIO, J. MARTINEZ, M. Petroleum Geology of Colombia: Upper Magdalena Basin. Vol. 14. Medellín. 2011. p. 28-68

³⁷ BARRETO, Darío, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, A New Proposal. Bogotá, Colombia: ANH and B&M Exploration Ltda., 2007. p. 50

³⁸ RONCANCIO, J. MARTINEZ, M. Petroleum Geology of Colombia: Upper Magdalena Basin. Vol. 14. Medellín. 2011. p. 75

Figura 3. Sección transversal esquemática estructural de la Subcuenca Neiva



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentari Basins. 2010. Disponible en línea en: < www.anh.gov.co >

1.3.3 Historia geológica del área. Las rocas que se encuentran en esta área del VSM, corresponden a una secuencia sedimentaria de edad cretácica, que reposa discordantemente en los basamentos antes mencionados y que inicia con depósitos de origen continental, seguidos por una secuencia transgresiva (de origen marino) compuesta de lutitas y calizas, sobre la cual se deposita la Formación Caballos, cuyo contenido de arenas la da a conocer como otra de las importantes rocas reservorio de esta cuenca. Luego, se depositan calizas, lutitas y cherts de desde el Albiano- Campaniano, con dos niveles ricos en materia orgánica de edad Albiano y Turonianos los cuales se definen como las principales rocas fuente de hidrocarburos para toda la cuenca.

Esta secuencia es superpuesta por el Campaniano-Maastrichtiano de las rocas de la Formación de Monserrate, cuya litología predominante está compuesta principalmente de areniscas. Esta es la roca reservorio objeto de este trabajo y una de las más importantes de la cuenca del VSM.

En cuanto a la secuencia Cenozoica, esta fue depositada durante los dos eventos orogénicos que dieron lugar a las cuencas sedimentarias de Colombia y se consideran predominantemente como depósitos de molasa, de edad Paleógeno y Neógeno.

1.3.4 Geología del Petróleo. Para efectos de este trabajo, la geología del petróleo hará referencia a aquellos elementos que se requieren para que se den las condiciones de formación de un yacimiento de hidrocarburos. De acuerdo con la definición del glosario de la Compañía Schlumberger, el sistema petrolífero en un yacimiento convencional está compuesto por una Roca Sello que se encuentra ubicada por encima de la roca reservorio o yacimiento de hidrocarburos, y en este último, los fluidos pueden desplazarse con facilidad al interior de los pozos, dando

lugar a la producción. Por lo tanto, se habla de un sistema petrolífero, cuando convergen en un tiempo dado: el entrampamiento (trampa), una roca sello, una roca reservorio o almacén y una roca generadora de hidrocarburos. A continuación se describe en detalle la definición del sistema petrolífero para este sector del Valle Superior del Magdalena, según la información divulgada por la ANH³⁹.

1.3.4.1 Roca generadora. Las formaciones Tehuán, Bambucá y La Luna se consideran las rocas generadoras debido a que son rocas (lutitas y calizas) con un alto contenido de materia orgánica que representan los eventos anóxicos mundiales en el Albiano medio y Turoniano, el kerógeno predominante en la materia orgánica es de tipo II, y con valores de reflectancia de vitrinita (Ro) entre **0,5** y **1,35** y un contenido de TOC (*Total Organic Carbon*) > 5%. Temperatura máxima 450°C con un índice de hidrógeno que varía entre 100-650 mgHc/gc.

1.3.4.2 Roca reservorio o almacén. El proceso de migración hacia las rocas almacén comienza a partir del primer evento compresivo del cretácico tardío y que hoy en día continúa dicha migración, siendo la Formación Caballos la principal vía de migración o transporte de hidrocarburos y en menor proporción la Formación Monserrate. Adicionalmente, se considera que dicha migración ha sido tanto horizontal como vertical. En la cuenca se conocen tres formaciones almacenadoras de hidrocarburos: Caballos y Monserrate en el Cretácico y Honda en el Cenozoico (Mioceno).

El Campo Palogrande-Cebú produce a partir de las arenas del Cretácico Superior (Maastrichtiano-Campaniano) de la formación Monserrate (roca reservorio) las cuales se encuentran ubicadas a **4700** pies de profundidad y cuyas arenas son típicas de ambiente de depositación marino. El yacimiento es del tipo Black Oil subsaturado, con un OOIP (*Original Oil in Place*) estimado de **221.7** MMbbls.

1.3.4.3 Roca Sello. La formación Bambucá representa el sello superior y lateral y que está compuesta por rocas tipo arcillolitas. Sin embargo, las Formaciones Guaduala y Honda también tienen contenido arcilloso y son sellos importantes en la cuenca del Valle Superior del Magdalena.

1.3.4.4 Trampa. Dentro de las trampas halladas en la cuenca se encuentran: Pliegues asociados a flexión de falla (*fault-bend fold*), anticlinales fallados, sub-cabalgamientos (*sub-thrust and sub-basement closures*), abanicos imbricados (*imbricate fans*), retro-cabalgamientos (*back thrust*) y anticlinales asociados a transcurrancia (*wrench related anticlines*), las cuales están distribuidas a lo largo de la cuenca.

³⁹ BARRERO, Darío, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, A New Proposal. Bogotá, Colombia: ANH and B&M Exploration Ltda., 2007. p. 84-86

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

En esta sección se hablará de la producción del campo, los diferentes mecanismos de producción y el desarrollo de este en los últimos años. El Campo Palogrande – Cebú ha estado en producción desde 1971 y en 1980 con el pozo PG-3 logró una producción inicial de **700 BPOD**. A lo largo del desarrollo del Campo se han implementado varios mecanismos para aumentar la producción, de los cuales se hace un resumen a continuación.

1.4.1 Mecanismos de producción. Al inicio de la producción, el Campo produjo a través de la recuperación primaria con el mecanismo de empuje del yacimiento de gas en solución.⁴⁰

Entre 1983 y 1984 se perforaron algunos pozos adicionales y se instaló el Sistema de Levantamiento Artificial Gas Lift, sistema que no fue exitoso ya que llevó a una caída rápida de presión, fenómeno asociado al mecanismo de empuje del yacimiento, el cual para este campo era deficiente.

En 1984 se realizó una Inyección de Agua Periférica en diferentes áreas con fines de mantenimiento de presión en las arenas productoras. Entre 1987 y 1992 se implementa el Sistema de Levantamiento Electrosumergible.

En mayo de 2015 comenzó un piloto de Inyección de Polímeros en un área del campo el cual finalizó en junio de 2017.⁴¹

1.4.2 Tiempo de producción. Como se observa en la **Figura 4**, el Campo Palogrande-Cebú ha estado en producción desde 1971 con la perforación del pozo PG-2, el cual fue cerrado por problemas de bajo potencial de producción. El desarrollo del Campo comenzó en 1980, con la perforación de pozo PG-3, con una producción inicial de 700 BOPD. En 1982 por medio de la recuperación primaria, se obtuvo un valor máximo de producción de 10200 BOPD y alcanzó la máxima tasa de producción después de la inyección de agua en marzo de 1988 con 10950 BOPD. Entre 1987 y 1992 se implementó el Sistema de Levantamiento Electrosumergible.

En mayo de 2015 con el desarrollo del piloto de inyección de polímeros se presentó un incremento de producción de petróleo y una disminución en el corte de agua, cumpliendo el objetivo para el cual fue llevado a cabo.⁴²

⁴⁰ RUBIANO, Henry. La Industria Petrolera en el Huila en la década de los 90. Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias Sociales y Humanas. 2010. 208p.

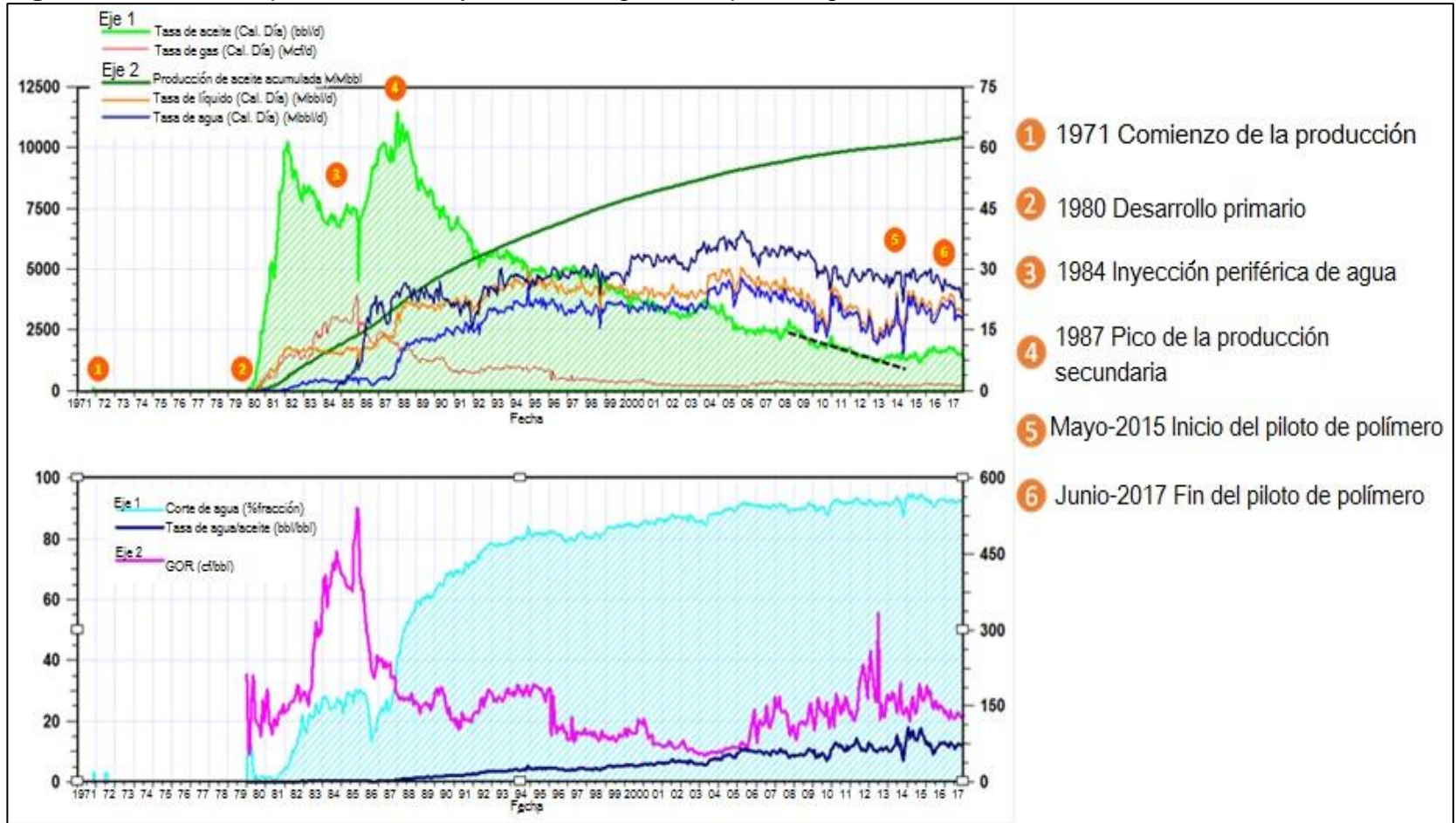
⁴¹PÉREZ, R, et al. Mature Field Revitalization Using Polymer Flooding: Palogrande - Cebú Field Case. SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 2017. 185552-MS.

⁴²PÉREZ, R, et al. Mature Field Revitalization Using Polymer Flooding: Palogrande - Cebú Field Case. SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 2017. 185552-MS.

Para el 30 de junio de 2017 se llegó a una producción total acumulada de aproximadamente 62MMbbls de petróleo, para un factor de recobro del 27.9 %, del cual se estima que el 8% corresponde al aportado por el proceso de inyección de agua.⁴³

⁴³ Ibid.

Figura 4. Historia de producción e inyección de agua Campo Palogrande-Cebú

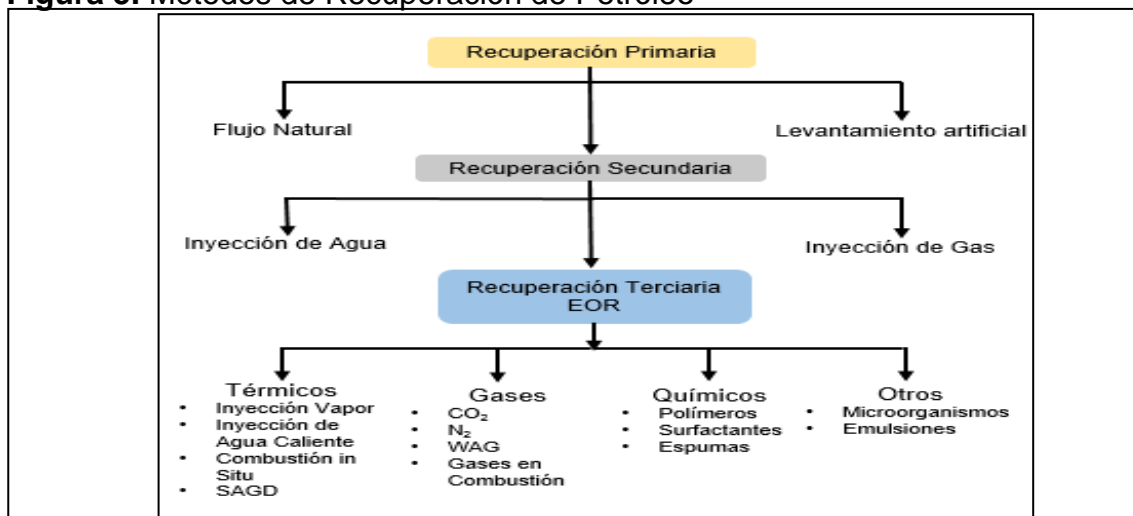


Fuente: elaboración propia. Basado en: A Successful Polymer Flood Pilot at Palogrande-Cebu, A Low Permeability Reservoir in the Upper Magdalena Valley, Colombia. **SPE. 2018.**

2. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

En este capítulo se describirá brevemente los conceptos de recuperación primaria y secundaria (**Figura 5**), para posteriormente, describir el concepto de inyección de polímeros (objeto de este trabajo), el cual es considerado como una técnica de recuperación terciaria o recobro mejorado.

Figura 5. Métodos de Recuperación de Petróleo



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

2.1 METODOS DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

A continuación, se describirán los diferentes métodos de recuperación de petróleo: primaria, secundaria y terciaria.

2.1.1 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 (sostenimiento de energía o mantenimiento de presión) artificial adecuada para el pozo, la cual debe tener la energía suficiente para impulsar el fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie.⁴⁴ Existen cinco tipos principales de empuje natural o energía para producir los fluidos:

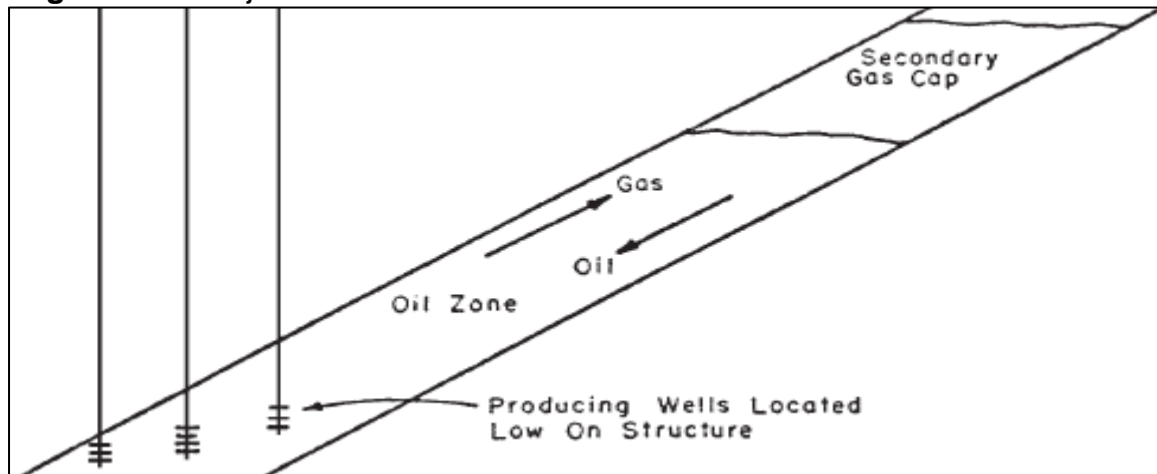
⁴⁴Schlumberger. Oilfield glossary. Disponible en línea en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com>>

- Empuje por drenaje gravitacional.
- Empuje por capa de gas.
- Empuje hidráulico.
- Expansión roca-fluido.
- Empuje por gas disuelto o gas en solución.

Estos mecanismos naturales se describen brevemente a continuación:

2.1.1.1 Drenaje gravitacional. Se da en yacimientos con un ángulo de inclinación que facilita el desplazamiento de los fluidos por efecto de la gravedad (**Figura 6**), es difícil encontrar yacimientos con este tipo de mecanismo, pero los que existen producen grandes volúmenes de fluido, con eficiencias de recobro entre el 40% y 80%.⁴⁵

Figura 6. Drenaje Gravitacional



Fuente: TAREK, Hamed. Reservoir Engineering Handbook. Tercera Edición. Oklahoma Estados Unidos. 2006. P.749.

2.1.1.2 Empuje por capa de gas. Ocurre cuando el yacimiento tiene una capa de gas inicial localizada por encima del petróleo, por debajo de una trampa y además, se debe contar con una presión en el yacimiento mayor o igual a la presión de burbuja. Es altamente recomendable que el yacimiento presente buena permeabilidad vertical y que la capa de gas posea gran espesor y extensión. A medida que ocurre una reducción de presión el gas se expande originando que ocurra una fuerza de pistón o de empuje del gas desplazando al petróleo y haciendo que el crudo se dirija a una zona de menor presión en donde está ubicado el pozo productor.⁴⁶

Adicionalmente, estos yacimientos poseen petróleo de baja viscosidad, alta gravedad API, gran diferencia entre las densidades del petróleo y gas, y una

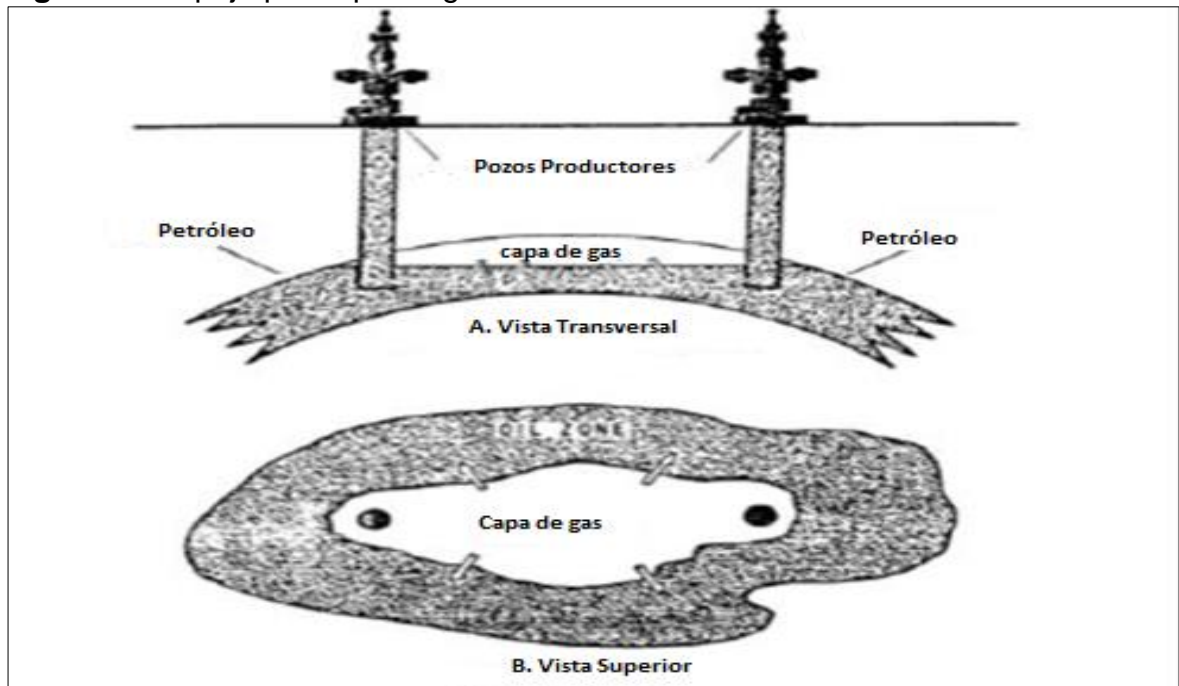
⁴⁵ WILLHITE, Paul & GREEN Don W. Enhanced Oil Recovery 1998.

⁴⁶ LITTMANN, W. Polymer Flooding. Developments in petroleum science since 24. Amsterdam, Oxford, Tokio 1998. P. 11

estructura tipo domo con drenaje en las cuatro direcciones. La recuperación promedio en un yacimiento de este tipo está entre 20 y 40% del petróleo original (OOIP).⁴⁷

En la **Figura 7** se muestra un ejemplo de yacimientos afectados por capa de gas, que además se caracterizan porque una declinación rápida de presión.

Figura 7. Empuje por capa de gas

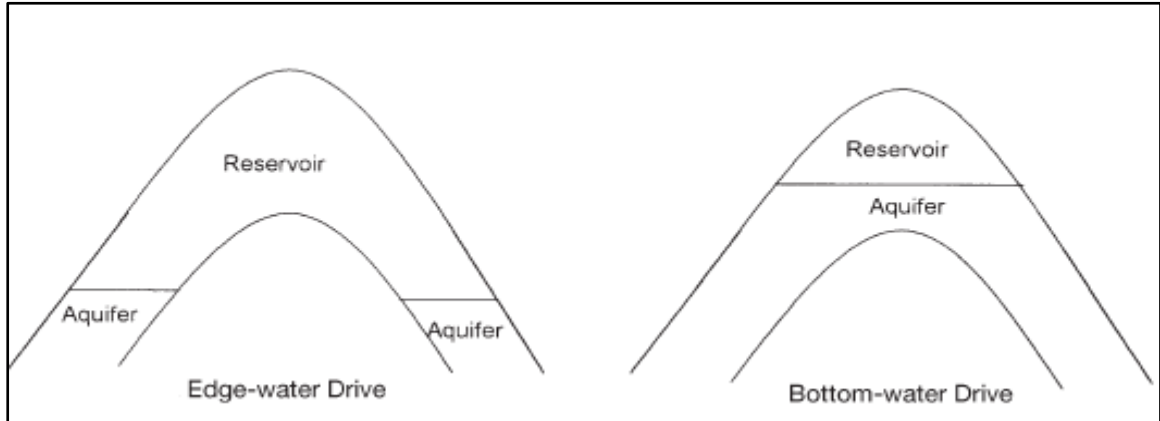


Fuente: TAREK, Hamed. Reservoir Engineering Handbook. Tercera Edición. Oklahoma Estados Unidos. 2006. P.738.

2.1.1.3 Empuje hidráulico. Este mecanismo se presenta en un yacimiento cuando este tiene una conexión con un acuífero (activo o parcialmente activo) ubicado por debajo de la capa de aceite, el cual a medida que la presión del yacimiento disminuye, se expande permitiendo la invasión de agua y empujando el crudo hacia los pozos productores (**Figura 8**).

⁴⁷ TAREK, Hamed. Reservoir Engineering Handbook. Tercera Edición. Oklahoma Estados Unidos. 2006.P. 741

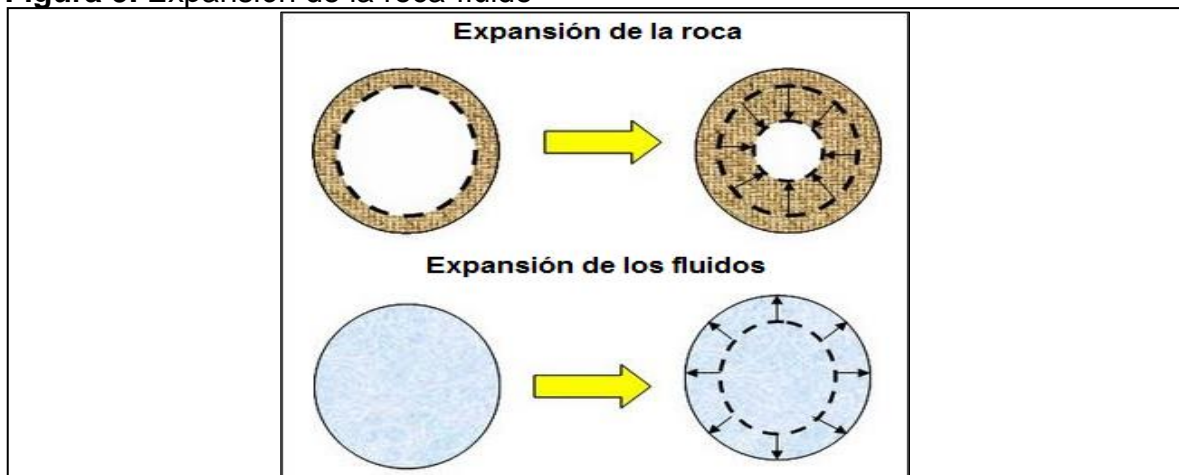
Figura 8. Empuje hidráulico



Fuente: TAREK, Hamed. Reservoir Engineering Handbook. Tercera Edición. Oklahoma Estados Unidos. 2006. P.743.

2.1.1.4 Expansión roca-fluido. Se da esta situación cuando empieza a disminuir la presión del yacimiento, la cual ocasiona una reducción en el volumen poroso debido a la expansión o cambio en el volumen de la roca y los fluidos presentes (**Figura 9**). Este mecanismo se encuentra presente en todos los yacimientos, pero tiene una mayor importancia en yacimientos subsaturados (la presión del yacimiento es mayor que la presión del punto de burbuja) donde todos los componentes de los hidrocarburos se encuentran en fase líquida.

Figura 9. Expansión de la roca-fluido

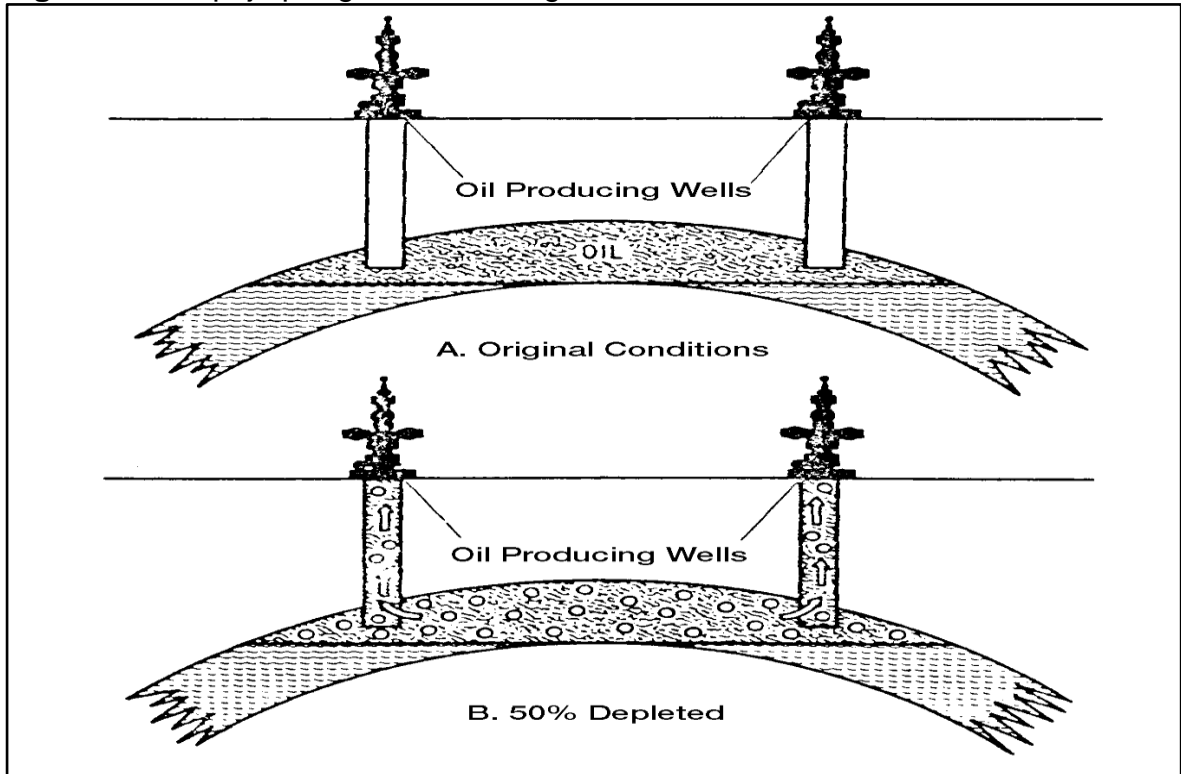


Fuente: Ing. Yacimientos II. Lennies Guevara. Disponible en línea en: <http://ingyacimientosiilenniesguevara.blogspot.com.co/2009/10/1.html>.

2.1.1.5 Empuje por gas disuelto o gas en solución. Ocurre esta situación, cuando el petróleo se encuentra en condiciones de presión y temperatura altas en las cuales los yacimientos pueden 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 10**.⁴⁸ Este mecanismo posee una eficiencia de recobro entre el 5% y 35%.

Figura 10. Empuje por gas disuelto o gas en solución



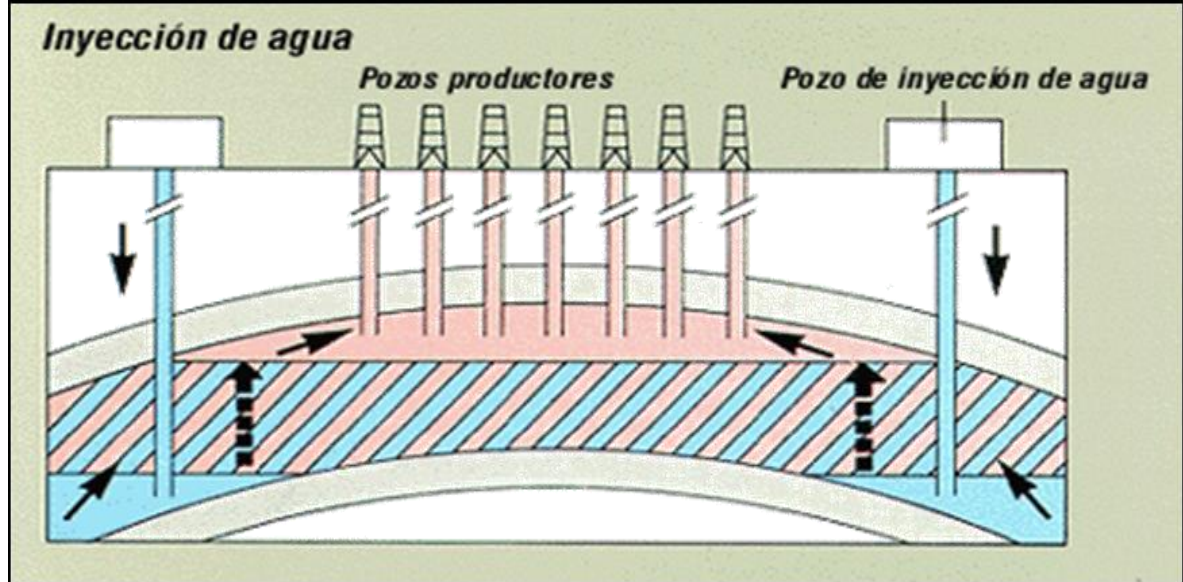
Fuente: TAREK, Hamed. Reservoir Engineering Handbook. Tercera Edición. Oklahoma Estados Unidos. 2006. P.736.

2.1.2 Recuperación secundaria. La recuperación secundaria comprende una variedad de técnicas que son aplicadas una vez que la energía natural del yacimiento se ha agotado. La aplicación de una técnica específica, depende de las condiciones de cada yacimiento. Como la recuperación primaria invariablemente ocasiona agotamiento de la presión, la recuperación secundaria está orientada a mantener la presión del yacimiento. Dentro de las técnicas de recuperación secundaria más conocidas y aplicadas están: la inyección de agua y la inyección de gas. A continuación, se describe una breve reseña de estas técnicas.

2.1.2.1 Inyección de agua. Este método de recuperación consiste en inyectar agua al yacimiento utilizando pozos inyectoros, con el fin de aumentar la presión e incrementar la producción de crudo. En la **Figura 11** se muestra un esquema básico de la técnica de inyección de agua, donde se observa como el agua desplaza al petróleo hasta los pozos productores.

⁴⁸PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 1984. p. 70

Figura 11. Esquema general de la inyección de agua



Fuente: Inyección de agua y de gas. Disponible en línea en: <<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/inyeccion-de-agua.html>>.

La eficiencia de la inyección de agua se ve afectada por varios factores, los cuales se muestran en el **Cuadro 1**.

Cuadro 1. 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. A un yacimiento fallado geológicamente 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 fracturarla formación, el agua fluirá a través de la fractura y no hacia el pozo productor.
	Viscosidad del petróleo: Es el factor más importante para determinar el comportamiento de la inyección, la recuperación de petróleo liviano será mayor que la de un petróleo pesado.
	Permeabilidad: No será posible inyectar agua a altas tasas si este factor es muy bajo. La existencia de capas con alta permeabilidad y que son continuas entre el pozo inyector y el productor pueden causar una invasión temprana de agua en el yacimiento.

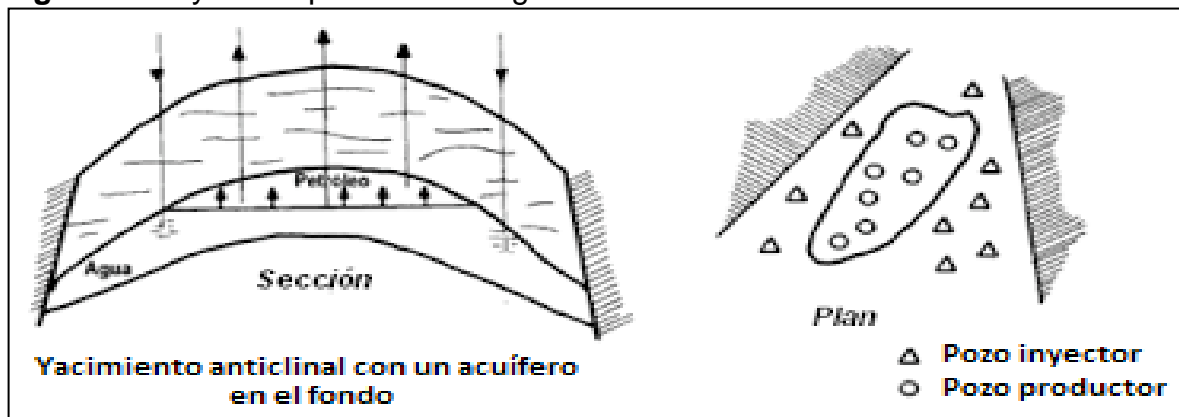
Fuente: Factores que controlan la recuperación por inyección. Disponible en línea en: <<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/06/factores-que-controlan-la-recuperacion.html>>.

La inyección de agua requiere de una apropiada ubicación de los pozos inyectoras, dependiendo de las características del yacimiento y 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:

❖ **Inyección de agua periférica o externa.** Este método consiste en la inyección de agua en el área periférica del yacimiento a través de pozos inyectoras cuya profundidad debe ser la adecuada para que el agua sea añadida al acuífero relacionado al yacimiento y de esta forma influenciar el incremento de producción. En la **Figura 12**, se muestra un ejemplo de este tipo de inyección.⁴⁹

Entre las principales características se encuentra que se puede aplicar cuando no se tiene una buena descripción del yacimiento y/o la estructura del mismo; los pozos inyectoras son ubicados en el contorno del acuífero.

Figura 12. Inyección periférica de agua



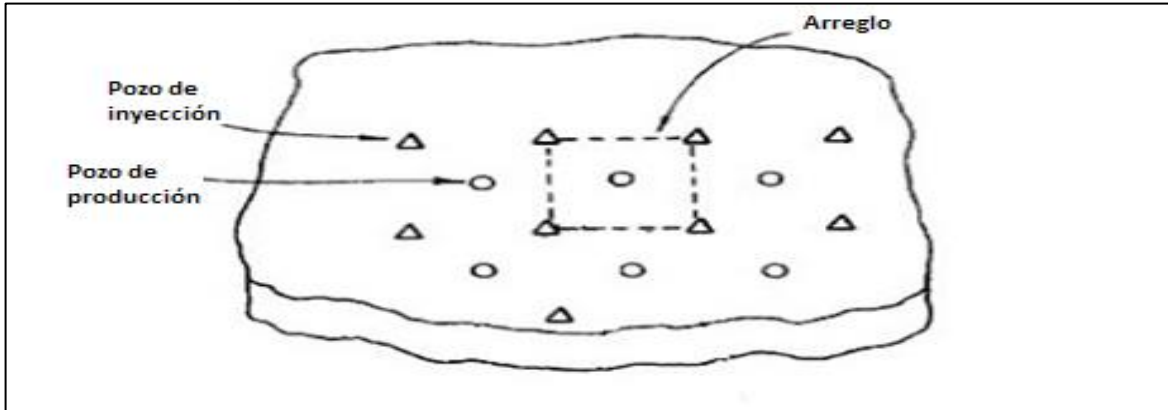
Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 1984. p. 13

❖ **Inyección de agua en arreglos geométricos o dispersa.** La aplicación de esta técnica consiste en la inyección de agua dentro de la zona de petróleo, generando el desplazamiento de fluidos hacia los pozos productores que deben estar posicionados en arreglo geométrico con respecto a los inyectoras.⁵⁰

En la **Figura 13**, se observa que el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectoras que forman un arreglo geométrico.

⁴⁹ PARIS DE FERRER, Magdalena. "Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos" Maracaibo: Astro DATA, 2001. 12p
⁵⁰ *Ibíd.*, p. 15

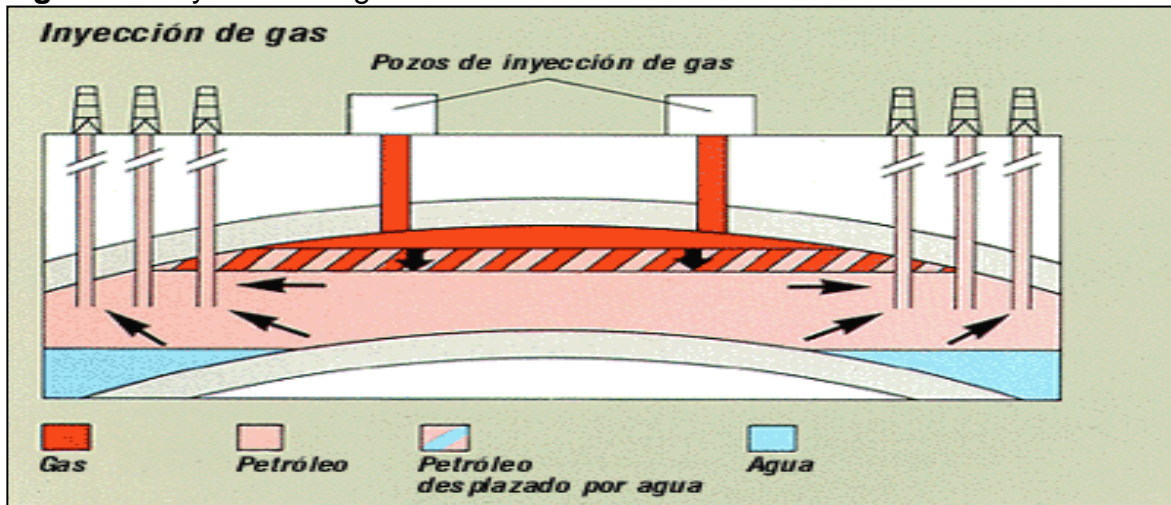
Figura 13. Arreglo de 5 pozos (4 pozos inyectoros y uno productor en el centro)



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

2.1.2.2 Inyección de gas. La inyección de gas fue el primer método sugerido para mejorar el recobro de petróleo y se usó inicialmente a comienzos del año 1900, con fines de mantenimiento de presión. Posteriormente, se llevaron a cabo otras aplicaciones que fueron calificadas como proyectos de recuperación secundaria, ya que el gas inyectado, además de aumentar la energía del yacimiento, debía desplazar el petróleo y, generalmente, al final de los proyectos de inyección de gas se lograba un recobro adicional de petróleo disminuyendo aceleradamente la presión del yacimiento.

Figura 14. Inyección de gas

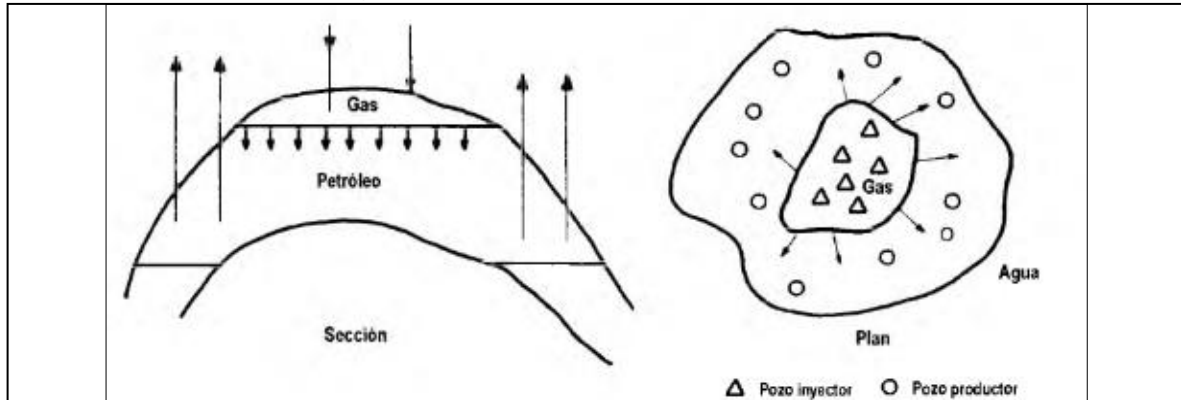


Fuente: Inyección de agua y de gas. Disponible en línea en: <<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/inyeccion-de-agua.html>>.

❖ **Inyección de gas externa.** Se refiere a la inyección de gas en la cresta de la estructura donde se encuentra la capa de gas, como se observa en la **Figura 15**, bien sea primaria o secundaria. Por lo general, se lleva a cabo en yacimientos

donde ocurre segregación gravitacional debido a la influencia de las fuerzas de gravedad. Los pozos inyectoros se colocan de tal manera de cubrir el área ocupada por la capa de gas relacionada al yacimiento que empuja el petróleo hacia las zonas de menor presión (pozos productores).

Figura 15. Inyección de gas externa



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 1984. p. 18.

❖ **Inyección de gas interna o dispersa.** Este proceso se refiere a la inyección de gas dentro de la zona de petróleo. Se aplica por lo general, en yacimientos con empuje por gas en solución, sin capa de gas inicial donde no hay tendencia a desarrollarse una capa de gas secundaria. El gas inyectado emerge junto con el petróleo al poco tiempo de haber sido inyectado.⁵¹

2.1.3 Recuperación terciaria. Comprende las técnicas de recuperación en yacimientos que ya han producido con recuperación primaria y secundaria. Su propósito no es solamente restaurar la presión de la formación, sino también mejorar el desplazamiento del petróleo o de los fluidos en el yacimiento. Se inyectan sustancias químicas diferentes a las que se encuentran en el 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 facilitar la movilidad de estos a través del yacimiento.⁵²

Existen diferentes métodos de recuperación terciaria no convencionales, que permiten mejorar los recobros secundarios por inyección de agua, algunos de estos utilizan calor. Una posible clasificación de estos métodos de alta tecnología, la presentan Farouq Alí y Thomas, los métodos térmicos, con base en calor se aplican con preferencia para crudos pesados. Los métodos no térmicos o sin calor, se aplican para crudos livianos, aunque algunos pueden ser aplicables a crudos

⁵¹ PARIS DE FERRER, Magdalena. "Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos" Maracaibo: Astro DATA, 2001. 17p
⁵²SEN. R, Biotechnology in petroleum recovery: The microbial EOR, Prog. Energy Combust. Sci., vol. 34, no. 6, p. 714-724. 2008.

pesados, pero han tenido poco éxito en las aplicaciones de campo. La geología de los yacimientos y las propiedades de los fluidos determinan cual método se debe usar, aun cuando los conocimientos fundamentales puedan descartarlos.⁵³

La recuperación terciaria se clasifica en métodos térmicos y métodos no térmicos, de los cuales se hace una breve descripción a continuación:

2.2.1 Métodos no térmicos. Abarcan los procesos químicos y los miscibles. Los primeros incluyen los polímeros, surfactantes, cáusticos, las invasiones micelares/polímero y combinaciones. Los métodos miscibles incluyen los empujes miscibles a alta presión, usando un gas de hidrocarburo, nitrógeno o dióxido de carbono, así como el desplazamiento de hidrocarburos líquidos. Muchas variaciones son posibles en la aplicación de estos procesos: una importante ha sido la inyección alternada de agua y gas mejor conocida como proceso WAG (del inglés *Water Alternating Gas*). Otros métodos, que no caen estrictamente en las categorías de miscibles o químicos, incluyen empujes de gas inmiscible por dióxido de carbono, gases inertes y otros.⁵⁴

- **Invasiones químicas.** La mayoría de los procesos químicos involucran la inyección de materiales que usualmente no están presentes en los yacimientos. Entre ellos se encuentran polímeros, surfactantes, emulsiones y combinaciones de ellos. Algunos, menos conocidos, utilizan amonio líquido, alcoholes y un amplio rango de surfactantes y álcalis. Aun cuando las invasiones químicas han tenido un éxito limitado, se consideran útiles para el futuro.⁵⁵
- **Desplazamientos miscibles.** Este proceso consiste en inyectar un agente desplazante completamente irascible con el petróleo existente. Como resultado, la tensión interfacial entre los dos se reduce a cero esto significa que no existe una interfase, el número capilar se hace infinito y el desplazamiento de petróleo se asegura en un 100% en los poros que son barridos por el agente desplazante, si la razón de movilidad es favorable. En condiciones ideales, el fluido desplazante y el petróleo se mezclan en una banda estrecha (denominada zona de mezcla o zona de transición) que se expande a medida que se mueve en el medio poroso, y desplaza todo el petróleo que se encuentra delante como un pistón.⁵⁶
- **Empujes con gas.** La inyección continua de gas se destaca como uno de los métodos más prometedores para recobrar el petróleo residual que queda en las zonas barridas y no barridas de los yacimientos después de la inyección de

⁵³ PARIS DE FERRER, Magdalena. "Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos" Maracaibo: Astro DATA, 2001. 311p

⁵⁴ *Ibíd.*, p. 313

⁵⁵ *Ibíd.*, p. 313

⁵⁶ *Ibíd.*, p. 323

agua. Debido a la disminución de la tensión interfacial y a las mejoras de la movilidad del crudo, los desplazamientos miscibles e inmiscibles pueden lograr altas eficiencias de barrido.

En 1941, Pirson propuso la utilización del dióxido de carbono a altas presiones y, posteriormente, se ha planteado usarlo junto con agua, con el objetivo de reducir la viscosidad del petróleo y provocar su hinchamiento. También, en los procesos de desplazamientos miscibles se emplea el CO₂ como un tapón controlador de empuje.⁵⁷

2.1.3.2 Métodos térmicos. Los métodos de recuperación térmica, particularmente la inyección cíclica y continua de vapor, han demostrado ser los procesos de recuperación mejorada de mayor éxito en los últimos años. El objetivo básico en la aplicación de tales métodos es la reducción de la viscosidad del petróleo con la finalidad de mejorar su movilidad, por lo cual son especialmente para petróleos viscosos (5-15° API), aunque también se usan en petróleos hasta de 45° API. Otros beneficios obtenidos con los métodos térmicos son: la reducción de la saturación de petróleo residual a consecuencia de la expansión térmica, el aumento de la eficiencia areal por efecto de la mejora en la razón de movilidad, destilación con vapor, craqueo térmico, y otros.⁵⁸

En general, se clasifican en dos tipos: los que implican la inyección de fluidos en la formación, como la inyección de agua caliente y la inyección de vapor, en sus dos modalidades, cíclica y continua; y los que utilizan la generación del calor en el propio yacimiento. A estos últimos se les conoce como procesos in situ, destacándose entre ellos la combustión in situ.⁵⁹

A continuación, se explica brevemente algunos de los métodos de recuperación térmica:

❖ **Inyección de agua caliente.** La inyección de agua caliente es probablemente el método térmico de recuperación más simple y seguro, y dependiendo de las características del yacimiento, puede ser económico y ventajoso.

Es un proceso de desplazamiento en el cual el petróleo se desplaza inmisciblemente, tanto por agua caliente como por agua fría. Durante el proceso, la zona vecina al pozo inyector se va calentando y, a su vez, parte del calor inyectado se pierde hacia las formaciones adyacentes. El agua caliente inyectada supe el calor necesario a expensas de su calor sensible y, como consecuencia, su temperatura disminuye; además, como se mueve alejándose del pozo inyector y mezclándose con los fluidos a la temperatura original del yacimiento, se forma una

⁵⁷ *Ibíd.*, p. 332

⁵⁸ *Ibíd.*, p. 333

⁵⁹ *Ibíd.*, p. 333

zona calentada en la cual la temperatura varía desde la temperatura de inyección, en el pozo inyector, hasta la del yacimiento a una cierta distancia del pozo inyector.⁶⁰

❖ **Inyección continua de vapor.** En principio, como la inyección de agua, éste es un método de empuje en arreglos, con pozos de inyección y producción. En este caso, el comportamiento depende básicamente del tamaño del arreglo, ya que las pérdidas de calor hacia las rocas adyacentes pueden consumir gran proporción del calor inyectado. En este método, el vapor se inyecta continuamente en el pozo inyector, lo cual genera en la formación una zona de vapor que avanza a una tasa siempre decreciente.⁶¹

❖ **Inyección alterna de vapor.** Este método consiste en inyectar, en un determinado pozo, un volumen preestablecido de vapor por un período que va de una a tres semanas. Después de la inyección, se cierra el pozo y se deja en remojo por unos pocos días, con el propósito de permitir que el vapor caliente la formación productora y se disperse uniformemente alrededor del pozo. Luego se abre nuevamente el pozo a producción hasta que el proceso deje de ser económicamente rentable.⁶²

❖ **Combustión in situ.** La combustión in situ o “invasión con fuego”, es un método único debido a que una porción del petróleo en el yacimiento (cerca del 10%) se quema para generar el calor, obteniéndose una alta eficiencia térmica. El proceso de combustión in situ se inicia generalmente bajando un calentador o quemador que se coloca en el pozo inyector. Luego se inyecta aire hacia el fondo del pozo y se pone a funcionar el calentador hasta que se logre el encendido. Después que se calientan los alrededores del fondo del pozo, se saca el calentador, pero se continúa la inyección de aire para mantener el avance del frente de combustión.⁶³

2.2 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 la 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

⁶⁰ *Ibíd.*, p. 334

⁶¹ *Ibíd.*, p. 335

⁶² *Ibíd.*, p. 337

⁶³ *Ibíd.*, p. 340

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).⁶⁴

2.2.1 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.

2.2.1.1 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.

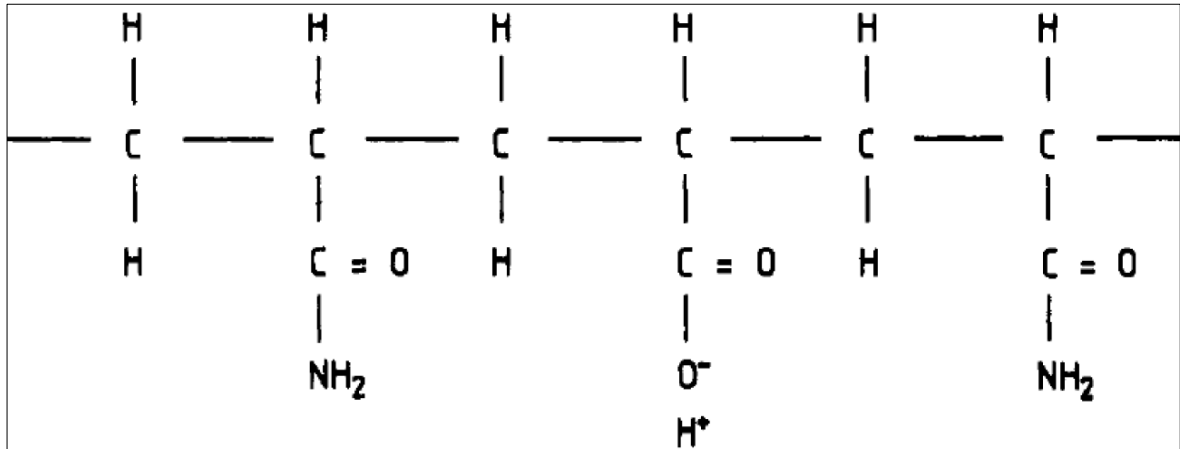
El rendimiento de estos polímeros depende del peso molecular y del grado de hidrólisis de los mismos. Cuando los polímeros van a ser utilizados para inyectarlos en pozos que están produciendo por inyección de agua son sometidos a hidrólisis parcial, donde una parte de la acrilamida se convierte en ácido 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 recuperación⁶⁵.

⁶⁴ BILLMEYER, Fred, Ciencia de los polímeros, p. 2259, 2004

⁶⁵ 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.

Figura 16. Estructura molecular de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada



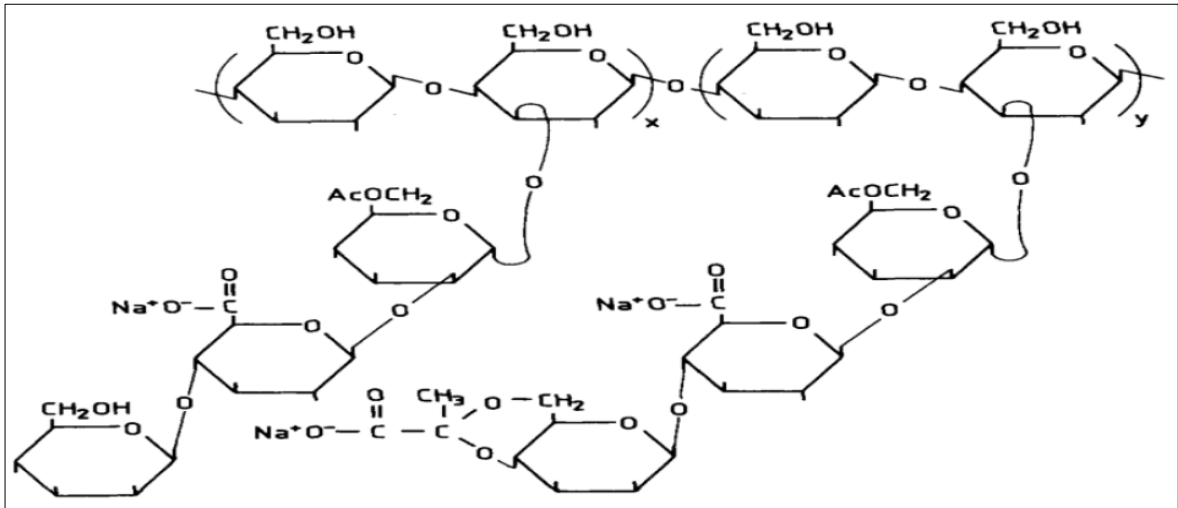
Fuente: Estructura molecular de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada. Disponible en línea en: <http://cidta.usal.es/cursos/etap/modulos/curso/uni_05/u5c2s4.htm>.

2.2.1.2 Biopolímeros. Son polímeros naturales que se originan a partir de sistemas biológicos, siendo el polisacárido el más común de este tipo. Este 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 tiene 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 Diazgranados⁶⁶ 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.

⁶⁶ 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

Figura 17. Estructura molecular de la Goma Xanthana



Fuente: LOPEZ, CXantanos Biopoliméricos: propiedades reológicas y aplicaciones. Universidad Autónoma de Coahuila, 2011. No 25.

2.2.1 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.⁶⁷

Paris de Ferrer⁶⁸ 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.⁶⁹

⁶⁷ PARIS DE FERRER, M. Op., p. 301.

⁶⁸ Ibid. p. 313.

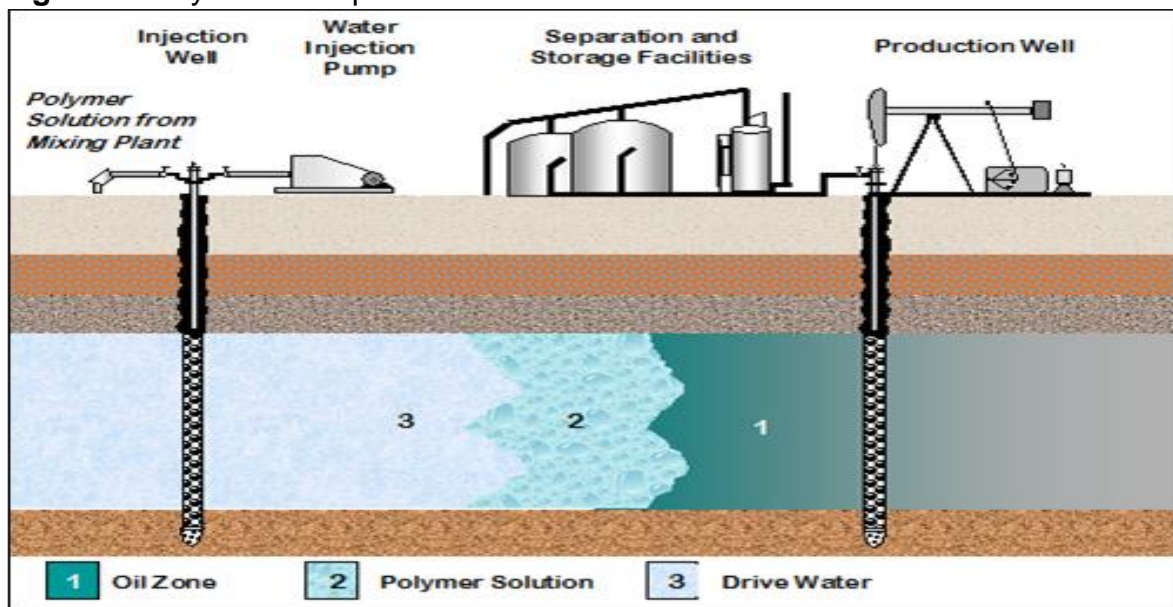
⁶⁹ NATIONAL PETROLEUM CAOUNCIL. Enhanced Oil Recovery. United States of America. 1984. p. 12.

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.⁷⁰ 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.

En la **Figura 18**, se puede observar un dibujo esquemático del 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 18. Inyección de polímeros



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

⁷⁰ JIMÉNÉZ, A. Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (surfactantes, polímeros y miscelares) mediante analogías. 2009. Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

A continuación, se describirán las características del polímero relacionadas con su concentración en la solución acuosa y su movilidad con respecto al medio.

2.3.1.1 Viscosidad aparente. Los polímeros son utilizados en soluciones acuosas con concentraciones muy bajas, que rondan entre las 300 y 2000 partes por millón. La viscosidad de la solución polimérica fluyendo en el yacimiento es de 5 a 25 veces más grande cuando se utiliza la ecuación de Darcy (Viscosidad aparente) que cuando ésta es medida con un viscosímetro Ostwald, asumiendo la misma permeabilidad efectiva. En realidad, la permeabilidad efectiva de la formación a una solución de polímero es menor que la del agua sin polímero. Es difícil separar el efecto de la reducción de la permeabilidad del aumento de la viscosidad. Como se muestra, lo importante es que el efecto total se puede expresar como reducción de la movilidad y este efecto total se puede medir.⁷¹

2.3.1.2 Factor de resistencia. Jennings et al. (1971), define el Factor de Resistencia como una cantidad medida experimentalmente que representa el grado relativo de la fuerza requerida para mover un líquido a través del medio poroso. La definición de Factor de Resistencia está representada por medio de la **Ecuación 1:**
Ecuación 1. Factor de resistencia

$$R = \frac{\left(\frac{\Delta P}{q}\right) \text{ fluido inyectado}}{\left(\frac{\Delta P}{q}\right) \text{ fluido base}} \quad \text{ó} \quad R = \frac{\lambda \text{ fluido inyectado}}{\lambda \text{ fluido base}}$$

Donde,

ΔP = Diferencia de presiones medida a través de la muestra

λ = Movilidad

q = Caudal

Las ventajas de los polímeros como agentes de control de la movilidad del agua en medios porosos se indican en los grandes valores de factor de resistencia obtenidos utilizando bajas concentraciones de polímero que contienen agua y por su capacidad para estabilizar la resistencia al flujo.⁷²

2.3.1.3 Factor de Resistencia residual. Jennings et al. (1971), describe la resistencia al flujo de agua inyectada detrás de una solución de polímero. Está representado por medio de la **Ecuación 2:**

Ecuación 2. Factor de resistencia residual.

$$RRF = \frac{(\lambda w)_{inicial}}{(\lambda w)_{despues \ del \ flujo \ de \ polímero}} = \frac{K_{wi} \mu_{wa}}{K_{wa} \mu_{wi}}$$

⁷¹ CARCOANA, Aurel. Applied Enhanced Oil Recovery. United States of America. 1992. p. 141.

⁷² Ibid. p. 142-143.

Donde,

λ_w = Movilidad del agua

K_{wi} = Permeabilidad del agua inicial

K_{wa} = Permeabilidad del agua después del flujo de polímero

μ_{wa} = Viscosidad del agua después del flujo de polímero

μ_{wi} = Viscosidad del agua inicial

El Factor de Resistencia Residual da una indicación cuantitativa sobre la reducción de la permeabilidad del agua, lo cual puede ser útil para controlar el “*fingering*” o interdigitación viscosa, durante la inyección de agua después de la inyección de polímero.

La reducción de la permeabilidad se observa después del lavado con salmuera, luego de la inyección de una solución de polímero, en una muestra de núcleo de arenisca de Berea. La permeabilidad original del núcleo, que se ha reducido por adsorción en la superficie de la roca y por atrapamiento mecánico de moléculas de polímero, no se puede recuperar.

La existencia de efectos de resistencia residual tiene importancia económica. Los gastos para el polímero se producen solo durante el período de inyección. Mucho después, el efecto del factor de resistencia residual continúa sin costo adicional. Los polisacáridos biopolímeros no se retienen en las superficies de las rocas. Esta es la razón por la que no exhiben el efecto de resistencia residual.⁷³

2.3.1.4 Retención de polímero. Cuando un polímero fluye en el medio poroso de una roca, usualmente una cantidad de polímero es retenida. Dicha retención es causada primariamente por la adsorción sobre la superficie del material poroso de la roca y en entrampamiento mecánico en los poros que son más pequeños que el tamaño de la molécula de polímero en solución. En la mayoría de los casos, la retención de los polímeros utilizados en procesos de recobro mejorado se considera instantánea e irreversible. Esto no es del todo cierto porque pequeñas acumulaciones de polímero pueden ser removidas de los poros de la roca mediante una exposición prolongada a la inyección agua o salmueras.⁷⁴

La retención de polímero, expresada por la adsorción de la poli(acrilamida) sobre la superficie de la roca y por el entrampamiento de las moléculas de polímero en pequeños espacios porosos, explica la reducción de la permeabilidad.⁷⁵

Adicionalmente, se conoce el concepto de *volumen poroso inaccesible* asociado a la retención del polímero, el cual es definido como la fracción de espacio poral que no es contactado por la solución de polímero; esto se da debido a que los polímero no puede fluir a través de todo el espacio poroso.⁷⁶

⁷³ Ibid. p. 143.

⁷⁴ WILLHITE, Paul. Enhanced Oil Recovery. United States of America. 1998. p. 107.

⁷⁵ CARCOANA, Aurel. Applied Enhanced Oil Recovery. United States of America. 1992. p. 144.

⁷⁶ WILLHITE, Paul. Enhanced Oil Recovery. United States of America. 1998. p. 110.

❖ **Adsorción y entrapamiento.** El polímero de poliacrilamida se adsorbe en las superficies de la mayoría de los reservorios de roca. Por ejemplo, el carbonato de calcio tiene una mayor afinidad por el polímero que la sílice. Las capas de polímero adsorbidas representan tanto una resistencia adicional al flujo como una pérdida de polímero. De hecho, cuando tiene lugar la adsorción, las soluciones de polímeros que salen del medio poroso tienen una concentración más baja que antes. La concentración reducida de polímero se utiliza como una medida de adsorción. Cuanto mayor sea la concentración de polímero antes de fluir a través del espacio poroso, mayor será la adsorción en la superficie de la roca.

El espacio poroso en una roca reservorio ofrece una gran variedad de tamaños de los mismos. La larga cadena de la molécula de polímero puede fluir fácilmente hacia una abertura de poros grandes, pero no puede dejarla si el otro extremo de dicha abertura es más pequeña, por lo tanto, la molécula de polímero queda atrapada⁷⁷. El entrapamiento también puede tener lugar cuando el flujo se restringe o se detiene y esto se conoce como retención hidrodinámica⁷⁸.

Estudios de laboratorio realizados en soluciones de HPAM en concentraciones de 500 ppm con pesos moleculares con rangos de $3 * 10^6$ a $10 * 10^6$ mostraron que la reducción de movilidad, factor de resistencia, y reducción de la permeabilidad aumentan cuando aumenta el peso molecular. El factor de resistencia y la reducción de la permeabilidad, en relación con el peso molecular del polímero, se han correlacionado con el llamado "factor de pantalla" (*Jennings et al., 1971*). La medición se realiza comparando el tiempo requerido para que un volumen de solución de polímero dado se agote del dispositivo con el tiempo requerido para drenar el mismo volumen de solvente (agua).⁷⁹

2.3.1.5 Degradación del polímero. La efectividad del polímero es afectada por diversos factores, pero a su vez se deben tener en cuenta algunos aspectos para disminuir la degradación del mismo. A continuación se muestran los tipos de degradación⁸⁰.

❖ **Degradación mecánica.** La solución polimérica es sometida a esfuerzos de cizallamiento o de corte a medida que se realiza el proceso de inyección; cuando dicha solución fluye a través de los poros de la roca del yacimiento se puede dar una degradación mecánica que provoca la ruptura de las largas cadenas poliméricas y esto es determinado por la tasa de inyección. Una solución de polímero se comporta como un fluido pseudoplástico. Un fluido pseudoplástico se caracteriza por disminuir su viscosidad y su esfuerzo cortante (o de cizallamiento) a

⁷⁷ CARCOANA, Aurel. Applied Enhanced Oil Recovery. United States of America. 1992. p. 144.

⁷⁸ WILLHITE, Paul. Enhanced Oil Recovery. United States of America. 1998. p. 107.

⁷⁹ CARCOANA, Aurel. Applied Enhanced Oil Recovery. United States of America. 1992. p. 144.

⁸⁰ HERNÁNDEZ, Aliver. Recuperación mejorada de hidrocarburos a partir de un tratamiento con polímeros y surfactantes. México. 2014. p. 65-66.

medida que hay una velocidad de deformación creciente. Las poliacrilamidas son sensibles a este tipo de degradación.

❖ **Degradación bacteriana.** Este tipo de degradación se da generalmente en biopolímeros como el almidón o la CMC debido a que se destruye la cadena de carbohidratos a causa de las bacterias presentes en el medio poroso. Este ataque bacteriano disminuye la viscosidad de la solución polimérica reduciendo su efectividad. Sin embargo, para evitar este problema, es común el uso de bactericidas como el formaldehído para inhibir el ataque y evitar la precipitación del polímero en la roca.

Degradación oxidativa. La pérdida de viscosidad asociada a la presencia del oxígeno se da en los biopolímeros y poliacrilamidas. El oxígeno presente en el agua de inyección provoca la degradación de dichos polímeros, por lo cual, es relevante disminuir en lo posible el oxígeno presente en el agua de inyección.

❖ **Degradación térmica.** La temperatura es un factor importante a la hora de inyectar polímeros ya que esta es en parte la responsable de la velocidad de reacción de la solución polimérica. Una temperatura muy alta provocará la degradación del polímero, pero una temperatura muy baja hará que la reacción sea lenta.

3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DINÁMICO EN NÚCLEOS DE LABORATORIO

En este capítulo se hace inicialmente una breve descripción sobre las características principales de la inyección de fluidos en núcleos a nivel de laboratorio, para luego hablar sobre las generalidades del simulador que fue utilizado para representar la inyección de fluidos en el núcleo de laboratorio. Posteriormente con la información generada, se plantea y se describe el modelo dinámico del núcleo objeto de estudio.

3.1 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE FLUIDOS EN NÚCLEOS DE LABORATORIO

A continuación se dan algunas generalidades sobre la inyección de fluidos en núcleos de laboratorio, tales como definición, su aplicación y utilidad y procedimiento de inyección en el laboratorio.

3.1.1 Análisis de núcleos de laboratorio. Es el estudio de laboratorio de una muestra de la formación geológica del yacimiento, extraída durante o después de la perforación de un pozo. Se realiza este tipo de análisis de laboratorio, porque la producción económica y eficiente de petróleo y gas, depende significativamente de la comprensión de las propiedades de la roca que compone el yacimiento, tales como porosidad, permeabilidad, y mojabilidad. Los geocientíficos han desarrollado una diversidad de enfoques, incluidas las técnicas de análisis de registros y núcleos, para medir estas propiedades.⁸¹

3.1.2 Pruebas de inyección de fluidos en núcleos. La inyección de fluidos en núcleos, es una prueba de laboratorio que consiste en inyectar uno o más fluidos en una muestra de roca (núcleo) con el fin de medir algunas propiedades como permeabilidad, permeabilidad relativa, cambio de saturación, daño de formación causado por la inyección de algún fluido o por la interacción roca fluidos, entre otros. En el caso de este proyecto el propósito de la prueba de inyección en el núcleo es pronosticar las mejoras resultantes de la inyección de los fluidos en el núcleo. Para este estudio, la información sobre estas pruebas de laboratorio fue suministrada por la empresa soporte de este trabajo y el procedimiento para utilizar los datos de estos núcleos se explica más adelante.

3.1.2.1 Utilidad de la inyección de fluidos en núcleos. Los experimentos de inyección de fluidos en núcleos son parte integral de la metodología para la selección de polímeros y la optimización de la recuperación mejorada de petróleo. Los resultados de laboratorio pueden ser analizados y utilizados en simulación para ayudar a definir la viabilidad de la inyección de un fluido determinado en un yacimiento. Estos datos pueden ser llevados a un simulador y su comparación o

⁸¹Schlumberger. Oilfield glossary. <http://www.glossary.oilfield.slb.com>

ajuste con el comportamiento histórico de un pozo o campo puede ser utilizado para obtener los parámetros necesarios para escalar la aplicación de una técnica de recuperación en un modelo a escala de campo y por lo tanto se requiere una comprensión e integración exhaustiva de los datos de laboratorio.

3.1.2.2 Procedimiento de la inyección de fluidos en el núcleo de laboratorio.

- Crear un composite sintético (núcleo) de 3.75 cm de diámetro y 8.65 cm de longitud aproximadamente.
- Posicionar en un sostenedor de núcleos y presurizar a 500 psi de la presión de sobrecarga.
- Inyectar agua de producción a 62°C para calcular la permeabilidad absoluta.
- Inyectar aceite muerto a 62°C hasta que no se genere más agua restaurando la Saturación de petróleo inicial (Soi).
- Inyectar agua de inyección a temperatura de yacimiento con 3 a 4 volúmenes porosos (VP) distintos y con un corte de aceite de 1% o menor.
- Inyectar 0.75 VP del polímero P-01 (sintético) con una concentración de 2000 ppm en solución de agua de inyección no suavizada a 0.5 pies/día.
- Inyectar 2-3 VP de agua de inyección para determinar el factor de resistencia residual y retención del polímero hasta el corte de aceite del 1%.
- Retirar el núcleo del sostenedor, pesar la muestra, la cual se extrae con tolueno caliente del aceite y el agua residual en la mezcla para determinar la saturación de aceite final.

3.2 GENERALIDADES DEL SIMULADOR CMG

El simulador *Computer Modeling Group (CMG)* es un software de simulación de yacimientos estándar de la industria petrolera que a partir de información geológica del yacimiento, propiedades petrofísicas, ubicación, trayectorias de perforación de pozos y otros datos requeridos, permite el modelamiento de yacimientos de forma eficaz para predecir el comportamiento futuro real de un yacimiento mediante una simulación numérica de un modelo matemático que lo representa.

3.2.1 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 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.

3.2.2 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 corrida.

3.2.3 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.

3.2.4 Components (Componentes). En esta sección se definen los componentes o fases (agua, gas, petróleo) presentes en el modelo de simulación.

3.2.5 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.

3.2.6 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).

3.2.7 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.

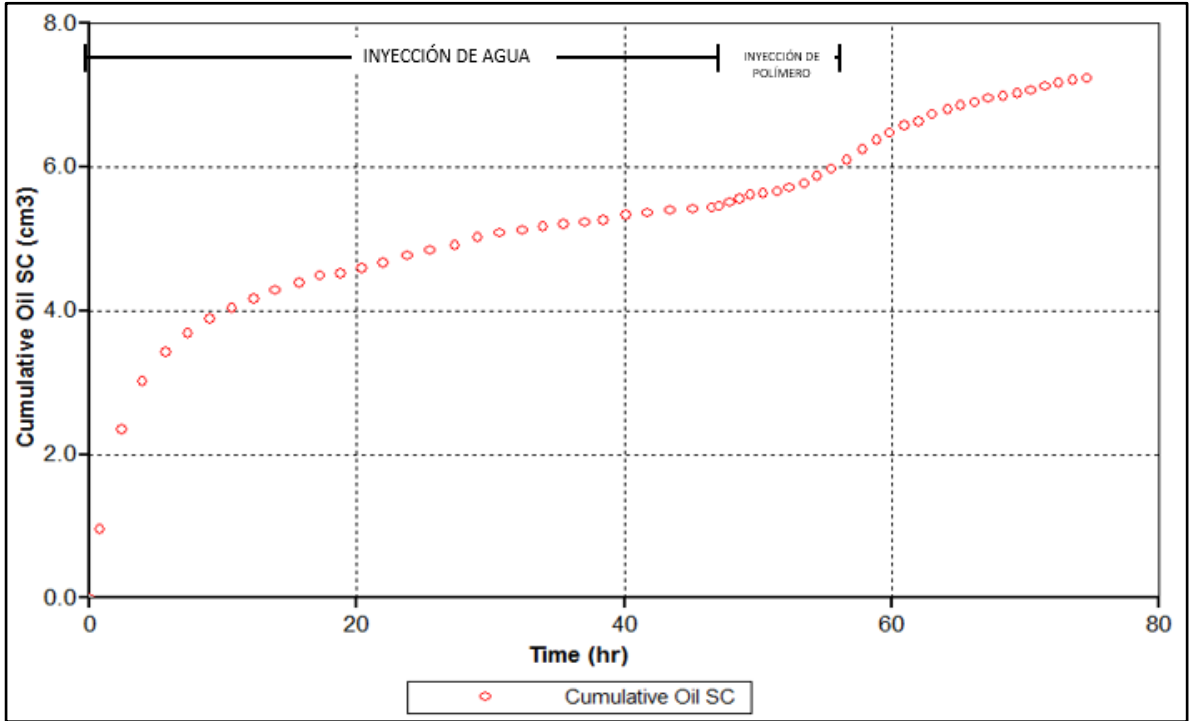
3.2.8 Wells & Recurrents (Pozos y eventos). En esta sección se especifican las características de los pozos, trayectoria, completamiento, historia de producción, parámetros de los fluidos inyectados y los diferentes eventos en los pozos.

3.3 MODELO DINÁMICO DEL NÚCLEO

Luego de obtener la información de laboratorio, se procede a incorporar está a un simulador, como el descrito anteriormente y así poder obtener un modelo dinámico que ayude a visualizar y entender el comportamiento de los fluidos en el núcleo objeto de estudio. A continuación, se mostrará el histórico de producción de la prueba de laboratorio, y el modelamiento del mismo en el software CMG, dentro del cual se obtiene la definición del modelo, el modelo PVT y diseño del inyector y productor del modelo del núcleo.

3.3.1 Histórico de producción de la prueba de laboratorio del núcleo. En esta sección se muestra la historia de la producción en el núcleo (pruebas de laboratorio) para la simulación, con la que se realizará el ajuste para el respectivo análisis de sensibilidad. En la **Figura 19**, se observa el comportamiento histórico de producción de petróleo acumulado en el núcleo, durante las pruebas de laboratorio realizadas.

Figura 19. Histórico de producción de petróleo en el núcleo de laboratorio



Fuente: elaboración propia con base en: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

A partir de la figura anterior (**Figura 19**), se pueden observar los diferentes incrementos de producción: en el momento en que se realiza la inyección de agua y posteriormente con la inyección de polímero. De acuerdo a lo anterior se puede ver que la eficiencia de barrido aumenta en el momento en que el polímero es inyectado, incrementando así la viscosidad del agua y consecuentemente mejorando la eficiencia de barrido.

3.3.2 Definición del modelo. Para poder representar las dimensiones del núcleo de laboratorio en el modelo de simulación se realiza un procedimiento en el cual se ingresa el diámetro y la longitud con las características reales del núcleo (cilindro). En el modelo de simulación el núcleo está representado por un paralelepípedo, y se realiza el ajuste de las dimensiones de la siguiente forma:

Cuadro 2. Dimensiones del núcleo de laboratorio

Diámetro (cm)	3.74
Longitud (cm)	8.64
Área Circulo (cm ²)	10.9858

Fuente: ECOPETROL S.A.2018.

Por lo tanto, para representar el área del círculo en el paralelepípedo del modelo de simulación, se hallaron los 2 lados de las caras del mismo siendo que la longitud de

cada uno corresponde a **3.3144 cm**. El volumen del cilindro es de 94.91 cm³ el cual se representó de la misma manera en el paralelepípedo.

A continuación, se describe la malla de simulación del modelo del núcleo, las cuales son mostradas en el **Cuadro 3**.

Cuadro 3. Propiedades de la malla de simulación del núcleo

Propiedad	Valor
Número total de bloques	100
Número de Celdas	100i x 1j x 1k
Tipo de porosidad	Simple
Tipo de malla	Block Center

Fuente: elaboración propia con base en: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A..

El número de celdas se encuentra dado en términos vectoriales i, j, k que corresponden a las direcciones x, y, z respectivamente. La malla es del tipo “Block Center”, en el cual las celdas no son deformables debido a que no se requiere modelar una estructura compleja.

Por su parte, en el **Cuadro 4** se observan las propiedades de la roca utilizadas en el modelo del núcleo de simulación.

Cuadro 4. Propiedades de la roca en el núcleo de simulación

Propiedad	Valor
Permeabilidad Vertical (md)	44.4
Permeabilidad Horizontal (md)	44.4
Porosidad total (%)	17.4

Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

3.3.3 Descripción de las propiedades PVT del modelo de núcleo de simulación.

A continuación, se describen las propiedades PVT del agua y del petróleo que se encuentran presentes en el modelo del núcleo. El **Cuadro 5** muestra los datos de PVT del agua utilizados en el modelo.

Cuadro 5. Propiedades PVT del agua en el núcleo.

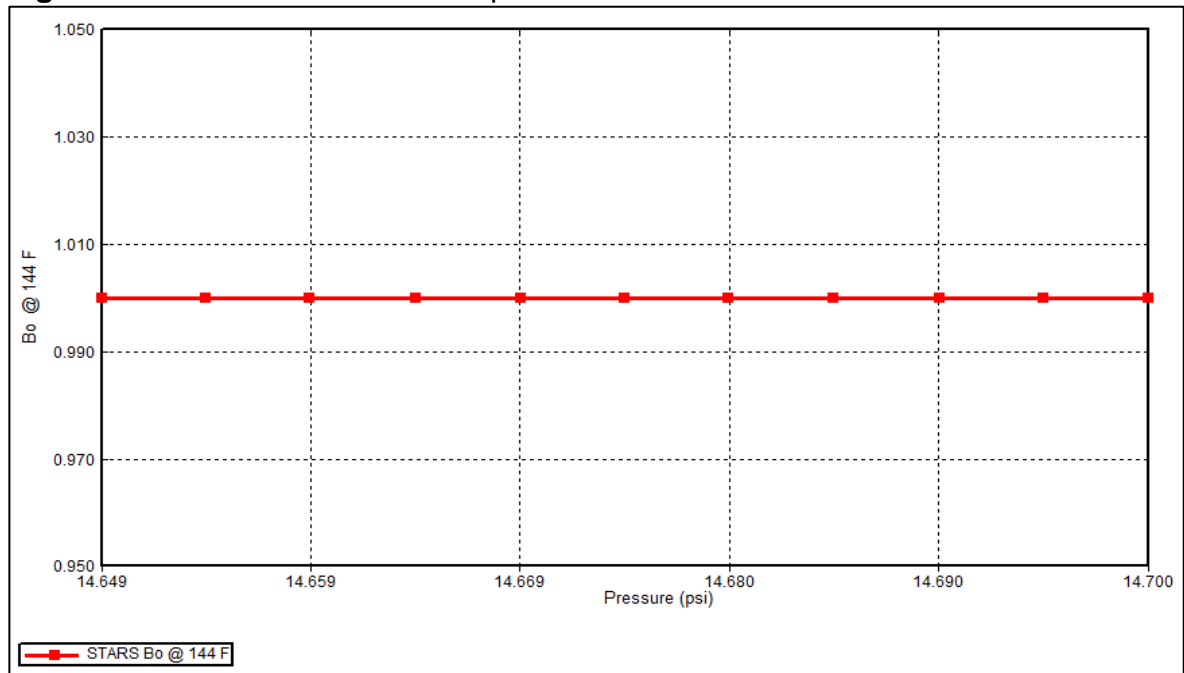
Propiedad	Valor
Factor volumétrico del agua @ 144 °F	1.01702
Densidad de agua @ 144 °F (kg/cm ³)	98.3178*10 ⁻⁵
Viscosidad del agua @ 144 °F (cP)	0.45
Relación gas-agua @ 144°F (cm ³ /cm ³)	0.00

Fuente: elaboración propia con base en: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

Cabe resaltar que en el proceso de inyección del núcleo se utilizó la condición de “Black Oil” o petróleo muerto (sin gas en solución) y a condiciones de superficie, por consiguiente, algunas de las propiedades del aceite (descritas a continuación) permanecieron constantes con los cambios de presión y temperatura.

- **Factor volumétrico del petróleo:** se define como el volumen de petróleo (mas su gas en solución) en el yacimiento, requerido para producir un barril de petróleo medido a condiciones de superficie.⁸² En la **Figura 20** se puede observar el comportamiento del factor volumétrico del petróleo (B_o) respecto a la presión.

Figura 20. Factor volumétrico del petróleo en el núcleo



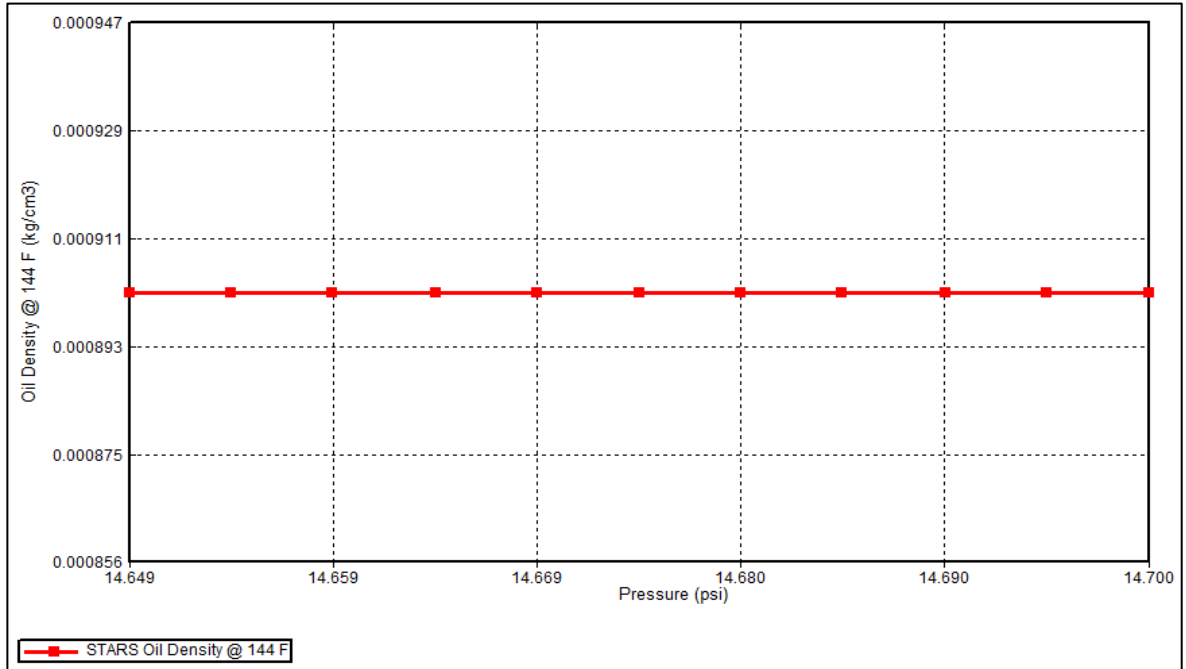
Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

- **Densidad del petróleo:** se define como la masa de una unidad de volumen de crudo a determinada presión y temperatura⁸³. En la **Figura 21** se muestra la relación de la densidad respecto a la presión.

⁸²ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva, Colombia. 2000. p. 105.

⁸³ PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 1984. p. 137

Figura 21. Densidad del petróleo en el núcleo

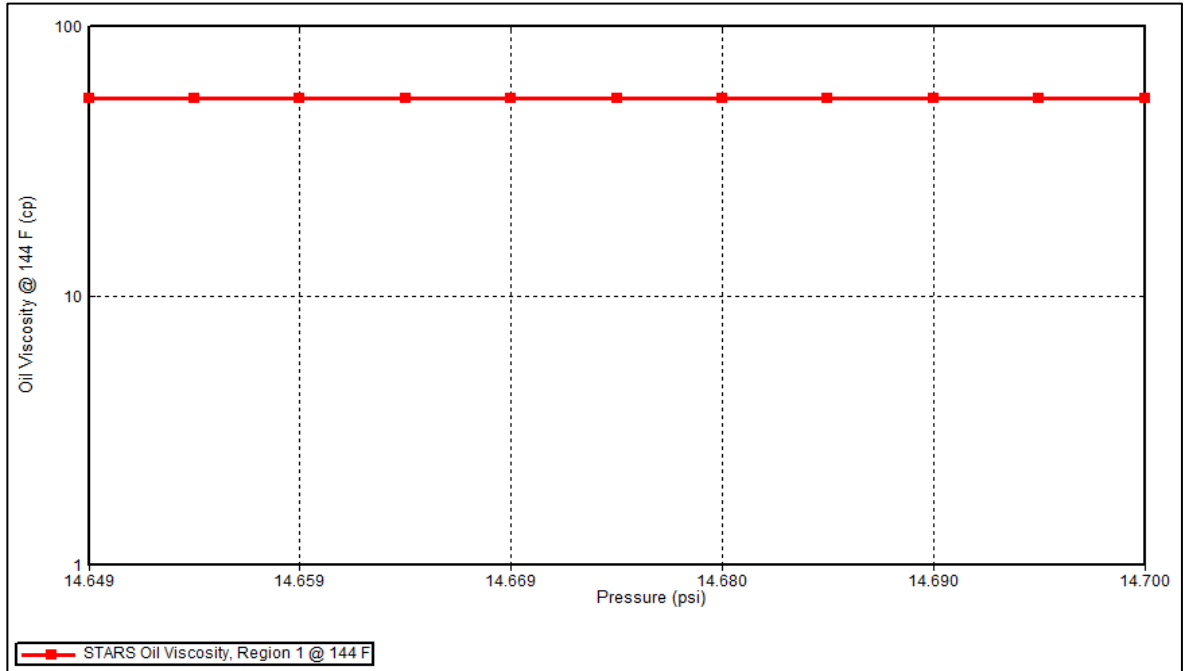


Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

- **Viscosidad del petróleo:** se define como la medida de la resistencia del petróleo al flujo. Dicha resistencia al flujo es causada por fricción interna generada cuando las moléculas de fluido tratan de desplazarse unas sobre otras⁸⁴. La **Figura 22** representa el comportamiento de la viscosidad en función de la presión y la **Figura 23** representa el comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura.

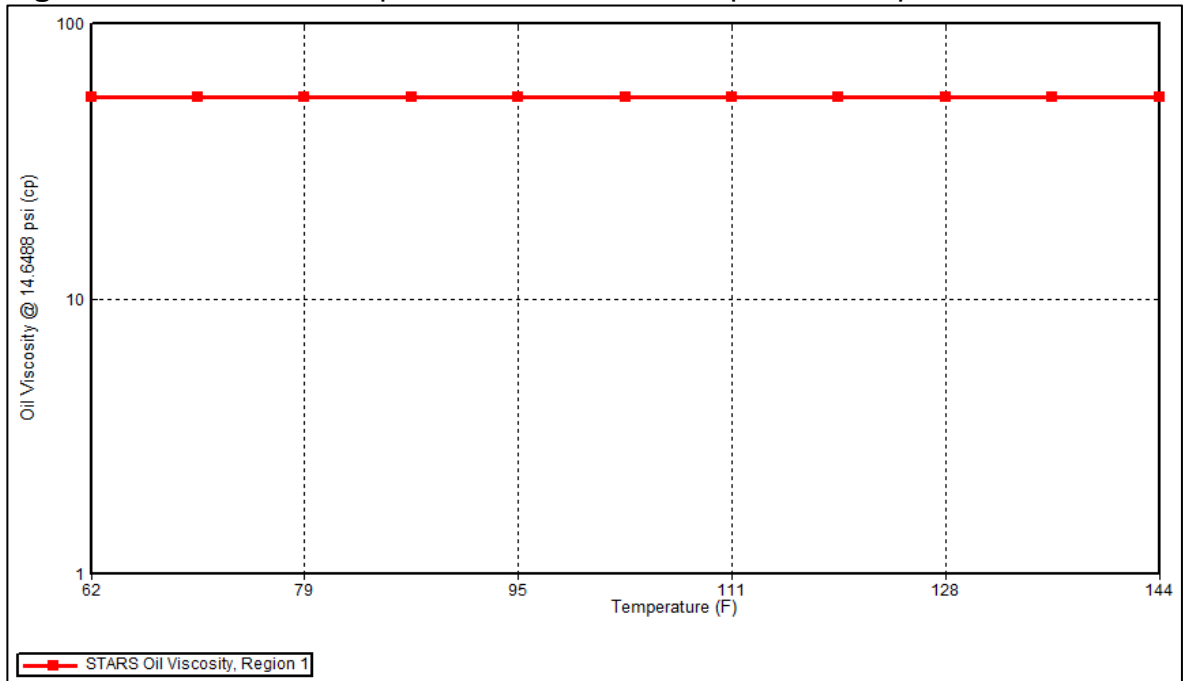
⁸⁴ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva, Colombia. 2000. p. 162.

Figura 22. Viscosidad del petróleo en el núcleo respecto a presión



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

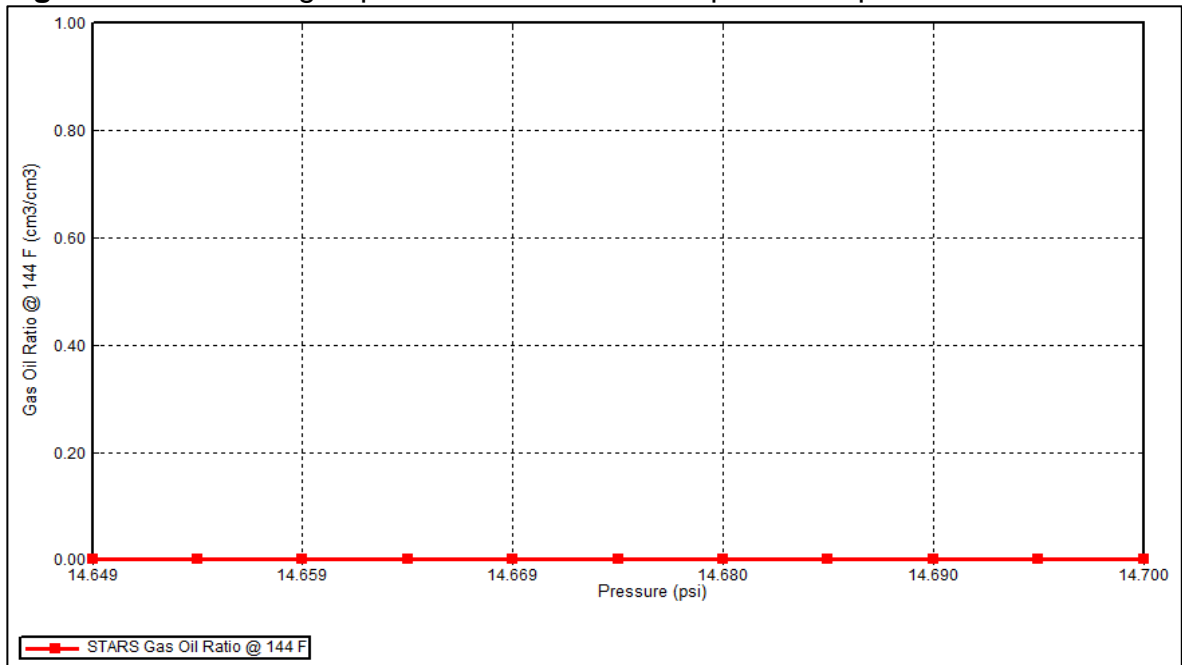
Figura 23. Viscosidad del petróleo en el núcleo respecto a temperatura



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

- **Relación Gas-Petróleo:** Se define como la cantidad de volumen de gas disuelto en un determinado volumen de petróleo. Generalmente se da en unidades de Pies Cúbicos normales por cada barril de petróleo. En la **Figura 24** se puede observar que la relación gas-petróleo tiene un valor de cero debido a que en la prueba de inyección en el núcleo de laboratorio se trabajó con petróleo muerto y a condiciones de superficie.

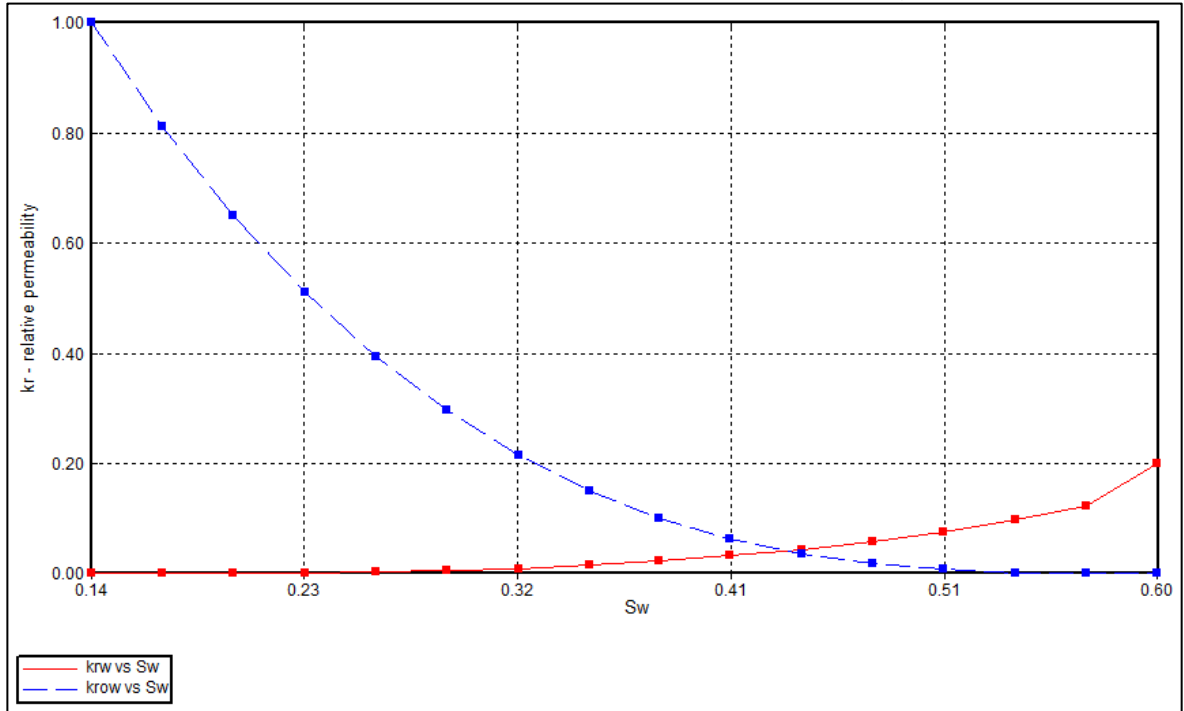
Figura 24. Relación gas-petróleo en el núcleo respecto a la presión



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

- **Curvas de permeabilidad relativa:** Estas curvas muestran la medida de cómo un fluido se desplaza en el medio poroso. En la **Figura 25** se pueden observar las curvas de permeabilidad relativa para el petróleo y el agua. Dichas curvas están formadas de tal forma que la saturación de agua inicial (S_{wi}) es de 0.136 y la saturación de petróleo residual (S_{or}) es de 0.6.

Figura 25. Curvas de permeabilidad relativa del petróleo y el agua en el núcleo

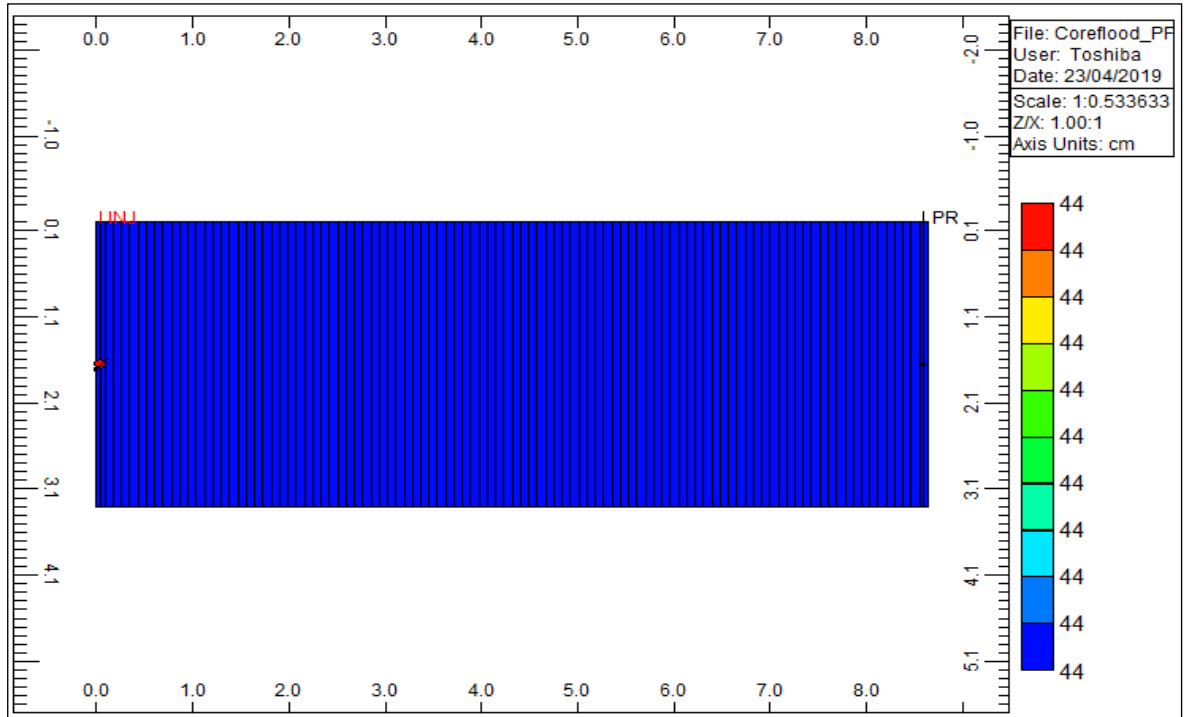


Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

3.3.4. Diseño del inyector y productor del modelo del núcleo. En esta simulación se tomaron como pozos: un pozo inyector y un pozo productor, los cuales reflejan el procedimiento de la inyección en el núcleo.

3.3.4.1. Pozo Inyector. El núcleo de laboratorio a analizar cuenta con un pozo inyector, el cual está ubicado en la celda 1,1 coordenadas x,y respectivamente, el modelo cuenta con una capa, por lo que la perforación se encuentra en la mitad de esta, como se muestra en la **Figura 26**. El pozo inyector se representa en el modelo de simulación con el nombre "INJ".

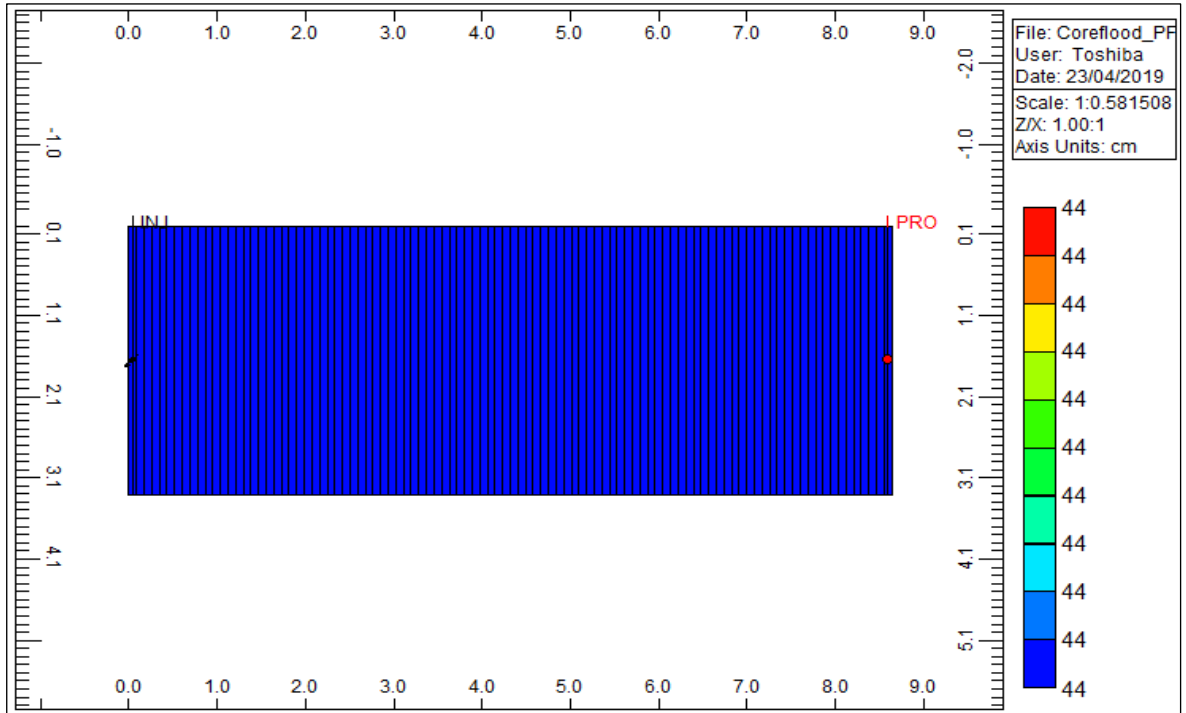
Figura 26. Ubicación del pozo INJ en el núcleo



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

3.3.4.2. Pozo Productor. El pozo productor que representa la salida de los fluidos en el núcleo de laboratorio a analizar, está ubicado en la celda 100,1 coordenadas x,y respectivamente; al igual que el pozo inyector, el pozo productor se encuentra en la mitad de la capa como se muestra en la **Figura 27**. El pozo productor está representado en el modelo de simulación con el nombre “PRO”.

Figura 27. Ubicación del pozo PRO en el núcleo



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

4. SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS EN EL NÚCLEO DE LABORATORIO

En este capítulo se hace una descripción del procedimiento a seguir para llevar a cabo el proceso de Simulación de la Inyección de polímeros, mediante el uso del módulo STARS del software de simulación CMG.

El objetivo principal de este proyecto es analizar mediante simulación numérica el proceso de inyección de polímero en yacimientos petrolíferos previamente sometidos a inyección de agua. Por otra parte, la simulación consiste en inferir el comportamiento de un yacimiento a través de la construcción de un modelo físico, conceptual o numérico, con el fin de realizar predicciones a futuro del yacimiento, bajo diferentes parámetros o variables de esquemas de producción.⁸⁵

En primer lugar, se realiza el ajuste histórico del núcleo, con el fin de obtener una predicción cercana a la realidad. Luego, se hace uso de la información proveniente de la simulación en laboratorio, consistente en variar las condiciones de inyección en el núcleo de roca, para conocer así el comportamiento del polímero, y obtener datos para el análisis del fenómeno causado por este. Por último, se reproducen estas condiciones en el simulador y con estos resultados se evalúa el desempeño del polímero a condiciones de yacimiento, y por ende del efecto positivo o negativo en el factor de recobro.

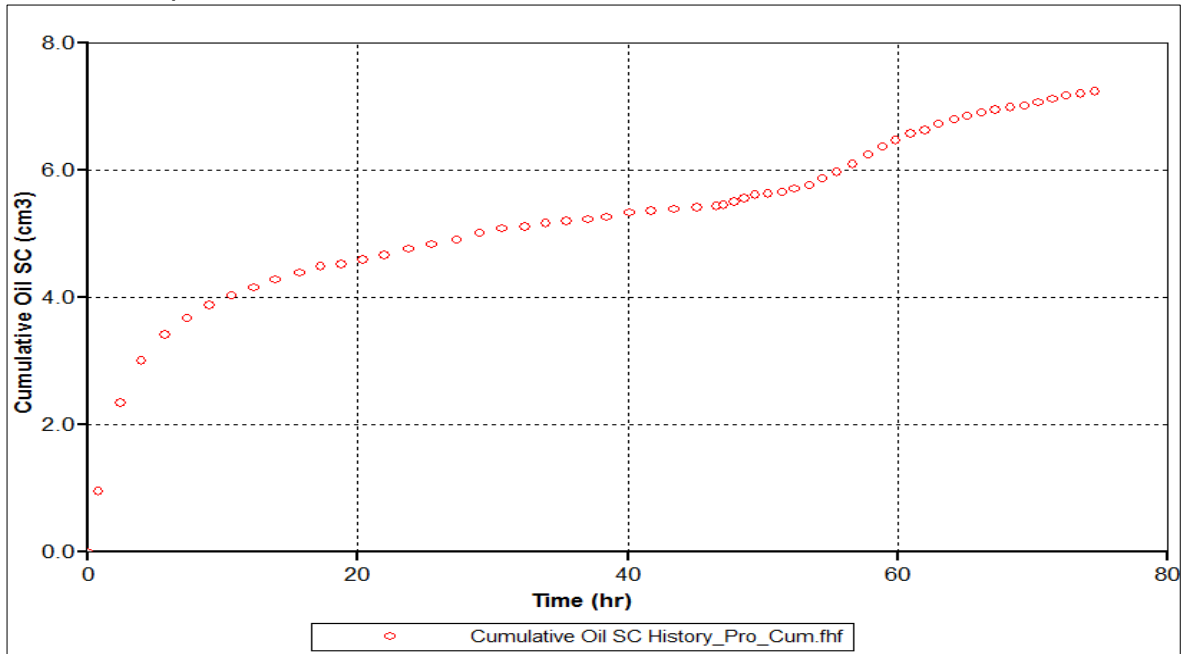
En este capítulo, se pretende presentar en detalle el proceso de simulación de la inyección de polímero en el núcleo, partiendo del ajuste histórico, seguido de la simulación o representación de las pruebas de laboratorio (caso base) y los diferentes escenarios propuestos para la predicción, y finalizando con la presentación y el análisis de los resultados obtenidos en la simulación.

4.1 AJUSTE HISTÓRICO

En primer lugar se llevó a cabo un proceso de ajuste de las variables a tener en cuenta, el cual consiste en ajustar los valores de presión y producción de petróleo obtenidos en laboratorio, lo más cercanos posibles a las condiciones reales del Campo Palogrande - Cebú, para lograr un mayor grado de confianza en el análisis a realizar y los resultados a obtener. En las **Figuras 28 y 29** se presenta de forma gráfica el comportamiento de los valores de producción de petróleo y de presión obtenidos en laboratorio respectivamente.

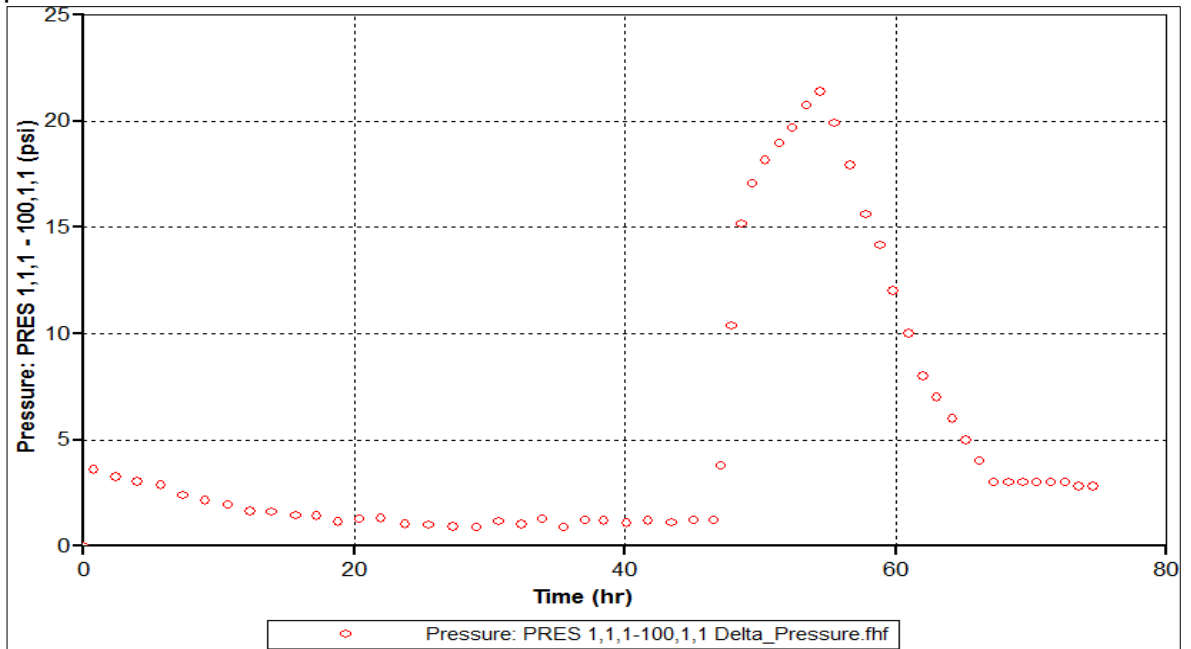
⁸⁵LEÓN-PABÓN. Variables que influyen en un proceso de inyección cíclica de diluyente en formación para el incremento de la productividad de pozos de crudo extrapesado. Revistas UIS. Vol 12. 2013

Figura 28. Comportamiento histórico de los valores de producción de petróleo durante las pruebas de laboratorio



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

Figura 29. Comportamiento histórico de los valores de presión durante las pruebas de laboratorio



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

4.1.1 Simulación de la Inyección de Agua. Para simular las condiciones actuales del yacimiento, se procedió a reproducir de la mejor manera las condiciones de inyección de agua que actualmente prevalecen en él, para lo cual se modificó la malla del modelo, la permeabilidad del núcleo y las curvas de permeabilidad relativa; Para el ajuste de permeabilidades se realizó el cálculo promedio utilizando el método de “permeabilidades absolutas ponderadas por peso”, siguiendo la **Ecuación 3** que se muestra a continuación:

Ecuación 3. Permeabilidades absolutas ponderadas por peso.

$$\bar{k} = \frac{k_1 h_1 + k_2 h_2 + k_3 h_3}{h_t}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de la ingeniería de yacimientos. 1984. p. 252, 253

Donde,

k = Permeabilidad, (md)

h= Espesor, (cm)

Los diferentes casos que se evaluaron para el ajuste se muestran a continuación.

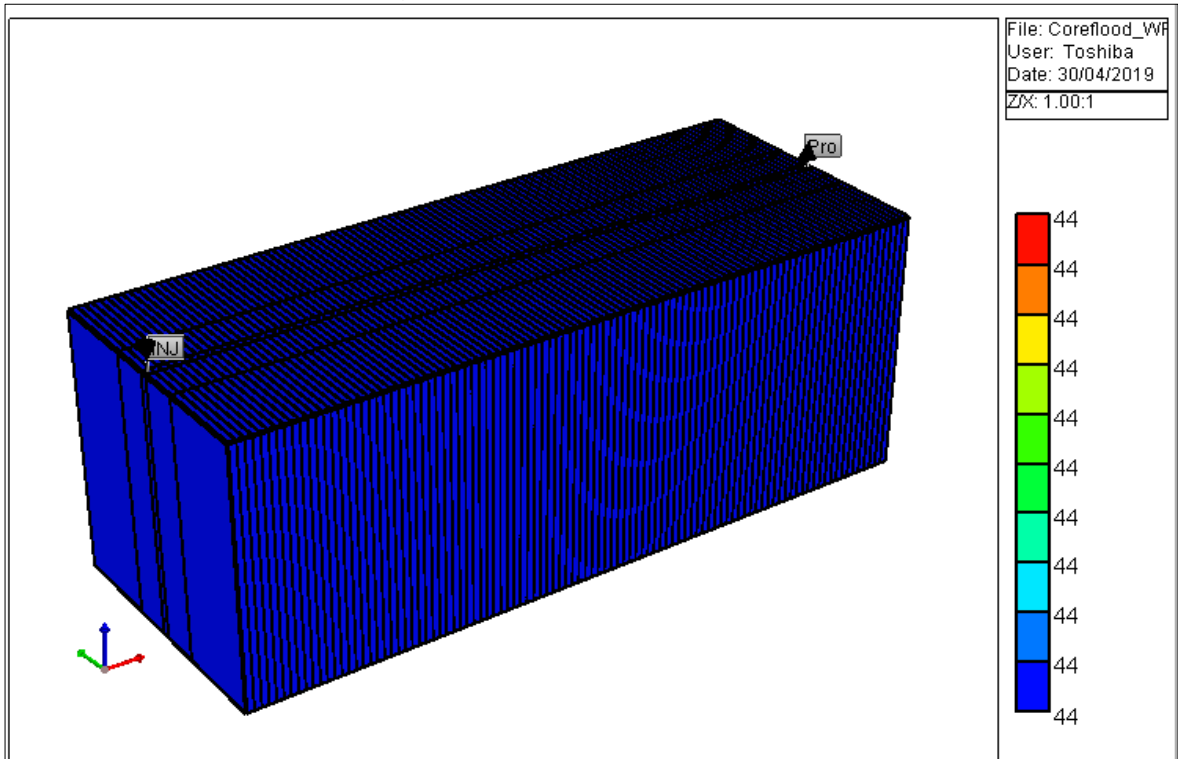
4.1.1.1 Caso # 1 Inyección de Agua. En este caso el parámetro ajustado es la malla, dividiéndola en 5 secciones diferentes como se muestra en la **Figura 30**, lo cual permite utilizar diferentes espesores (h) a través del modelo. La permeabilidad (k) y curvas de permeabilidad se mantienen constantes.

Cuadro 6. Valores de los parámetros para el Caso # 1

Caso 1						
Capa	Capa 1j	Capa 2j	Capa 3j	Capa 4j	Capa 5j	Total
Espesor de la capa, h(cm)	1.107244 5	0.5	0.1	0.5	1.107244 5	3.314489
Permeabilidad de la capa, k(md)	44	44	44	44	44	44
k*h	48.71875 8	22	4.4	22	48.71875 8	145.8375 2

Fuente: **elaboración propia.**

Figura 30. Representación gráfica del Modelo del núcleo para el Caso # 1



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

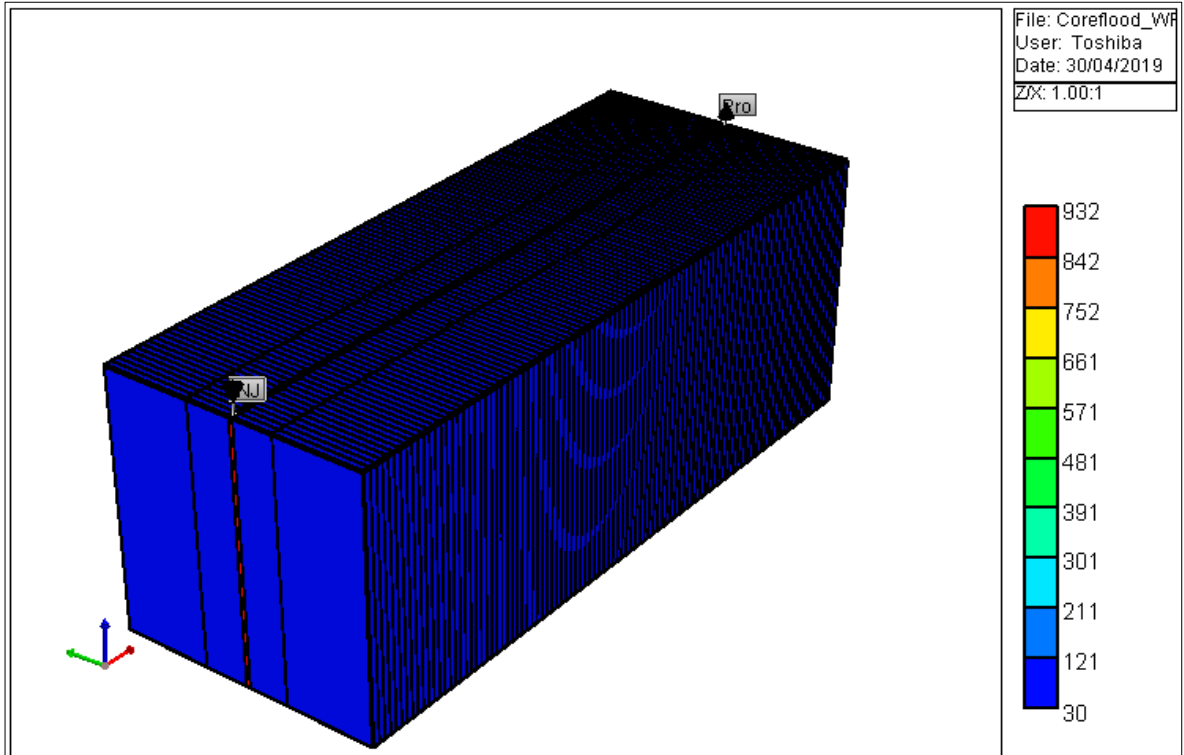
4.1.1.2 Caso # 2 Inyección de Agua. En este caso se mantuvo la modificación de la malla al igual del **Caso #1**, pero se variaron los valores del espesor para luego comparar los resultados. Por último, se modificaron los valores de permeabilidad para evaluar un escenario de yacimiento heterogéneo en la simulación. Como resultado de lo anterior, se observó que la producción acumulada de petróleo (**Figura 34**) y la presión en el núcleo (**Figura 35**) disminuyeron significativamente respecto al **Caso # 1**.

Cuadro 7. Valores de los parámetros para el caso #2

Caso 2						
Capa	Capa 1j	Capa 2j	Capa 3j	Capa 4j	Capa 5j	Total
Espesor de la capa, h(cm)	1.1072445	0.55	0.05	0.5	1.1072445	3.314489
Permeabilidad de la capa, k(md)	30.4	30.4	931.94101	30.4	30.4	1053.541
k*h	33.660233	16.72	46.59705	15.2	33.660233	145.83752

Fuente: elaboración propia.

Figura 31. Representación gráfica del Modelo del núcleo para el Caso # 2



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

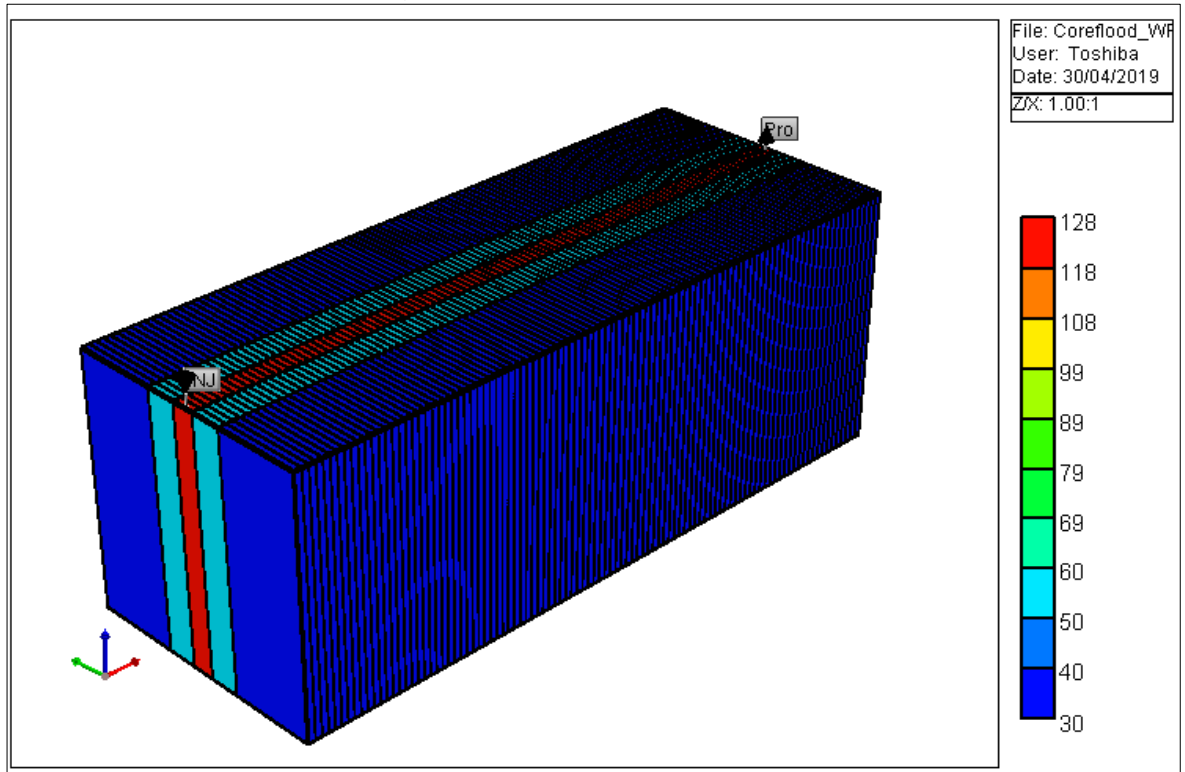
4.1.1.3 Caso # 3 Inyección de Agua. En este último caso, se variaron de nuevo los valores de espesor, se utilizó la condición de malla como en el **Caso #1** (se dividió en 5 partes), los valores de permeabilidad se modificaron basándose en los **Casos # 1 y 2**. Por último, se modificaron las curvas de permeabilidad relativa como se muestra en la **Figura 33**, ya que al realizar los cambios anteriores, se observó que la curva de producción de petróleo no ajustaba bien. Al modificar las curvas de permeabilidad se obtuvo un aumento en la movilidad del petróleo de tal forma que el ajuste de la curva de producción de petróleo fue más preciso (**Figura 34**).

Cuadro 8. Valores de los parámetros para el caso #3

Caso 3						
Capa	Capa 1j	Capa 2j	Capa 3j	Capa 4j	Capa 5j	Total
Espesor de la capa, h(cm)	1.1072445	0.4	0.3	0.4	1.1072445	3.314489
Permeabilidad de la capa, k(md)	30.4	50.2	127.85684	50.2	30.4	289.05684
k*h	33.660233	20.08	38.35705	20.08	33.660233	145.83752

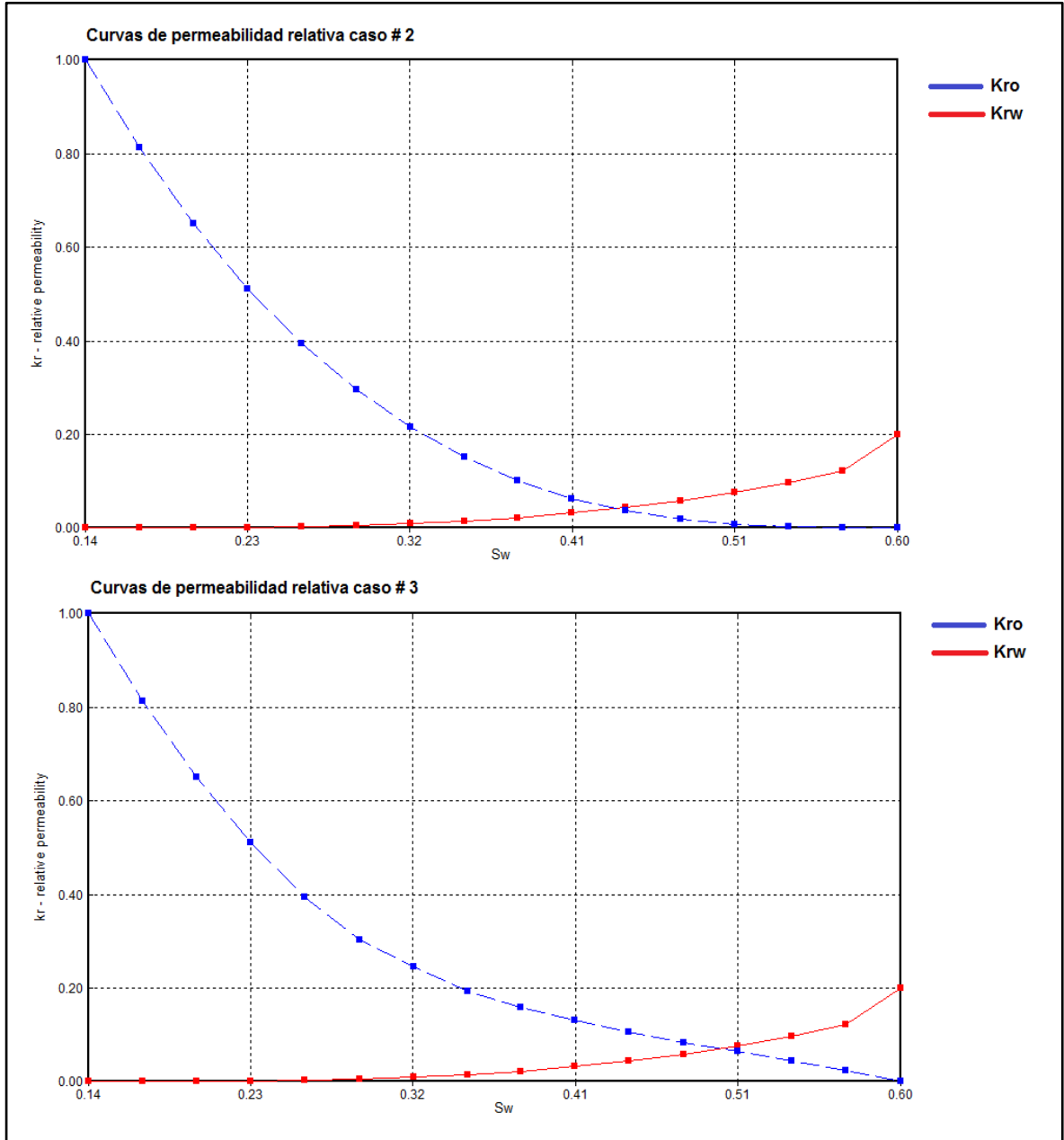
Fuente: elaboración propia.

Figura 32. Representación gráfica del Modelo del núcleo para el Caso # 3



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

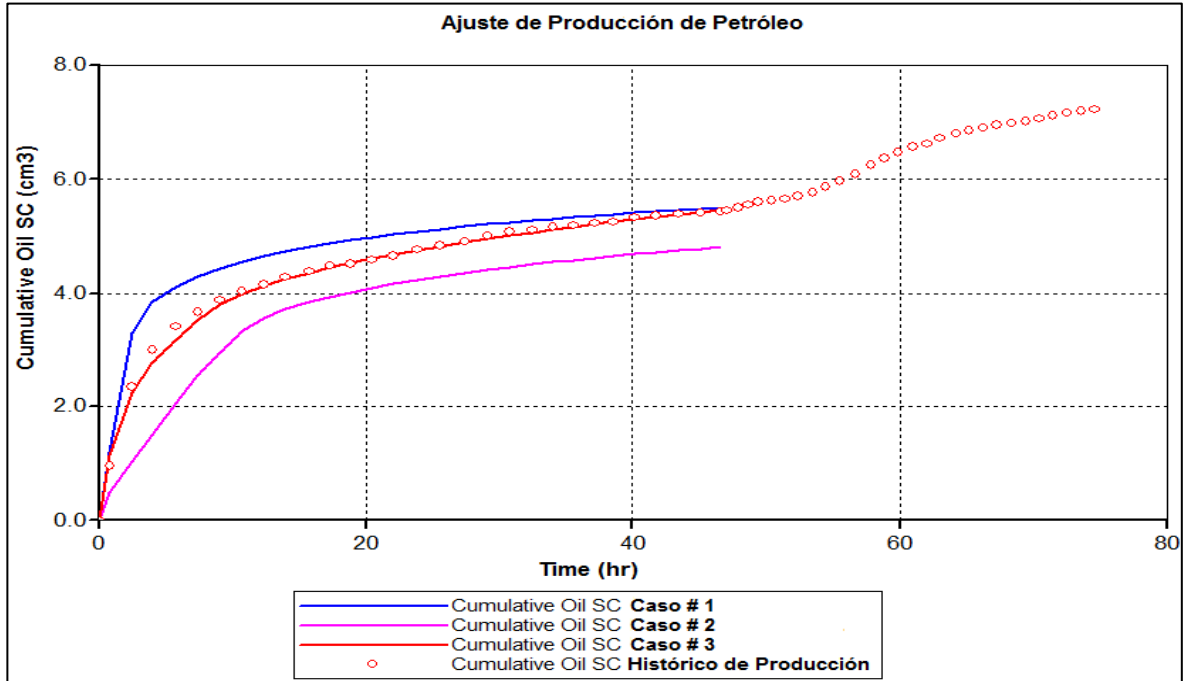
Figura 33. Ajuste curvas de permeabilidad relativa de la inyección de agua



Fuente: elaboración propia con base en: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

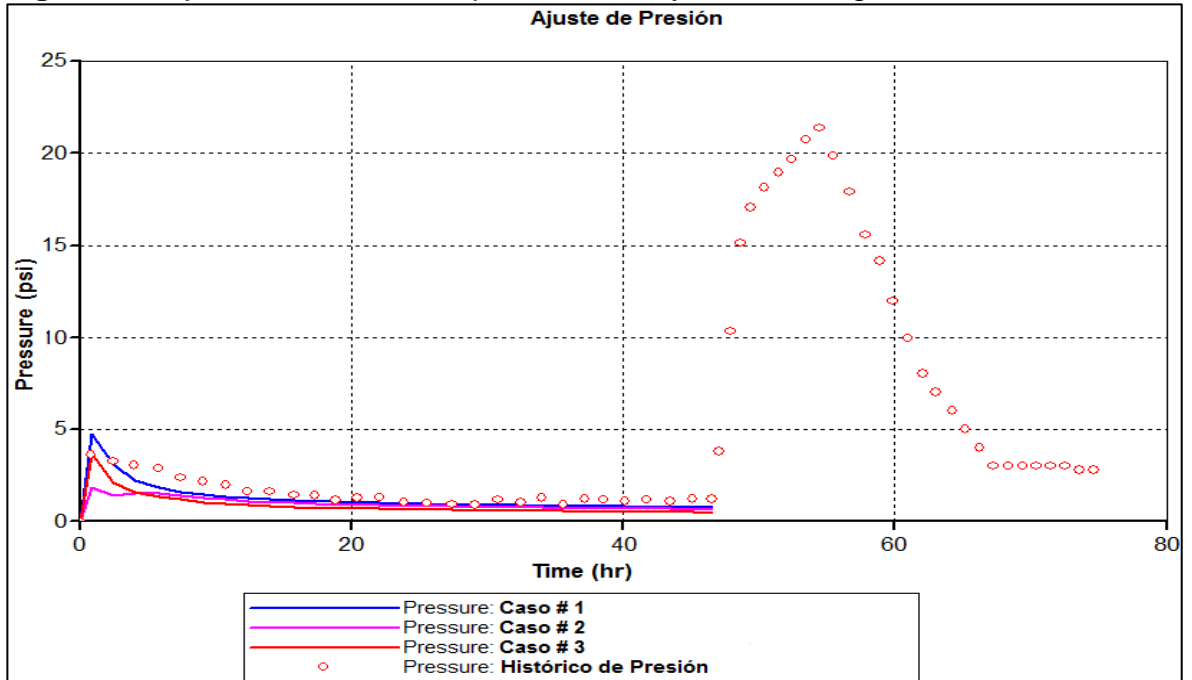
Los resultados de las simulaciones anteriores respecto al histórico de producción y de presión en el núcleo se encuentran a continuación en la **Figura 34** y **Figura 35**.

Figura 34. Ajuste de la curva de producción de petróleo con inyección de agua



Fuente: elaboración propia con base en: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

Figura 35. Ajuste de la curva de presión con inyección de agua



Fuente: elaboración propia con base en: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

Con base en los resultados anteriores, el **Caso # 3** fue el que mejor representó las condiciones del yacimiento con inyección de agua.

4.1.2 Simulación de la Inyección de Polímero. Una vez obtenido el ajuste anterior, se procedió a simular la inyección de un polímero sintético (Poliacrilamida), para lo cual se tomó como caso base el **Caso # 3** de la inyección de agua. Adicional a los parámetros de inyección de agua, se tuvieron en cuenta otros parámetros específicos del polímero como: viscosidad, adsorción, concentración y factor de resistencia residual. Para poder ingresar valores de ajuste, se contó con la información del cálculo exacto y coherente de la viscosidad y la adsorción del polímero, suministrado por la empresa soporte de este trabajo.

En el simulador CMG, se debe ingresar una información de entradas sobre la adsorción del polímero, la cual se describen brevemente a continuación.

ADMAXT: Capacidad de adsorción máxima.⁸⁶

ADRT: Nivel de adsorción residual. El rango permitido es de 0 a *admaxt*. Un valor igual a cero implica que la adsorción es completamente reversible, mientras que *adrt* = *admaxt* denota una adsorción completamente irreversible.

Los diferentes casos que se simularon para el ajuste histórico de la inyección de polímero se describirán a continuación.

4.1.2.1 Caso # 1 Inyección de Polímero. Este caso se evaluó con los valores mostrados en el **Cuadro 9** obteniendo un punto de referencia para el ajuste histórico. El resultado de este caso se muestra en la **Figura 36**, en el que se observa que la curva se encuentra por debajo del histórico de producción, por lo cual se realizaron los demás casos para obtener un ajuste más exacto.

Cuadro 9. Valores de los parámetros Caso # 1- Inyección de Polímero

Caso 1	
Viscosidad del Polímero (cP)	5
Adsorción (ADMAXT) (mg/gr-roca)	0.0545
Adsorción (ADRT) (mg/gr-roca)	0.0273
Concentración (ppm)	2000
Factor de Resistencia Residual	3

Fuente: elaboración propia.

4.1.2.2 Caso # 2 Inyección de Polímero. En este caso se evaluó una viscosidad más alta y con un valor de adsorción diferente, de tal manera que la curva de producción acumulada disminuye como se muestra en la **Figura 36**. En el ajuste de

⁸⁶ CMG.

presión no se obtuvo un resultado positivo, por lo cual se procedió a realizar otro caso de ajuste.

Cuadro 10. Valores de los parámetros Caso # 2 - Inyección de Polímero

Caso 2	
Viscosidad del Polímero (cP)	10
Adsorción (ADMAXT) (mg/gr-roca)	0.109
Adsorción (ADRT) (mg/gr-roca)	0.0545
Concentración (ppm)	2000
Factor de Resistencia Residual	3

Fuente: elaboración propia.

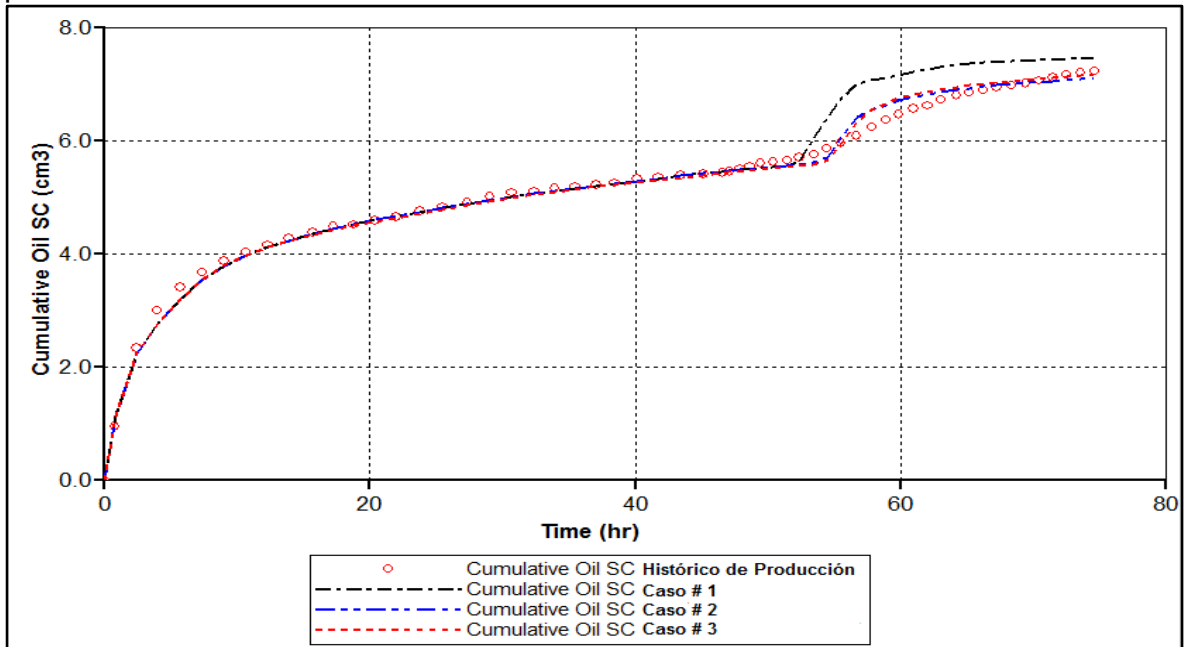
4.1.2.3 Caso # 3 Inyección de Polímero. En este tercer caso se orientó a obtener un valor de presión cercano a los resultados de laboratorio y se observó (**Figura 37**) que se debía aumentar el Factor de resistencia residual (RRFT) a un valor de 12. Sin embargo, se disminuyó la viscosidad a un valor de 6 cP para mantener un valor promedio, de acuerdo con los ajustes de los casos anteriormente realizados. Los demás parámetros se mantuvieron constantes, iguales al Caso # 2 (**Cuadro 11**).

Cuadro 11. Valores de los parámetros Caso # 3 - Inyección de Polímero

Caso 3	
Viscosidad del Polímero (cP)	6
Adsorción (ADMAXT) (mg/gr-roca)	0.109
Adsorción (ADRT) (mg/gr-roca)	0.0545
Concentración (ppm)	2000
Factor de Resistencia Residual	12

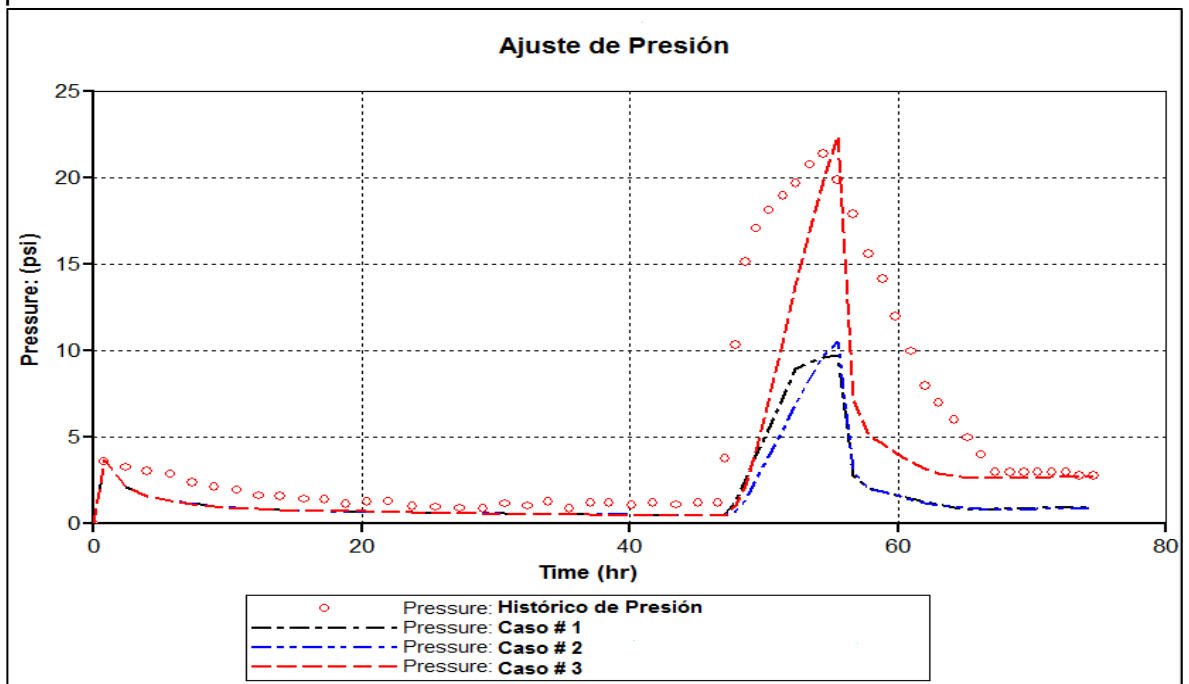
Fuente: elaboración propia.

Figura 36. Ajuste de la curva de producción de petróleo para la inyección de polímero



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

Figura 37. Ajuste de la curva de presión en el núcleo para la inyección de polímero



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

De acuerdo a lo observado en las **Figuras 36 y 37**, se concluye que el caso que más ajusta es el **Caso # 3** debido a que en el ajuste de presión fue el único que ajustó correctamente y por esto, es el más adecuado para el modelo de la simulación.

4.2 SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMERO EN EL NÚCLEO DE LABORATORIO

En esta sección se describirán los diferentes escenarios propuestos para la simulación de la inyección de polímero en el núcleo de laboratorio.

4.2.1 Escenarios del proceso de simulación. Para realizar la simulación y evaluar el volumen poroso adecuado para inyectar, se simula la inyección de polímero a diferentes tiempos y luego se comparan los volúmenes porosos obtenidos con respecto a la producción de petróleo y el factor de recobro en el núcleo.

4.2.1.1 Escenario Base. Este escenario se evaluó simulando la inyección continua de agua para observar el incremento en el factor de recobro y contar con este escenario, como caso base, para comparación.

Luego de definir el escenario base, y para efectos de comparación se definieron las condiciones de 4 escenarios de simulación, en los cuales el proceso de inyección a realizar debía tener un periodo máximo de duración de 74 horas, con una tasa de inyección de polímero de $1.45 \text{ cm}^3/\text{hr}$ a diferentes tiempos y obtener así para cada escenario, el volumen poroso de polímero.

4.2.1.2 Escenario # 1. Para este escenario se simuló la inyección de un 33% de volumen poroso de polímero con una concentración de 2000 ppm, durante un periodo de 4 horas (entre las horas 46 – 50), finalizando con una inyección continua de agua hasta la hora 74.

4.2.1.3 Escenario # 2. Para este escenario se simuló la inyección de un 69% de volumen poroso de polímero con una concentración de 2000 ppm, durante un periodo de 8 horas (entre las horas 46 – 54), finalizando con una inyección continua de agua hasta la hora 74.

4.2.1.4 Escenario # 3. Para este escenario se simuló la inyección de un 108% de volumen poroso de polímero con una concentración de 2000 ppm, durante un periodo de 12 horas (entre las horas 46 – 58), finalizando con una inyección continua de agua hasta la hora 74.

4.2.1.5 Escenario # 4. Para este escenario se simuló la inyección de un 247% de volumen poroso de polímero con una concentración de 2000 ppm, durante un periodo de 28 horas (entre las horas 46 – 74), hasta el final de la simulación.

La **Tabla 1** muestra la variación de los parámetros para los diferentes escenarios descritos anteriormente, con su respectivo valor de porcentaje y volumen inyectado de polímero en el núcleo.

Tabla 1. Porcentaje y volumen inyectado de polímero

Escenarios	Tiempo (horas)	Volumen poroso de polímero inyectado (%)	Volumen de polímero inyectado (cm ³)
1	4	33	24.7757612
2	8	69	55.053422
3	12	108	93.0452769
4	28	247	268.591614

Fuente: 3laboración propia.

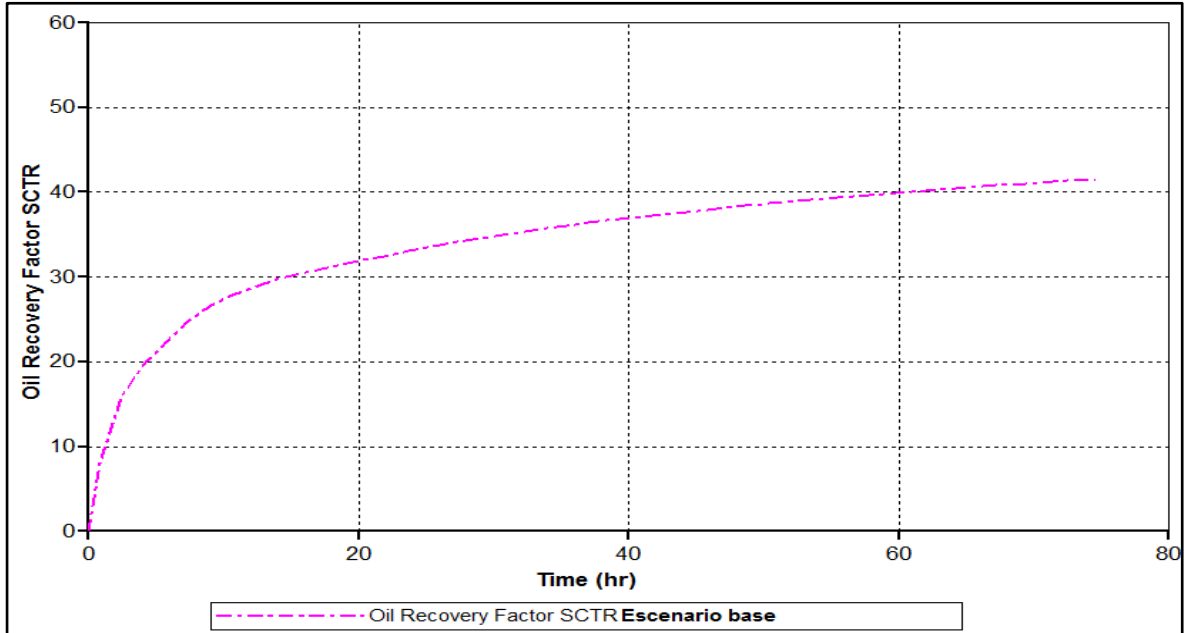
4.3 RESULTADOS

Luego de realizar la simulación de inyección de polímero para diferentes escenarios, a continuación, se muestran los resultados obtenidos.

4.3.1 Presentación de resultados. A continuación, en las **Figuras 38 – 42** se muestra el Factor de Recobro vs Tiempo para presentar los resultados de cada uno de los escenarios.

4.3.1.1 Escenario Base. La **Figura 38**, muestra la simulación del caso Base, con una inyección de agua continua durante las 74 horas, obteniendo un factor de recobro del 41.5%.

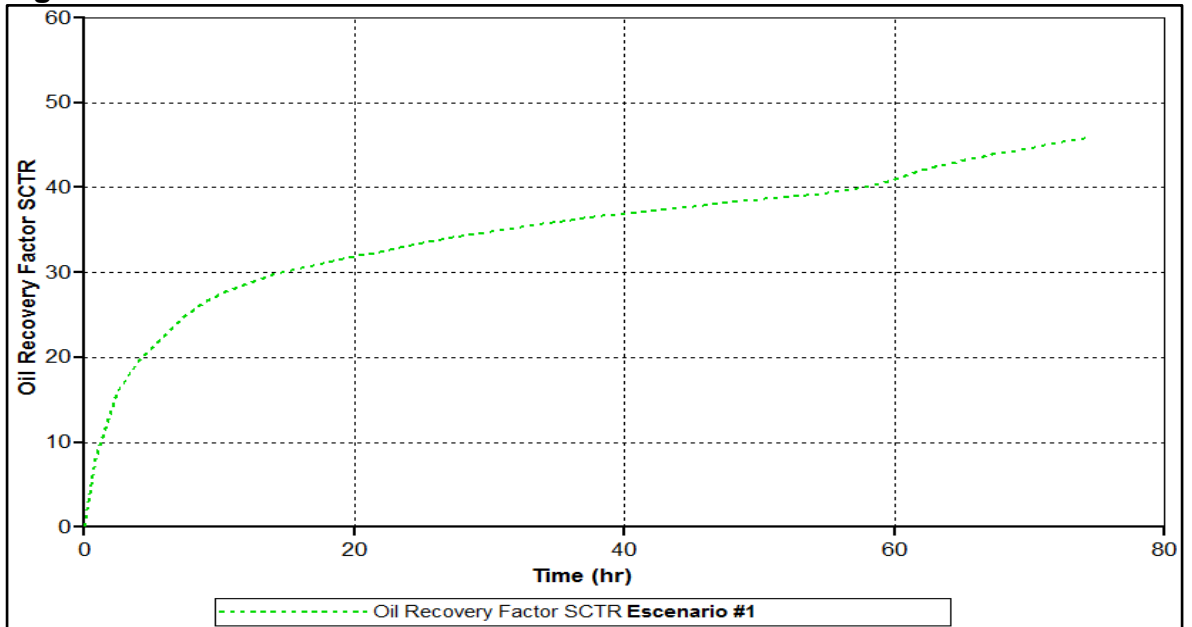
Figura 38. Factor de recobro escenario base



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

4.3.1.2 Escenario #1. La **Figura 39**, muestra que el factor de recobro que se obtuvo en la simulación en la que se inyectó 33% de volumen poroso de polímero fue de 45.9%.

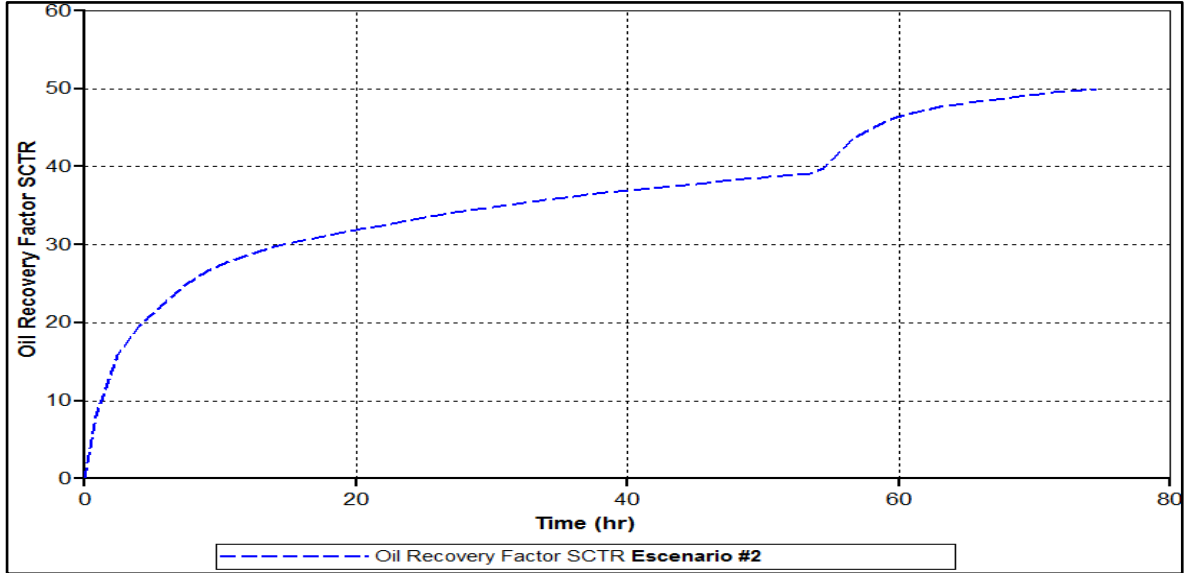
Figura 39. Factor de recobro escenario #1



Fuente: elaboración propia con base en: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

4.3.1.3 Escenario #2. La **Figura 40**, muestra que el factor de recobro que se obtuvo en la simulación en la que se inyectó 69% de volumen poroso de polímero fue de 50%.

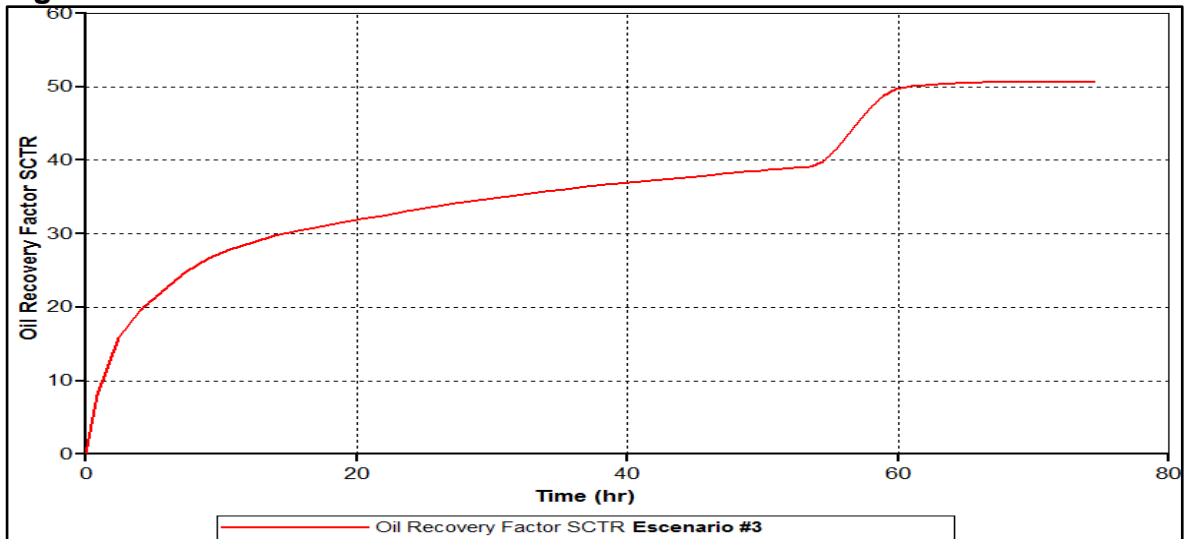
Figura 40. Factor de recobro escenario #2



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

4.3.1.4 Escenario #3. La **Figura 41**, muestra que el factor de recobro que se obtuvo en la simulación en la que se inyectó 108% de volumen poroso de polímero fue de 50.6%.

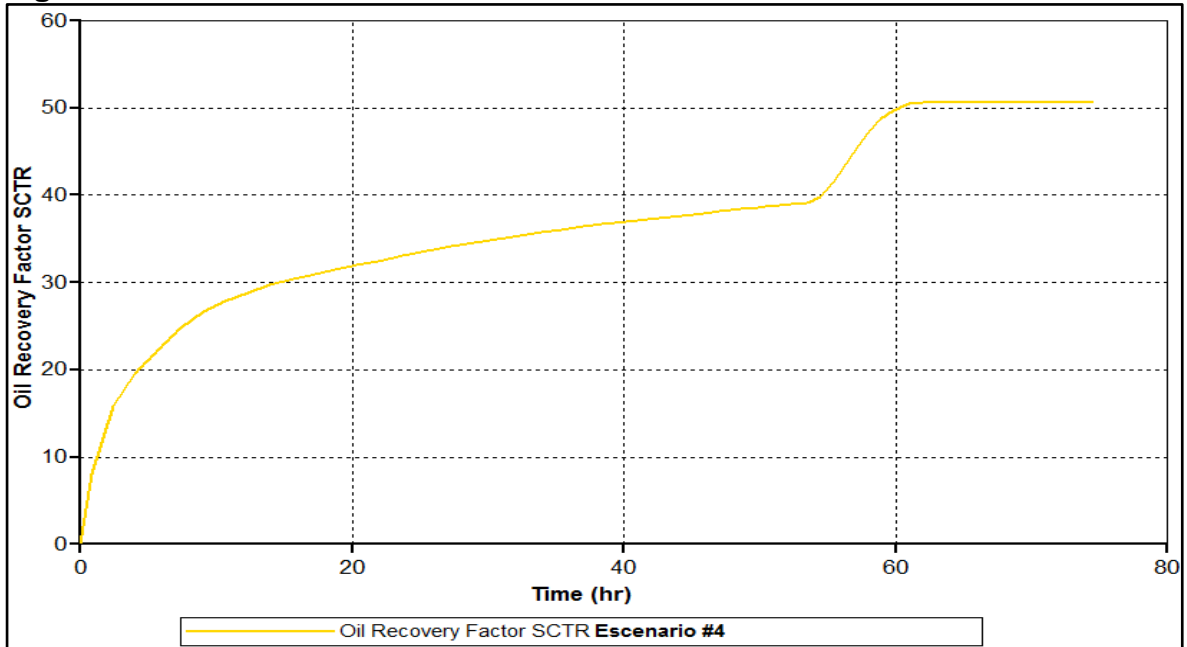
Figura 41. Factor de recobro escenario # 3



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

4.3.1.5 Escenario #4. La **Figura 42**, muestra que el factor de recobro que se obtuvo en la simulación en la que se inyectó 247% de volumen poroso de polímero fue de 50.6%.

Figura 42. Factor de recobro escenario #4



Fuente: elaboración propia con base en: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Para el análisis de resultados se utilizó la presentación de los mismos en la **Figura 43**, donde se observa que, para el **Escenario Base**, se tiene el más bajo Factor de Recobro. Mientras que para los **Escenarios 3 y 4** se presenta el mejor Factor de Recobro, presentando ambos casos el mismo valor (50.6%).

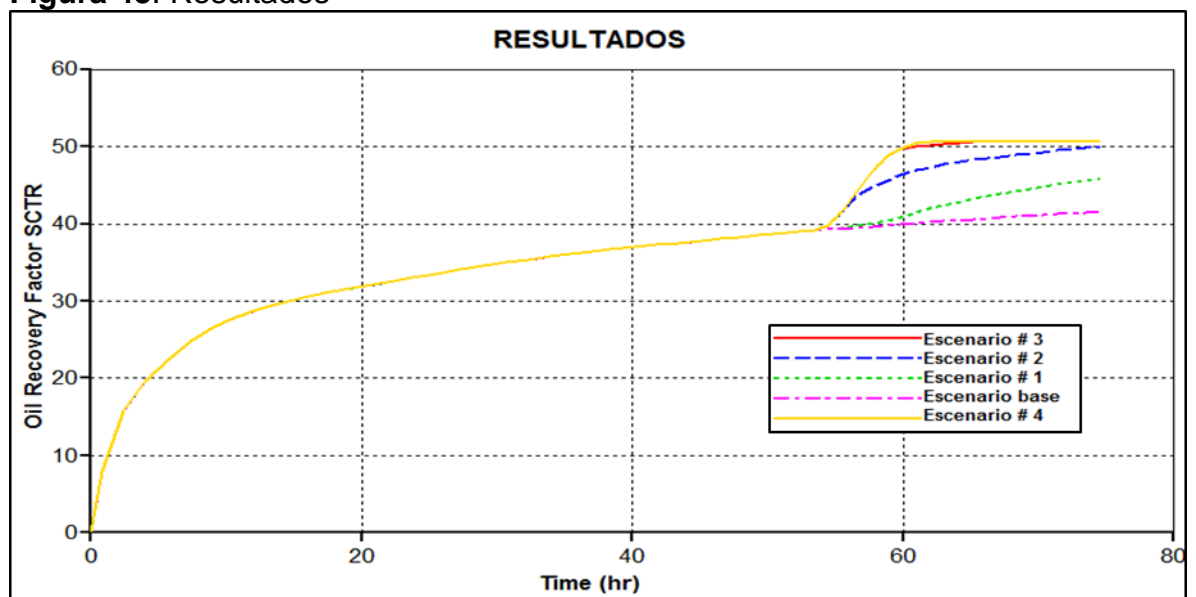
Con base en lo anterior, se puede deducir que para los **Escenarios 3 y 4**, el volumen poroso no afecta el incremento del Factor de Recobro. En los **Escenarios # 1 y # 2**, el factor de recobro fue menor al obtenido en los **Escenarios # 3 y # 4**.

También se puede deducir que sin importar el tiempo en el que inicie la inyección de polímero o el volumen poroso que se inyecte, el Factor de Recobro tiende a alcanzar el mismo límite (50.6%) en todos los escenarios. Sin embargo, en algunos escenarios donde se inyectó mayor volumen poroso como en los **Escenarios # 3 y # 4**, este límite de Factor de Recobro se alcanzó en menor tiempo que en los **Escenarios # 1 y # 2** (**Figura 43**).

De los **Escenarios # 3 y # 4** se puede deducir que a pesar de que en el **Escenario # 4** se inyectó un volumen poroso más alto (247%) que en el **Escenario # 3** (108%), el comportamiento de la curva es igual, por lo tanto, el tiempo en el que alcanza el mayor factor de recobro es el mismo.

Luego de analizar los escenarios anteriores, se puede concluir que el **Escenario # 3** (108% de volumen poroso), se presenta como el mejor, en razón a que como se muestra en la **Figura 43**, fue el que obtuvo los mejores resultados debido a que se obtuvo un factor de recobro del 50.6% en 6 horas de inyección y se necesitó un menor volumen poroso (108%), en comparación con el **Escenario # 4** (247%).

Figura 43. Resultados



Fuente: elaboración propia con base en: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

5. SIMULACIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL

Una vez finalizada la simulación de la inyección de polímero en el núcleo de laboratorio, se procede a escalar la simulación a nivel del yacimiento en el Campo, para lo cual se utilizó un modelo conceptual. De igual manera que para el núcleo de laboratorio, se simula la inyección del polímero mediante diferentes casos y escenarios, dentro de los cuales se varían los valores de viscosidad, adsorción, concentración y factor de resistencia residual.

5.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL

A continuación, se describen los parámetros del modelo conceptual, dentro de las cuales se tiene: definición del modelo, modelo PVT y por último, el diseño del pozo inyector y los pozos productores.

5.1.1 Definición del modelo. El modelo que se definió, está compuesto por una malla de simulación del tipo “*corner point*”, en el cual los vértices de las celdas pueden ser variados permitiendo que las mismas sean deformadas para modelar estructuras complejas. En el **Cuadro 12** se describe la malla de simulación del modelo conceptual, para el cual el número de celdas se encuentra dado en términos vectoriales i, j, k los cuales corresponden a las direcciones x, y, z respectivamente.

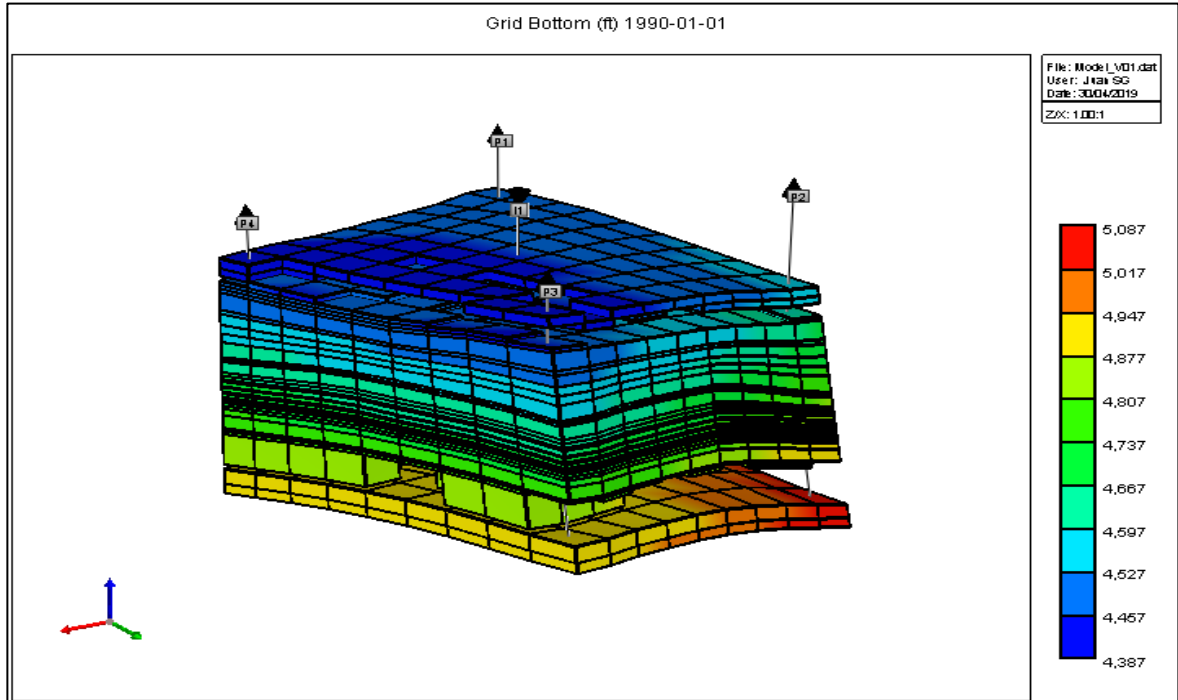
Cuadro 12. Propiedades de la malla de simulación del modelo conceptual

Propiedad	Valor
Número total de celdas	3482
Número de celdas	$9i \times 9j \times 43k$
Número de celdas activas	2831
Número de celdas nulas	652
Tipo de porosidad	Simple
Tipo de malla	Corner Point
Porosidad promedio (%)	16.24515
Permeabilidad promedio (md)	49.45385
Compresibilidad de la roca (psi^{-1})	$4.08e-6$

Fuente: elaboración propia con base en: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

Cabe resaltar que la malla del modelo se encuentra dividida en sectores, donde las propiedades de permeabilidad y porosidad promedio de cada uno de los sectores serán descritas en la **Tabla 2**. Para este modelo, los valores de permeabilidad son iguales para las direcciones de los vectores i, j, k . En la **Figura 44** se muestra la malla del modelo a trabajar.

Figura 44. Malla de simulación del modelo conceptual.



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

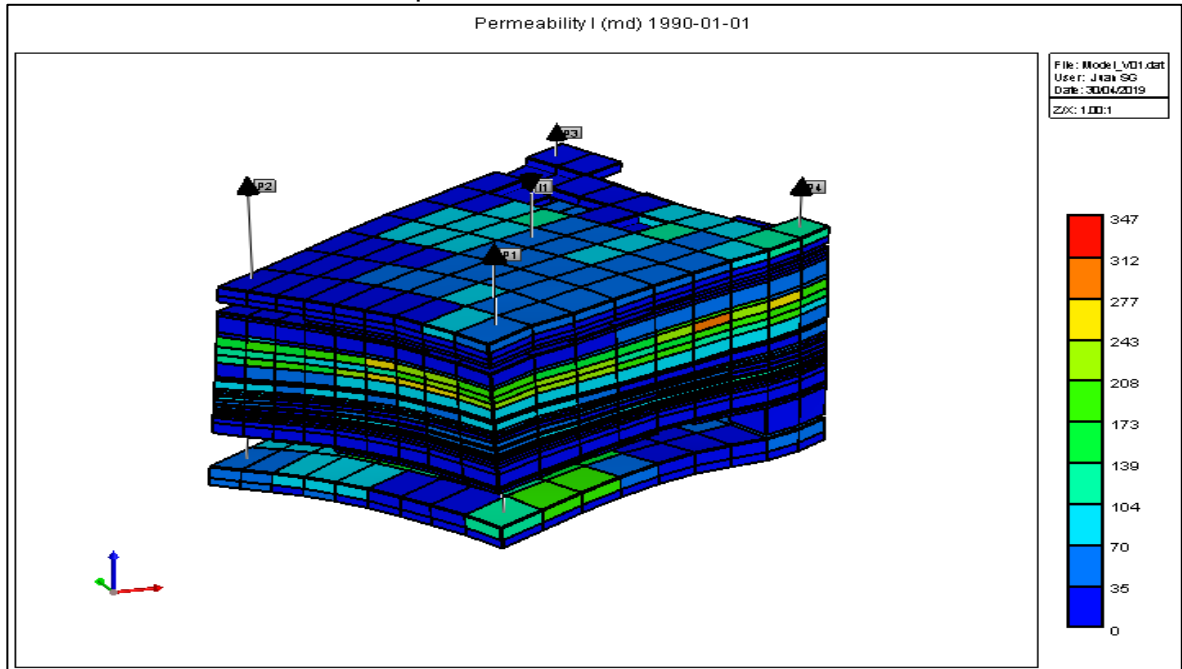
Tabla 2. Propiedades por sector de la malla de simulación del modelo conceptual

Sector	Porosidad Promedio (%)	Permeabilidad Promedio (md)	Número de celdas activas	Número de celdas nulas	Profundidad promedio del tope (pies)	Profundidad promedio de la base (pies)
K4A Matrix	12.64229	16.56898	305	181	4480.849	4493.491
K4B1 Matrix	17.44042	121.86360	486	0	4567.564	4587.953
K4B2 Matrix	14.03230	38.10769	706	23	4674.859	4682.744
K4B3 Matrix	17.54058	51.47860	699	30	4728.254	4732.391
K4B3Sh Matrix	17.20900	10.19061	461	106	4772.45	4784.25
K4C Matrix	15.14649	4.61750	12	312	4785.556	4856.913
K4CPor Matrix	20.83515	49.89986	162	0	4919.518	4946.682

Fuente: elaboración propia con base en: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

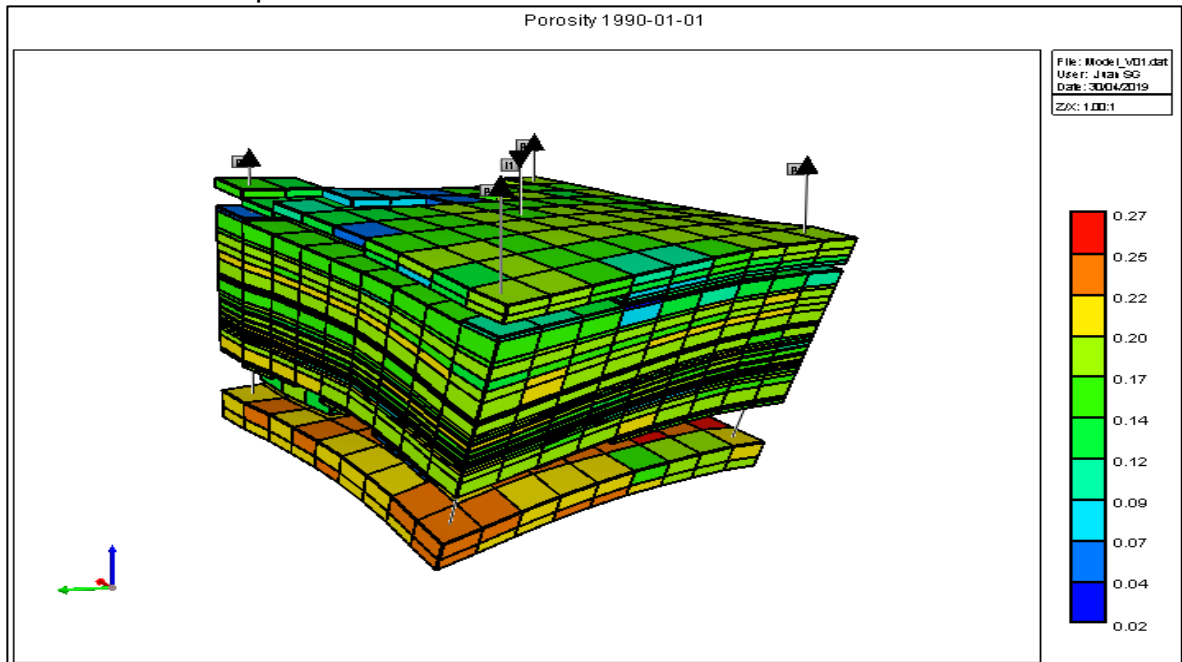
Por otro lado, en la **Figura 45** y la **Figura 46** se muestran la malla de simulación con las propiedades de permeabilidad y porosidad previamente definidas por sectores, respectivamente.

Figura 45. Visualización de la variación de la permeabilidad en la malla de simulación del modelo conceptual



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A..

Figura 46. Visualización de la variación de la porosidad en la malla de simulación del modelo conceptual



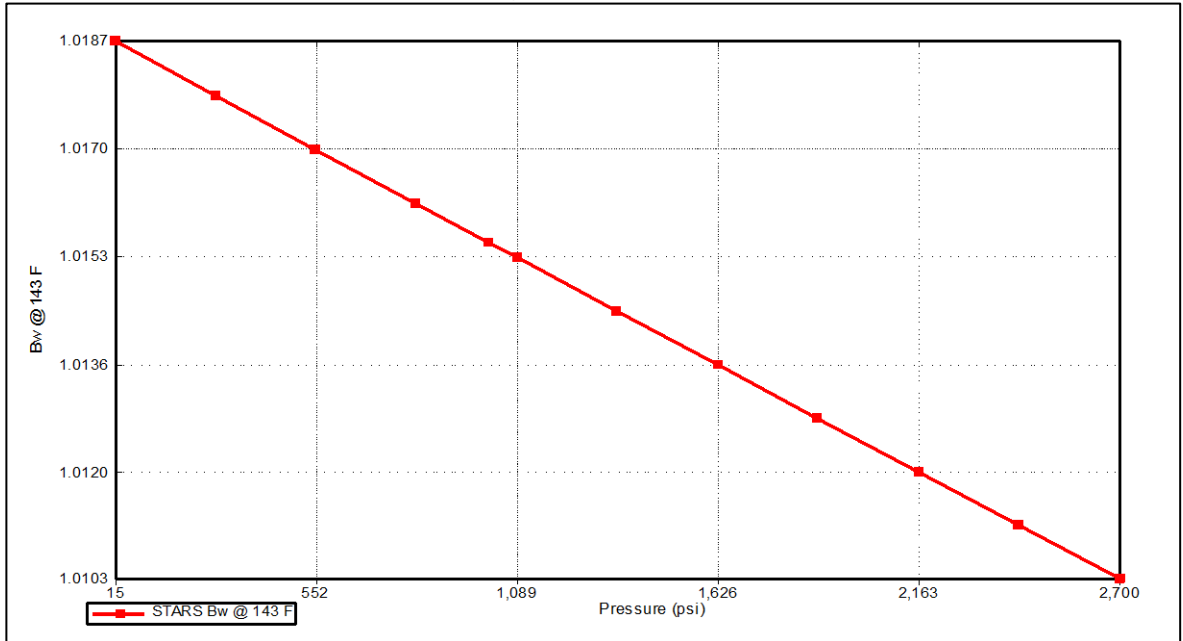
Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

5.1.2 Propiedades PVT del modelo conceptual. A continuación, se describen las propiedades PVT para cada una de las fases presentes (agua, aceite y gas) en el modelo y a su vez, se muestran los datos de permeabilidad relativa, presión capilar y viscosidad de las fases líquidas.

5.1.2.1 Fase agua. A continuación, se presenta de manera gráfica la variación de las propiedades de la fase agua utilizadas para la simulación.

- **Factor volumétrico del agua:**

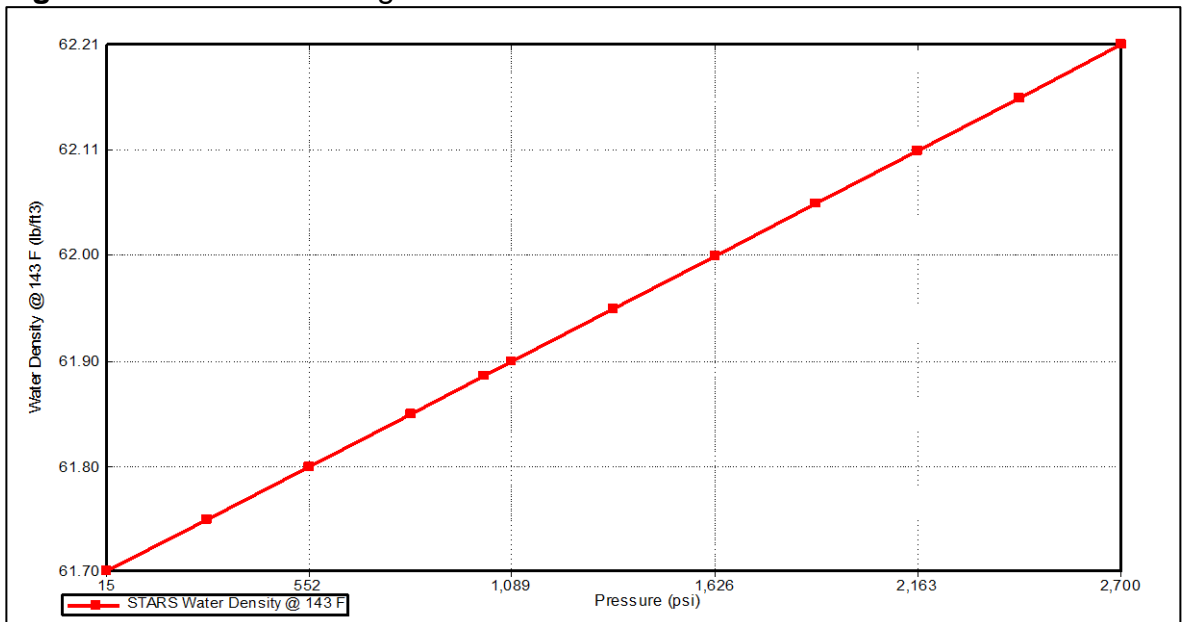
Figura 47. Factor volumétrico del agua



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

- **Densidad del agua:**

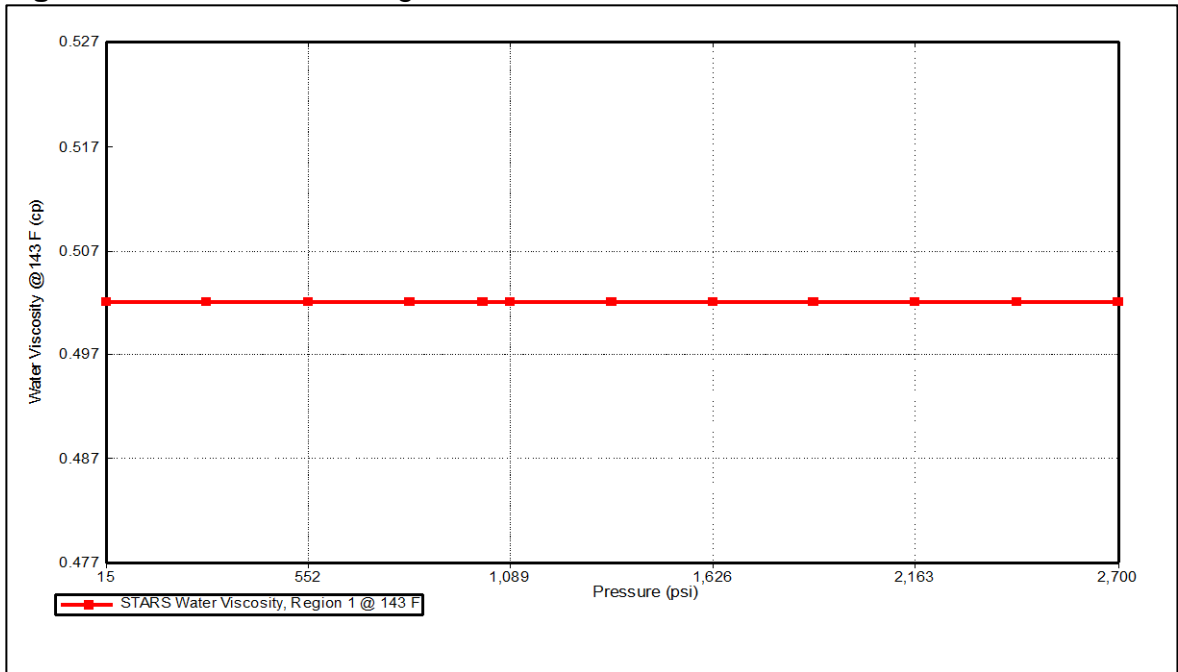
Figura 48. Densidad del agua



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

- **Viscosidad del agua:**

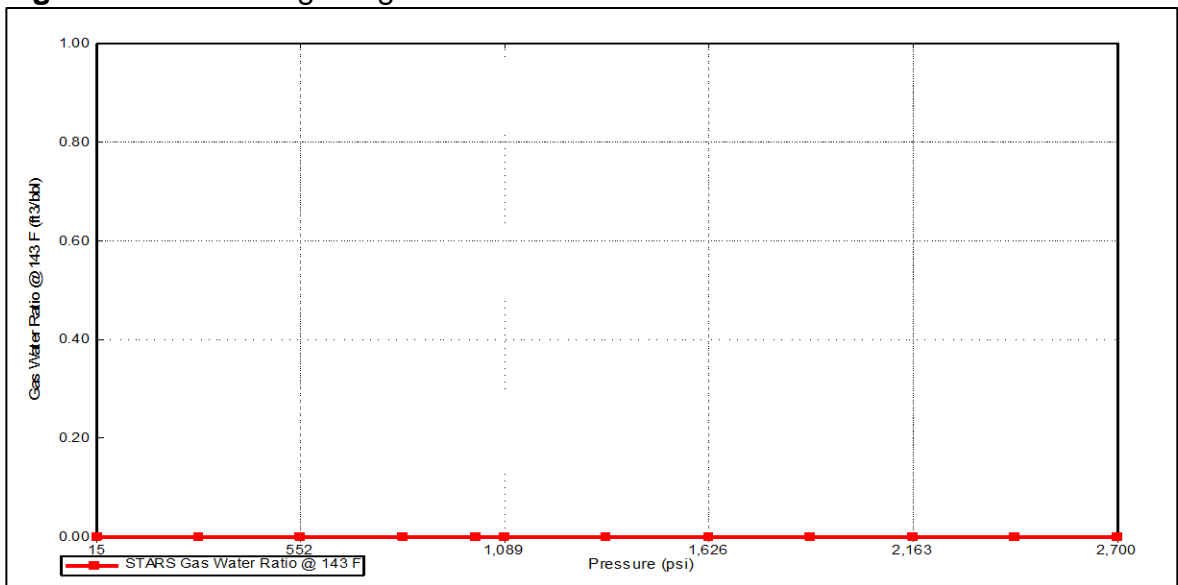
Figura 49. Viscosidad del agua



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

- **Relación gas agua:**

Figura 50. Relación gas-agua

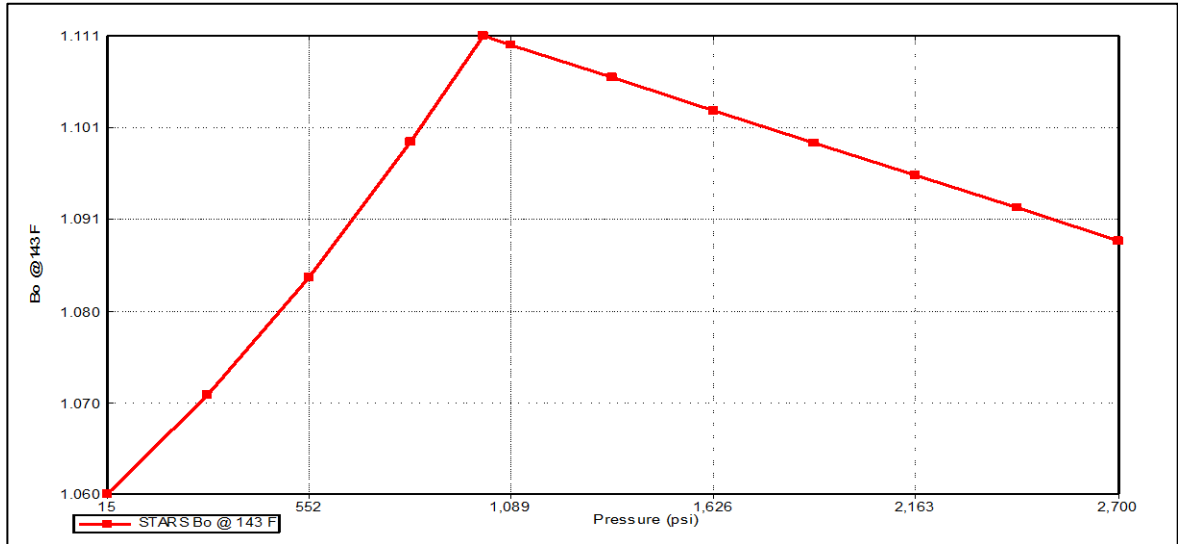


Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

5.1.2.2 Fase petróleo.

- **Factor volumétrico del petróleo:** en la **Figura 51** se puede observar el comportamiento del factor volumétrico del petróleo (B_o) respecto a la presión.

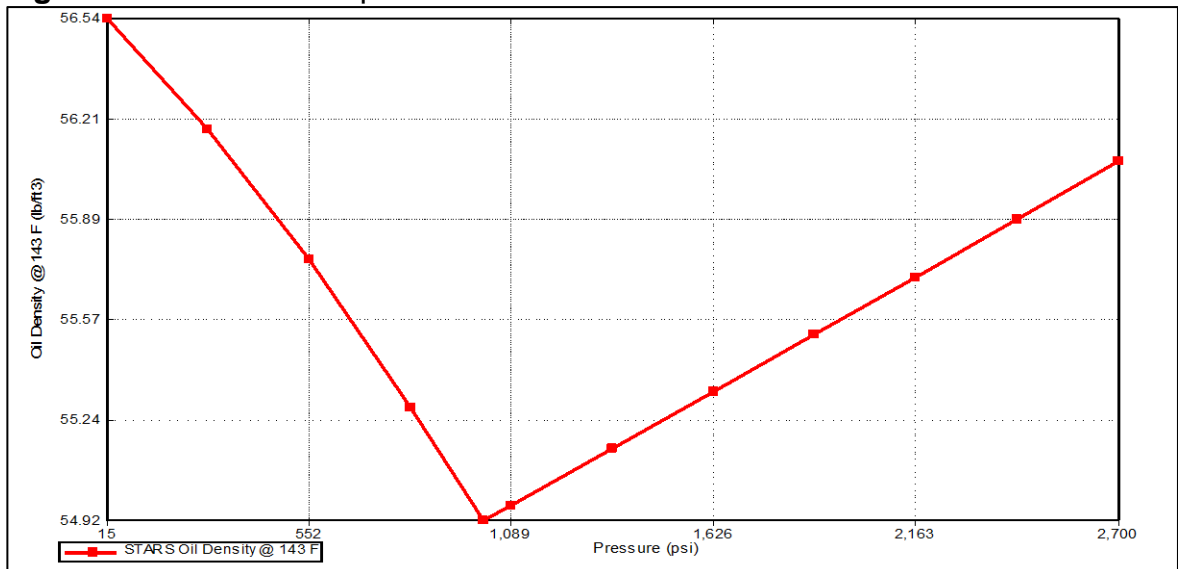
Figura 51. Factor volumétrico del petróleo



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

- **Densidad del petróleo:** en la **Figura 52** se muestra la relación de la densidad respecto a la presión.

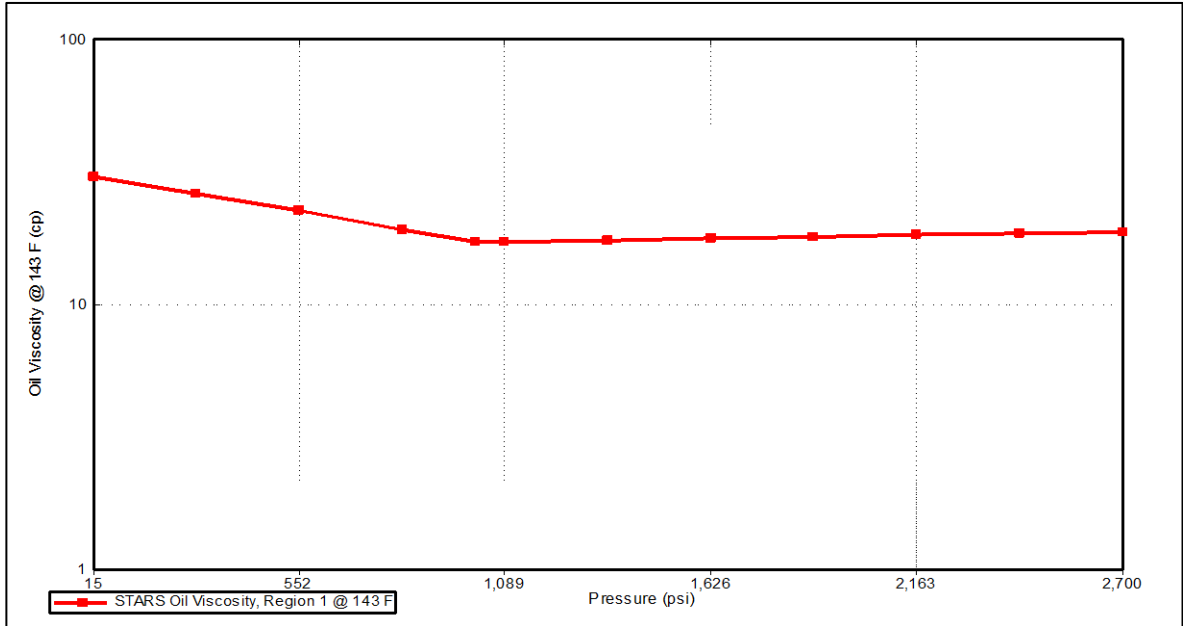
Figura 52. Densidad del petróleo



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

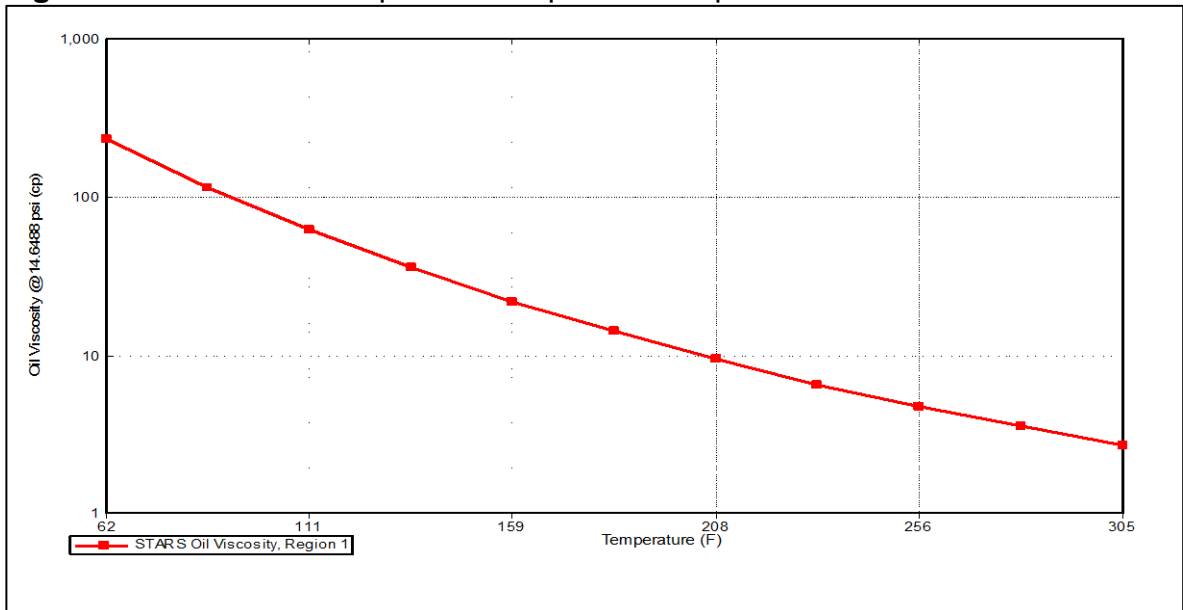
- **Viscosidad del petróleo:** La **Figura 53** representa el comportamiento de la viscosidad en función de la presión y la **Figura 54** representa el comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura.

Figura 53. Viscosidad del petróleo respecto a presión



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

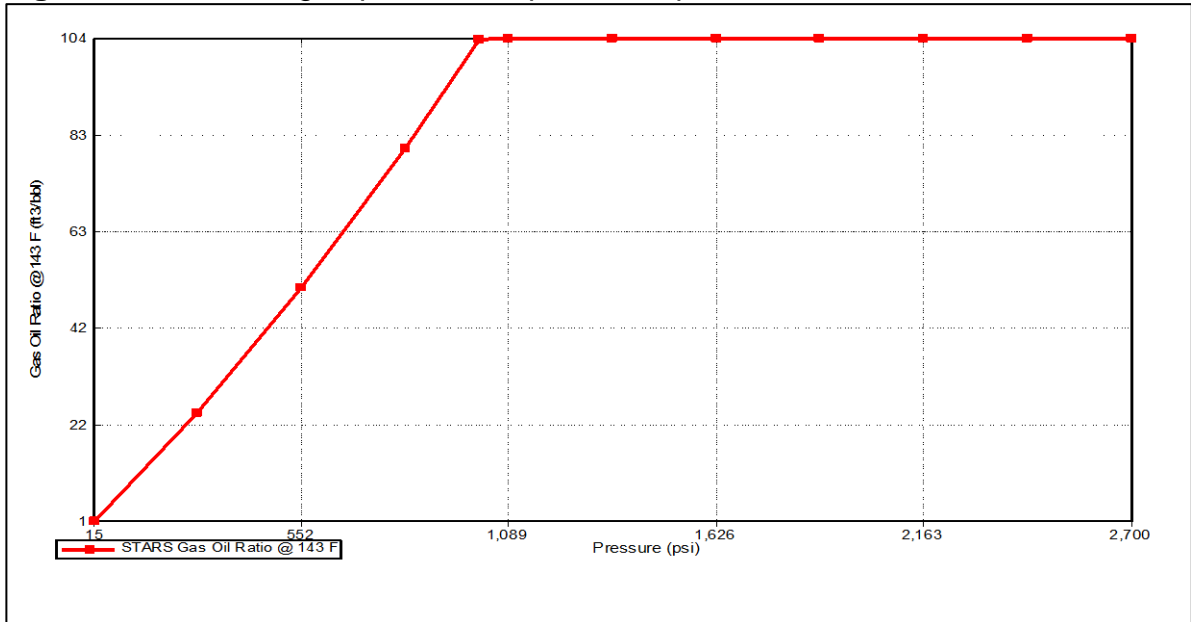
Figura 54. Viscosidad del petróleo respecto a temperatura



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

- **Relación Gas-Petróleo:** en la **Figura 55** se puede observar la relación gas-petróleo.

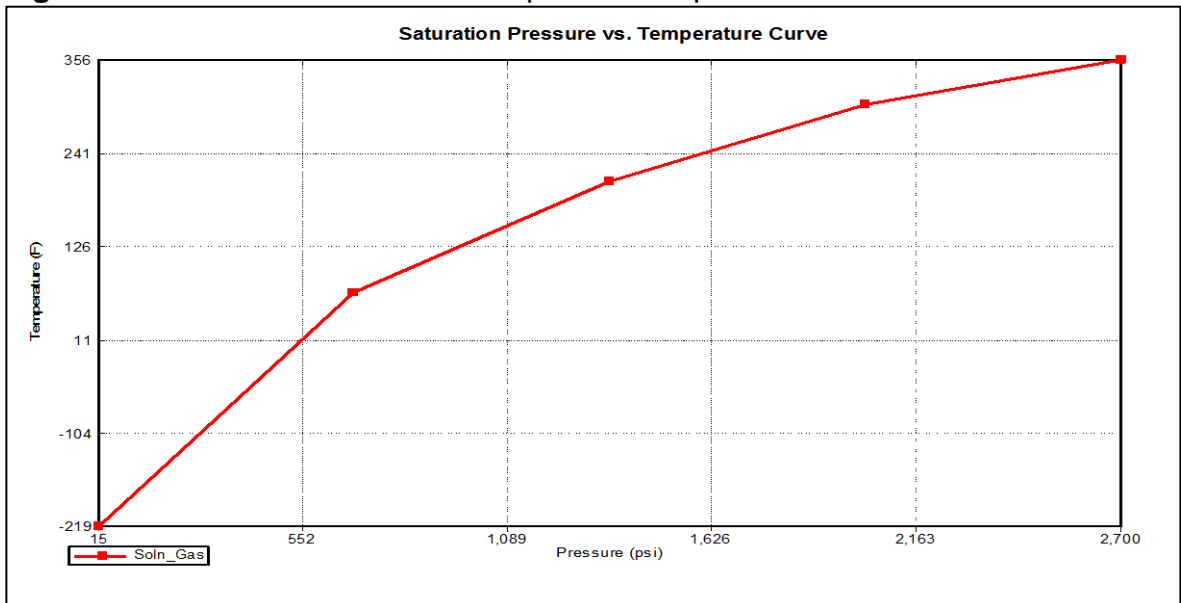
Figura 55. Relación gas-petróleo respecto a la presión



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

- **Presión de saturación respecto a temperatura en la solución de gas.**

Figura 56. Presión de saturación respecto a temperatura

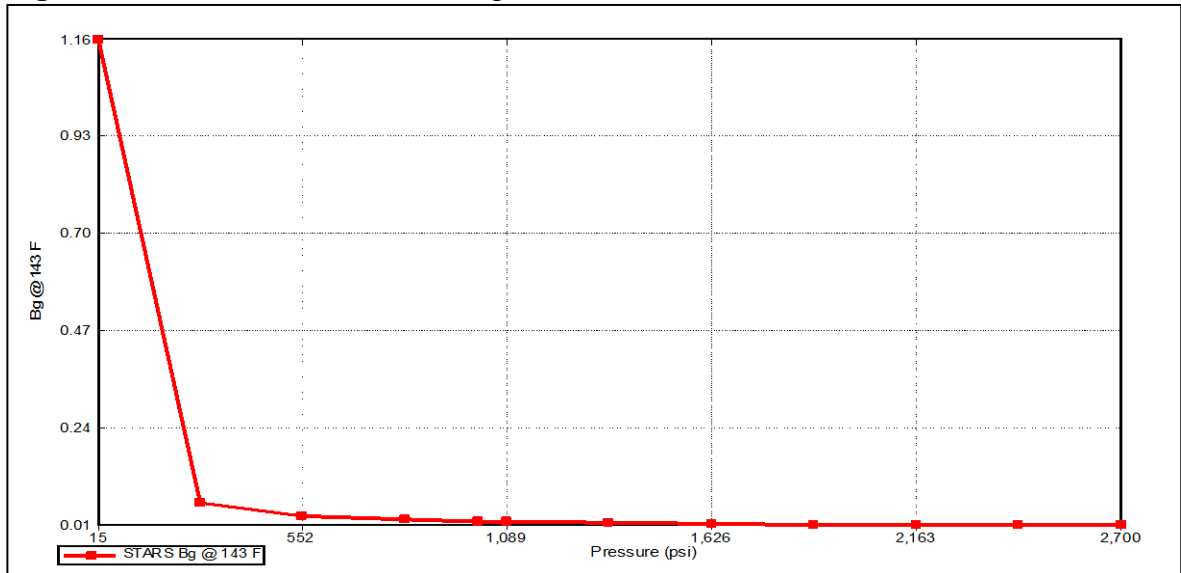


Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

5.1.2.3 Fase gas.

- Factor volumétrico de gas.

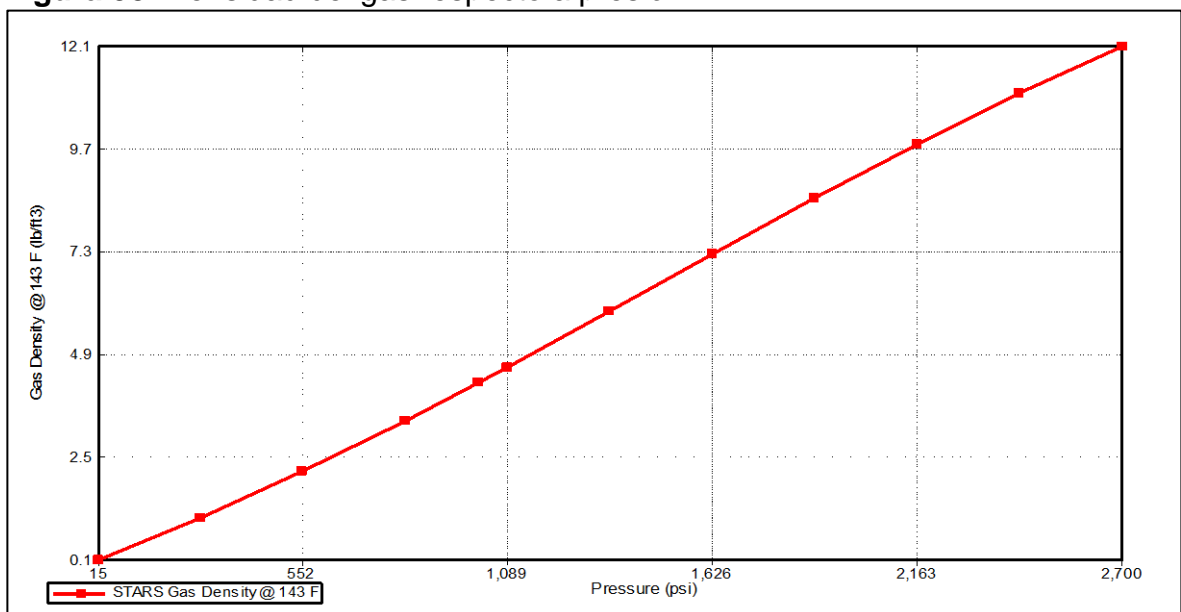
Figura 57. Factor volumétrico del gas



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

- Densidad del gas:

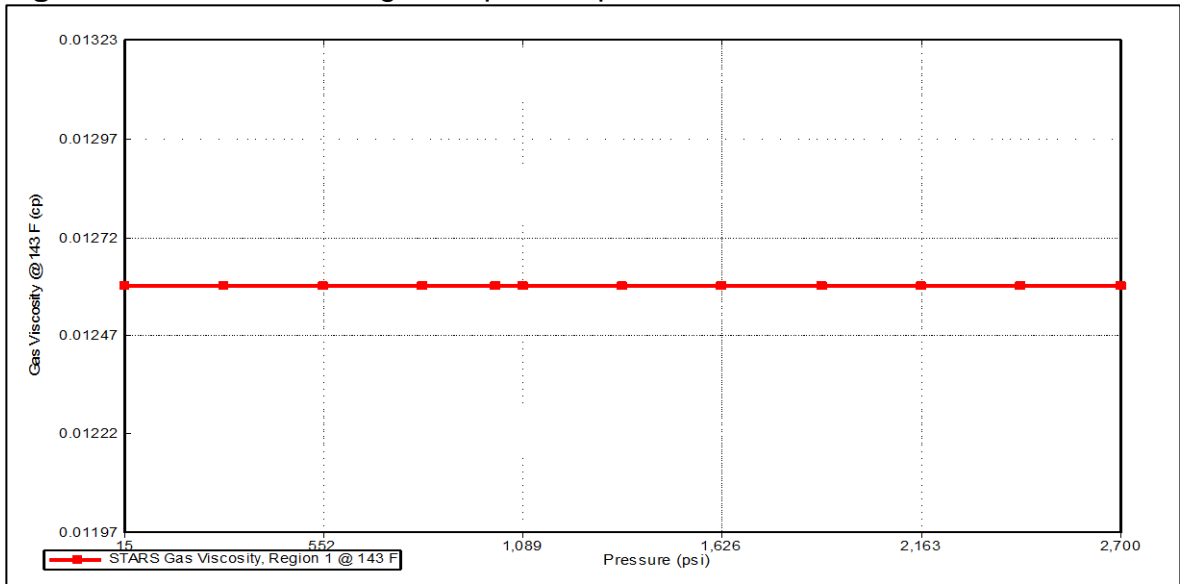
Figura 58. Densidad del gas respecto a presión



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

- **Viscosidad del gas:**

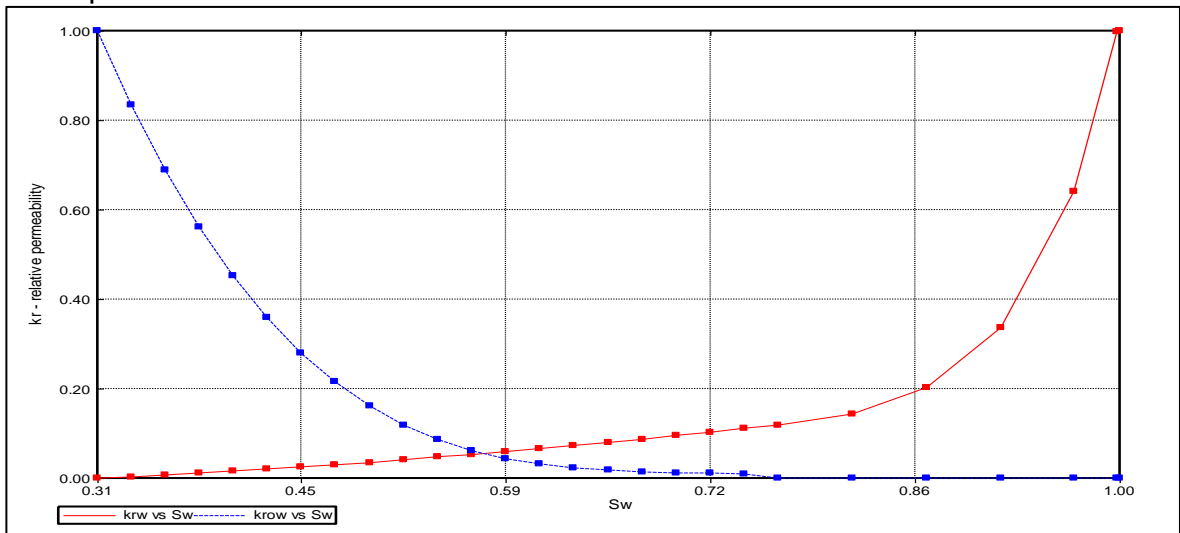
Figura 59. Viscosidad del gas respecto a presión



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

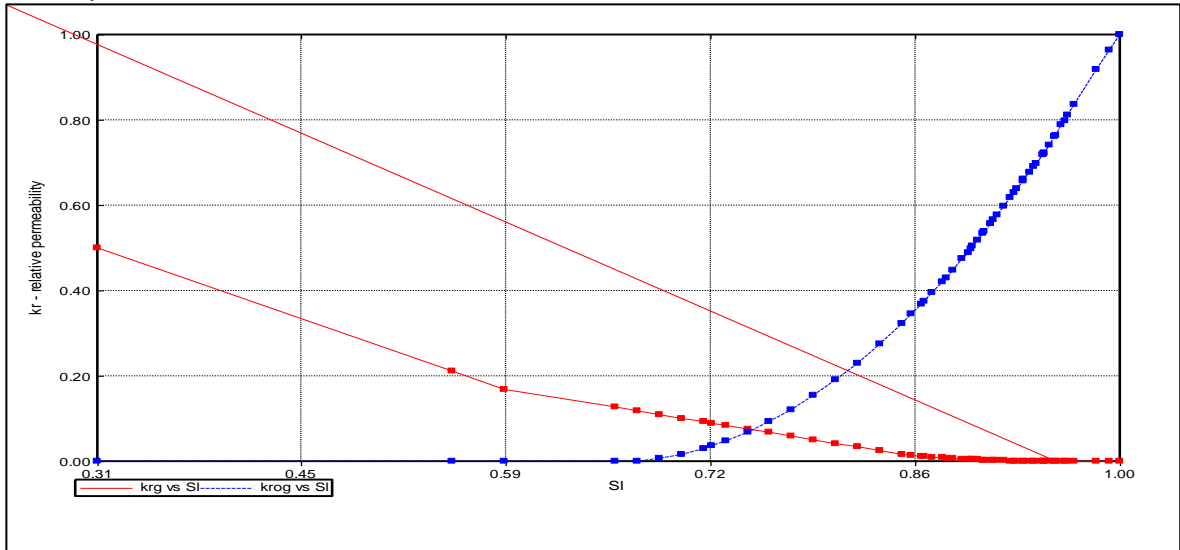
5.1.2.4 Curvas de permeabilidad relativa y presión capilar. En la **Figura 60** se pueden observar las curvas de permeabilidad relativa para el petróleo y el agua. Las curvas de permeabilidad relativa para la fase líquida y el gas se encuentran en la **Figura 61**. En la **Figura 62**, se encuentra la curva de presión capilar.

Figura 60. Curvas de permeabilidad relativa del petróleo y el agua en el modelo conceptual



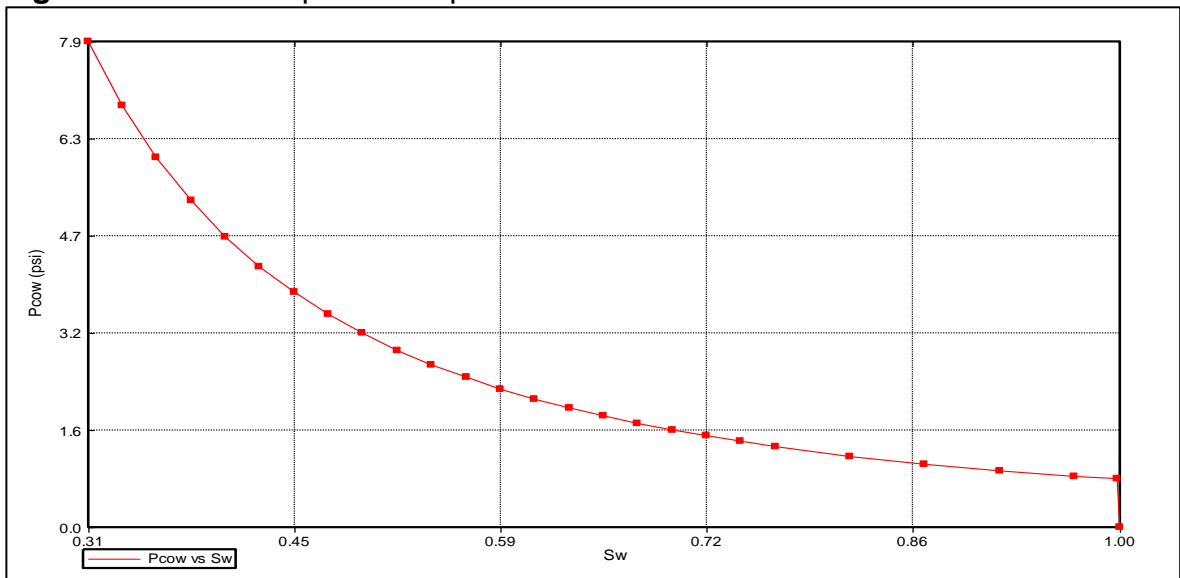
Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

Figura 61. Curvas de permeabilidad del líquido y el gas en el modelo conceptual



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

Figura 62. Curva de presión capilar

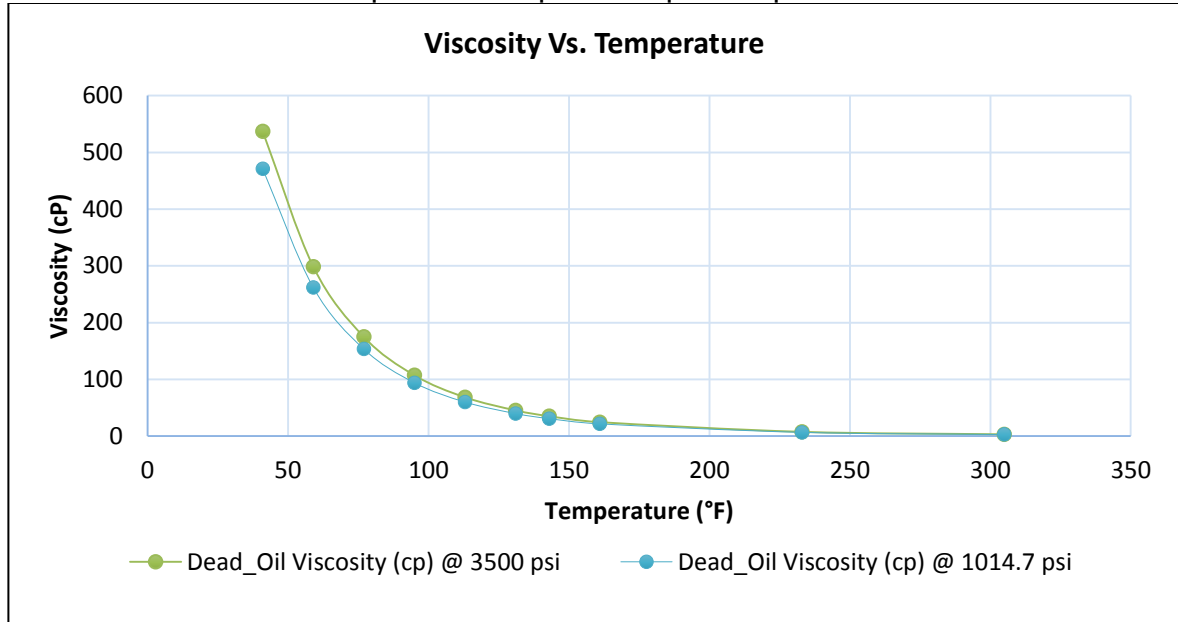


Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

5.1.2.5 Viscosidad de las fases líquidas. Para modelar el cambio de viscosidad con respecto a la presión y temperatura de la fase acuosa (compuesta por el agua y polímero) y la fase aceitosa (compuesta por aceite y solución de gas) se utilizaron los datos mostrados en la **Gráfica 1** y **Gráfica 2**. Estas curvas de viscosidad para

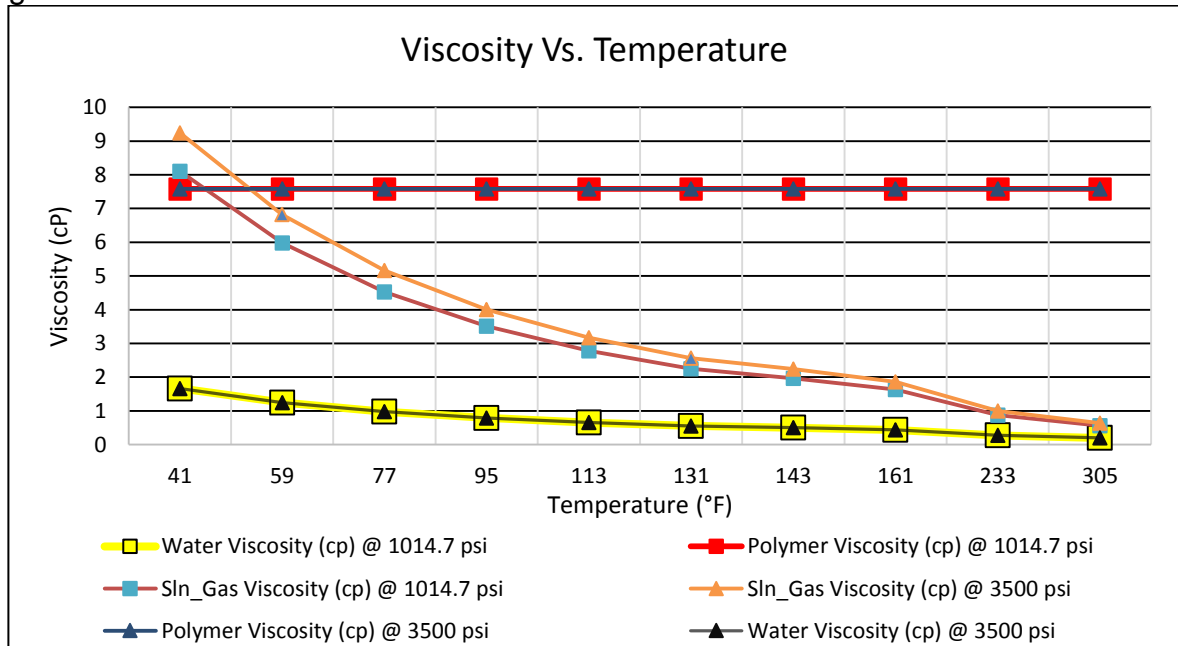
cada una de las fases fueron dadas para dos presiones distintas, la cuales corresponden a **1014.7 psi** y **3500 psi**.

Gráfica 1. Viscosidad respecto a temperatura para el petróleo muerto



Fuente: elaboración propia con base en: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

Gráfica 2. Viscosidad respecto a temperatura para el agua, polímero y solución de gas



Fuente: elaboración propia con base en: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

A partir de la **Gráfica 2** se puede observar que la viscosidad del agua para las presiones de 1014.7 psi y 3500 psi son iguales, de la misma forma sucede con la viscosidad del polímero, por lo que se puede decir que dichas propiedades permanecerán constantes a los cambios de presión a una temperatura determinada.

5.1.3 Pozo inyector y pozos productores. Para efectos de la simulación de la inyección, se utilizó un arreglo de cinco pozos invertido, con un pozo inyector en el centro y cuatro pozos productores, uno en cada esquina. (**Figura 63**).

5.1.3.1 Pozo inyector I1. El pozo inyector I1 está ubicado en la mitad de la malla en la celda con coordenadas x, y: 5,5 respectivamente y atraviesa todo el modelo a lo largo del eje vertical z. Por su parte se encuentra perforado a lo largo del eje z, en los intervalos desde la celda 7 hasta la celda 27 e individualmente, en la celda 42. En la **Figura 63** se puede observar este pozo en el centro del modelo y con un color rojo.

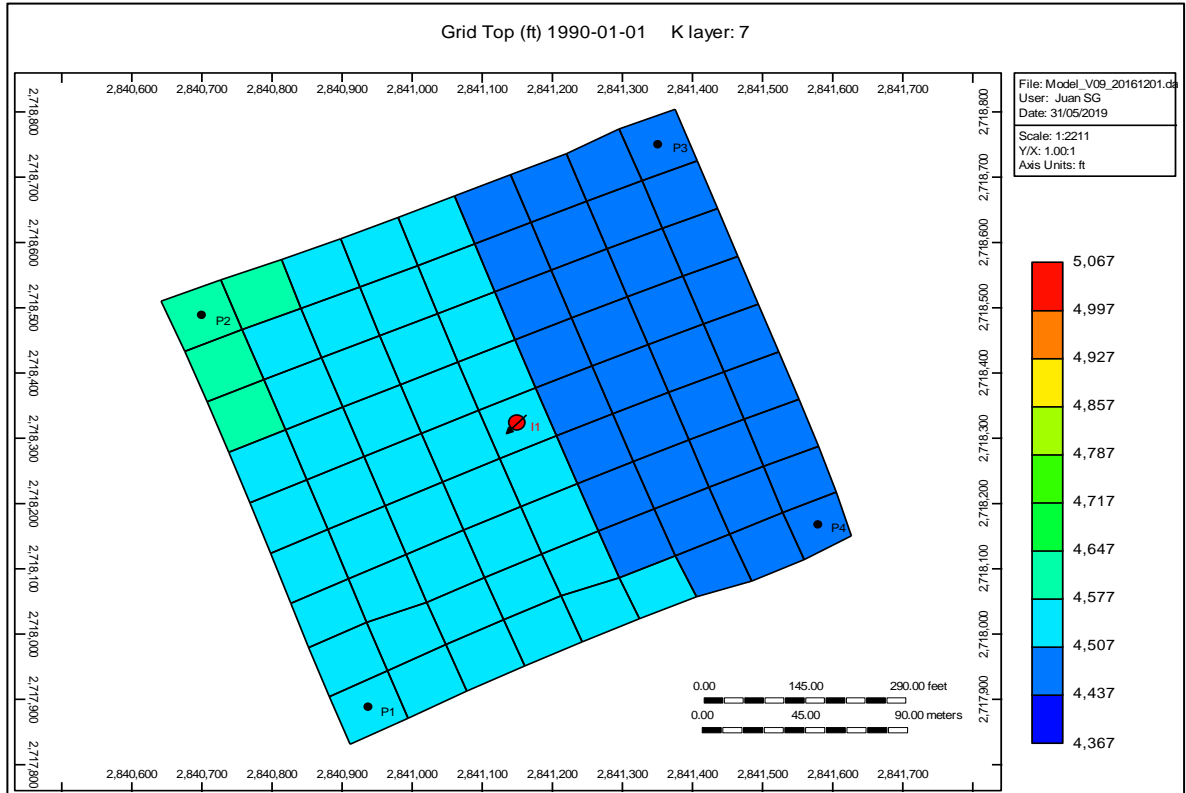
5.1.3.2 Pozo productor P1. El pozo productor P1 está ubicado en la celda 1,1 coordenadas x,y respectivamente y atraviesa todo el modelo a lo largo del eje vertical z. Por su parte se encuentra perforado a lo largo del eje z en los intervalos desde la celda 7 hasta la celda 27 e individualmente la celda 42. En la **Figura 63** se puede observar este pozo en la parte inferior de la figura y con un color negro.

5.1.3.3 Pozo productor P2. El pozo productor P2 está ubicado en la celda 1,9 coordenadas x,y respectivamente y atraviesa todo el modelo a lo largo del eje vertical z. Por su parte se encuentra perforado a lo largo del eje z en los intervalos desde la celda 7 hasta la celda 27 e individualmente la celda 42. En la **Figura 63** se puede observar este pozo en el lado izquierdo de la figura y con un color negro.

5.1.3.4 Pozo productor P3. El pozo productor P3 está ubicado en la celda 9,9 coordenadas x,y respectivamente y atraviesa todo el modelo a lo largo del eje vertical z. Por su parte se encuentra perforado a lo largo del eje z en los intervalos desde la celda 7 hasta la celda 27 e individualmente la celda 42. En la **Figura 63** se puede observar este pozo en la parte superior de la figura y con un color negro.

5.1.3.5 Pozo productor P4. El pozo productor P4 está ubicado en la celda 9,1 coordenadas x,y respectivamente y atraviesa todo el modelo a lo largo del eje vertical z. Por su parte se encuentra perforado a lo largo del eje z en los intervalos desde la celda 7 hasta la celda 27 e individualmente la celda 42. En la **Figura 63** se puede observar este pozo en el lado derecho de la figura y con un color negro.

Figura 63. Ubicación de los pozos en el modelo conceptual



Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

5.2 SIMULACIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL

Para efectos de la simulación con las condiciones de malla definidas para el modelo conceptual, se describirán a continuación los casos y escenarios de simulación, y los parámetros operacionales utilizados para cada caso.

5.2.1 Descripción de los casos de inyección. A fin de realizar el análisis de sensibilidad de los parámetros del polímero (factor de resistencia residual, viscosidad, adsorción y concentración) se plantearon diferentes casos. Inicialmente se muestra el Caso Base, el cual corresponde al punto de referencia del análisis general, y luego se describen los demás casos que incluyen los valores de las propiedades del polímero inyectado en el modelo. Adicionalmente se plantean diferentes escenarios de inyección para diferentes concentraciones y tiempos de inyección (correspondientes a un volumen poroso inyectado) para cada uno de los casos.

5.2.1.1 Caso Base. En este caso se inyectó agua a una tasa de 2000 barriles por día, entre el 1 de Enero del 2000 hasta el 1 de Diciembre del 2030.

A partir de los casos explicados a continuación (**Caso 1, Caso 2, Caso 3, Caso 4, Caso 5 y Caso 6**) se inyecta polímero en el modelo que es objeto de estudio asumiendo un volumen poroso accesible equivalente al 90%.

5.2.1.2 Caso 1. En este caso se inyecta un polímero con adsorción parcialmente reversible, sin efecto de resistencia residual y cuyos parámetros se observan a continuación:

Factor de resistencia residual (RRFT) = 1

Viscosidad del polímero = 6 cP

Adsorción máxima (ADMAXT) = 0.109 mg/gr roca

Adsorción residual (ADRT) = 0.0545 mg/gr roca

5.2.1.3 Caso 2. En este caso, se utilizaron las mismas condiciones del **Caso 1** a excepción del valor de RRFT, cuyo valor utilizado fue 2.

5.2.1.4 Caso 3. Para este caso se simuló la inyección de polímero con un valor de RRFT igual a 4, conservando las demás características expuestas en el **Caso 1**.

5.2.1.5 Caso 4. A diferencia del **Caso 3**, en este caso se incrementa el valor de la viscosidad del polímero hasta un valor de 10 cP, se conservan un RRFT de 4 y se mantienen los mismos valores de adsorción (parcialmente reversible) presentes en los **casos 1, 2 y 3**.

5.2.1.6 Caso 5. En este caso se simularon las mismas condiciones de inyección de polímero del **Caso 4**, pero modelando un proceso de adsorción completamente reversible. Para modelar dicho proceso se mantuvo el valor de ADMAXT en 0.109 mg/gr roca, y se modificó la adsorción residual (ADRT) tomando un valor de 0 mg/gr roca.

5.2.1.7 Caso 6. Para este caso se modeló un proceso de adsorción completamente irreversible, para lo cual se simularon las mismas condiciones del polímero inyectado en el **Caso 4**, pero modificando la variable de ADRT, cuyo valor para este caso fue de 0.109 mg/gr roca, el cual es igual al valor de adsorción máxima (ADMAXT).

En la **Tabla 3** se muestra la variación de los parámetros para los casos descritos anteriormente.

Tabla 3. Casos evaluados en el modelo conceptual

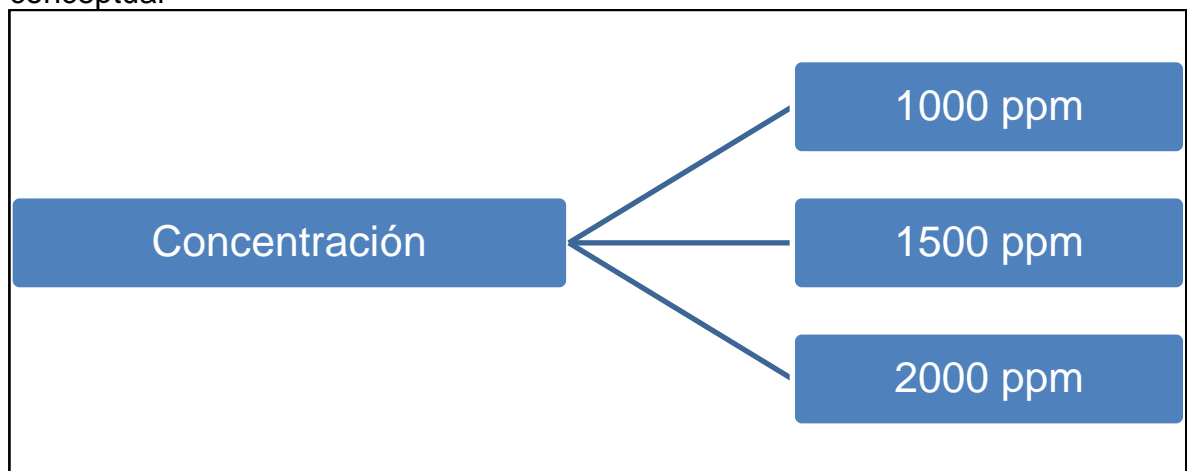
Parámetro evaluado	RRFT	Viscosidad (cP)	Adsorción	
			ADMAXT (mg/gr roca)	ADRT (mg/gr roca)
CASO 1	1	6	0.109	0.0545
CASO 2	2	6	0.109	0.0545
CASO 3	4	6	0.109	0.0545
CASO 4	4	10	0.109	0.0545
CASO 5	4	10	0.109	0
CASO 6	4	10	0.109	0.109

Fuente: elaboración propia.

5.2.2 Escenarios de concentración y tiempos de inyección para cada caso.

Adicionalmente, para cada uno de los casos descritos en el numeral anterior 5.2.1 (exceptuando el caso base) se modelaron diferentes concentraciones de polímero y a su vez diferentes tiempos de inyección, que corresponden a baches de inyección de volumen poroso inyectado (“slug size”). A continuación, en la **Figura 64** y **Figura 65**, se muestran respectivamente las concentraciones y tiempos de inyección que se tomaron en cuenta para realizar la simulación.

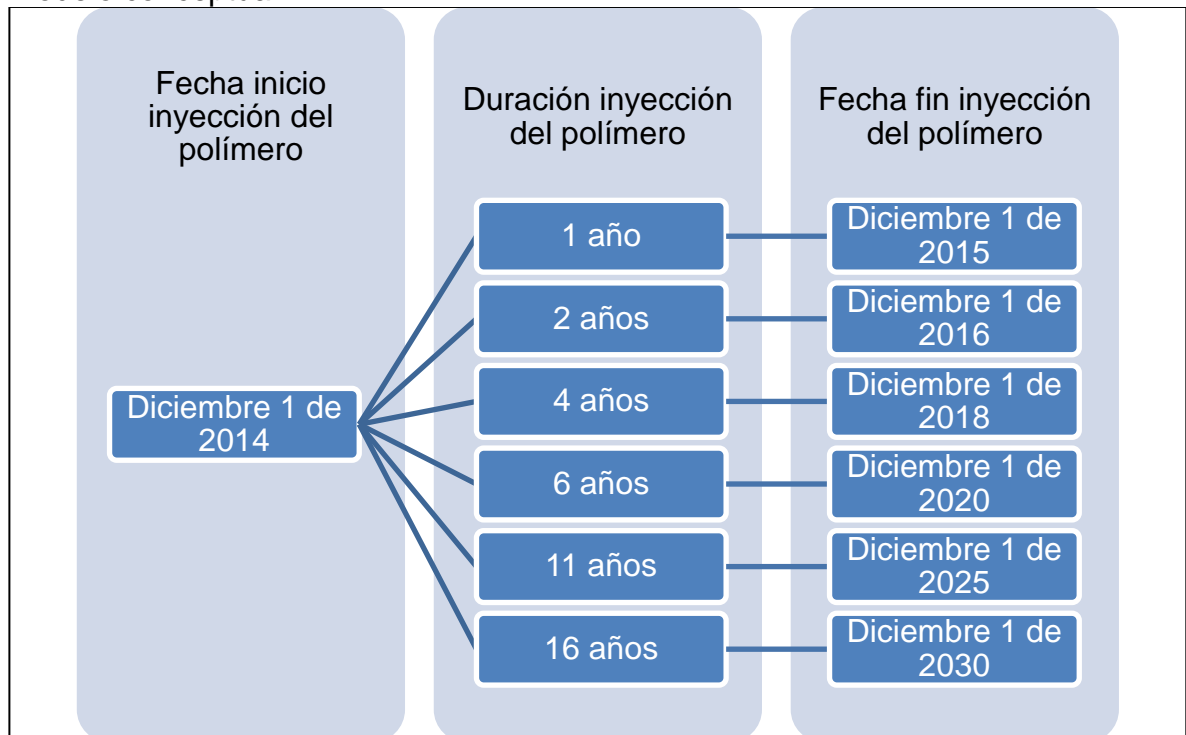
Figura 64. Concentración modelada en cada uno de los casos del modelo conceptual



Fuente: elaboración propia.

Como en la simulación se planteó la evaluación de un escenario productivo hasta Diciembre 1 del 2030, es importante aclarar que el escenario de inyección de polímero durante 16 años (**Figura 65**) no contempla la inyección de agua detrás del bache polimérico puesto que la fecha fin de dicha inyección coincide con la fecha fin de la simulación. Para los demás escenarios propuestos si se contempla la inyección de agua después de la fecha fin de inyección de polímero.

Figura 65. Tiempos de inyección modelados en cada uno de los casos del modelo conceptual



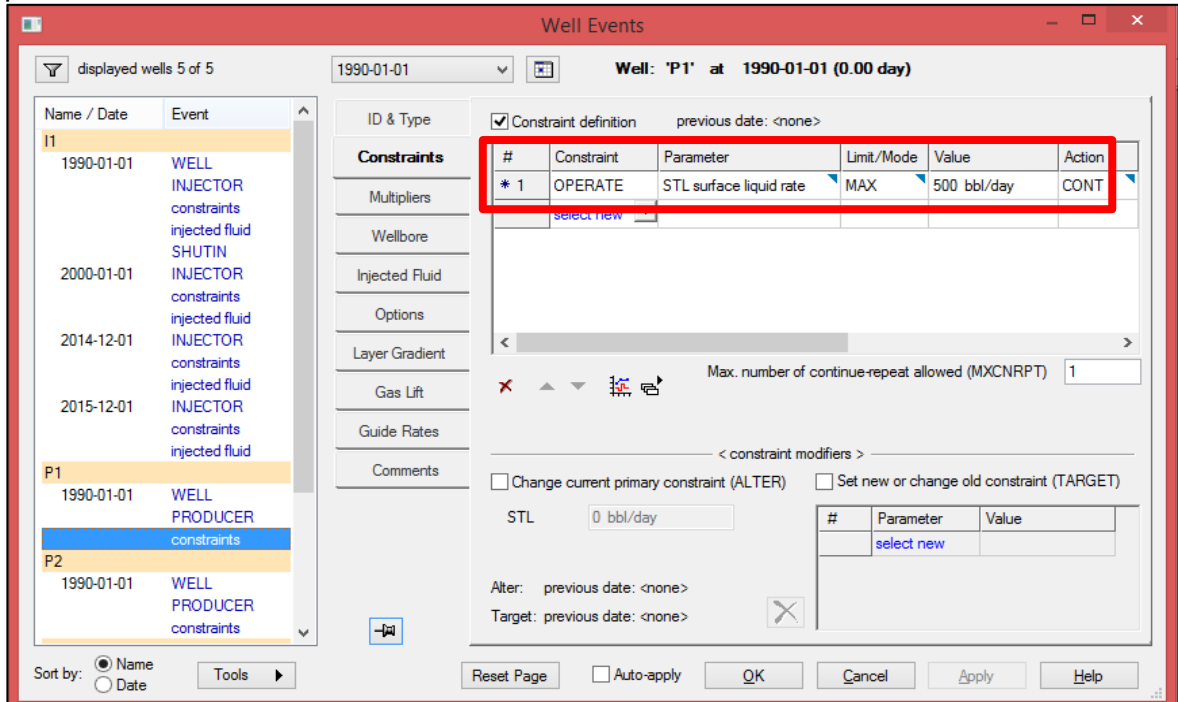
Fuente: elaboración propia.

5.2.3 Parámetros operacionales. A continuación, se describirán los límites operacionales o “*constraints*” (valores límite o de restricción) utilizados en el simulador para el pozo inyector y los pozos productores. Estos *constraints* definen parámetros controlables que permiten realizar la simulación con valores, que se ajusten lo más cerca posible a las condiciones reales o a otras que se deseen de acuerdo a los requerimientos a modelar. Para este trabajo se utilizaron valores representativos de los parámetros operacionales en el Campo, los cuales fueron suministrados por ECOPETROL S.A.

5.2.3.1 Parámetros de producción. Se estableció una única *constraint* que define una producción máxima de 500 bbl/día (teniendo en cuenta la capacidad volumétrica que pueden aportar los pozos) para cada uno de los pozos productores del modelo conceptual (P1, P2, P3, P4). En el simulador, el *constraint* anteriormente mencionado corresponde a STL (*Surface Liquid Rate*). En la **Figura 66** se presenta

una vista en pantalla del constraint de producción para el pozo productor **P1**, cuyo valor fue utilizado de igual manera para los demás pozos productores.

Figura 66. Vista en pantalla del valor de *constraints* para la producción en pozos productores

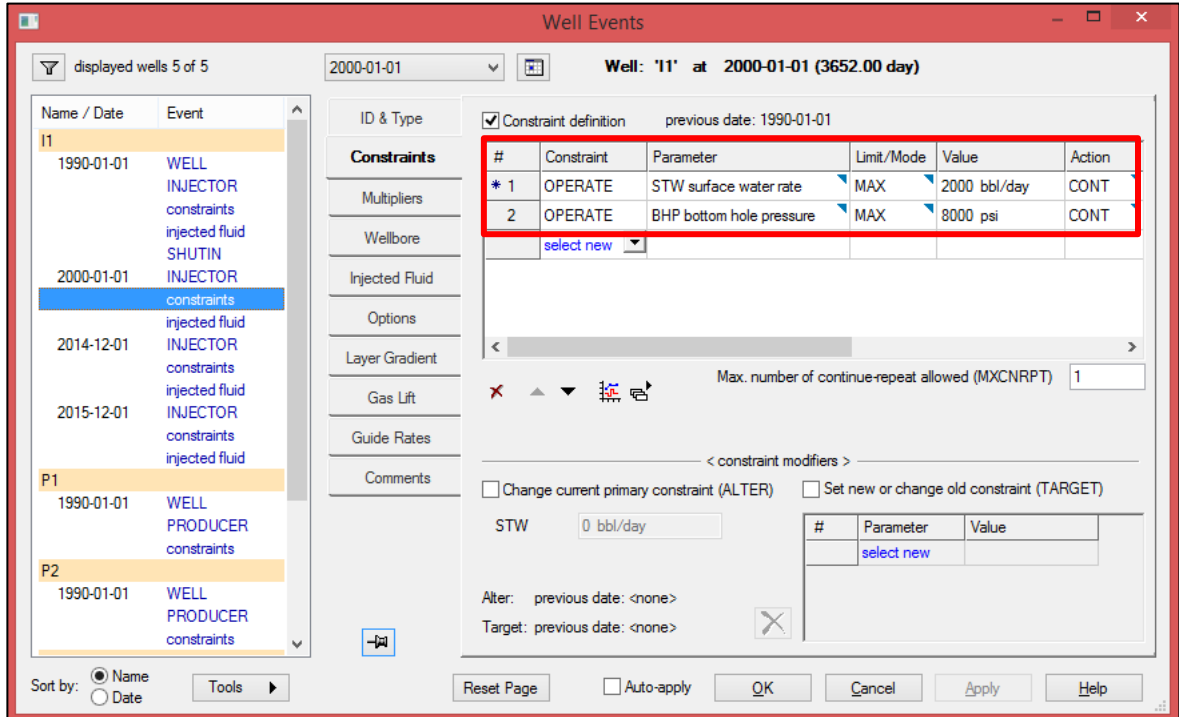


Fuente: elaboración propia con base en: COMPUTER MODELLING GROUP , CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

5.2.3.2 Parámetros de inyección. Para el pozo inyector se definieron dos constraints operativas, STW (surface water rate) y BHP (bottom hole pressure). En el constraint STW se definió una tasa maxima de inyección con un valor de 2000 bbl/dia. A fin de no superar la presión de fractura, el constraint BHP define la presión maxima de inyección, la cual quedó establecida en 8000 psi. En la **Figura 67** se pueden observar los constaints anteriormente mencionados.

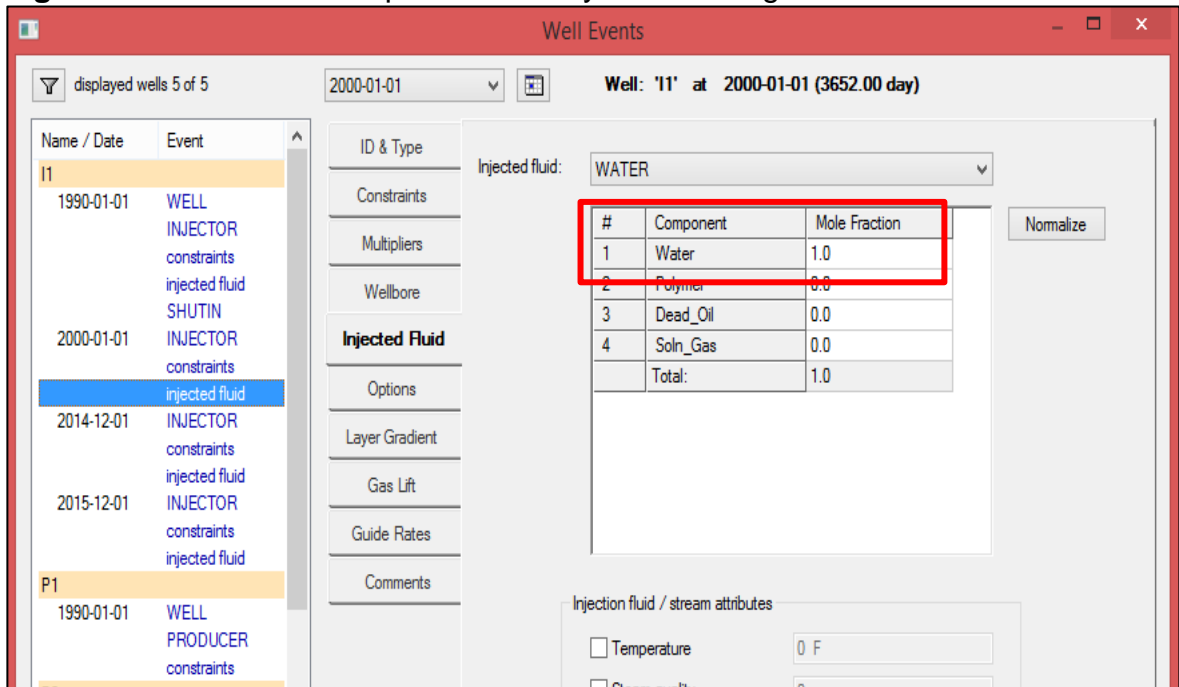
Por otro lado, se definieron las características del fluido a inyectar. Para todos los escenarios la primera etapa de inyección de agua se fijo entre el 1 de Enero del año 2000 y el 1 de Diciembre del 2014; en la segunda etapa, la inyección de agua inicia en la fecha fin de inyeccion de polímero y finaliza el 1 de Diciembre de 2030; en dichas etapas se inyecta agua en un 100% (ver **Figura 68**).

Figura 67. Constraints para el pozo inyector



Fuente: elaboración propia con base en: COMPUTER MODELLING GROUP , CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

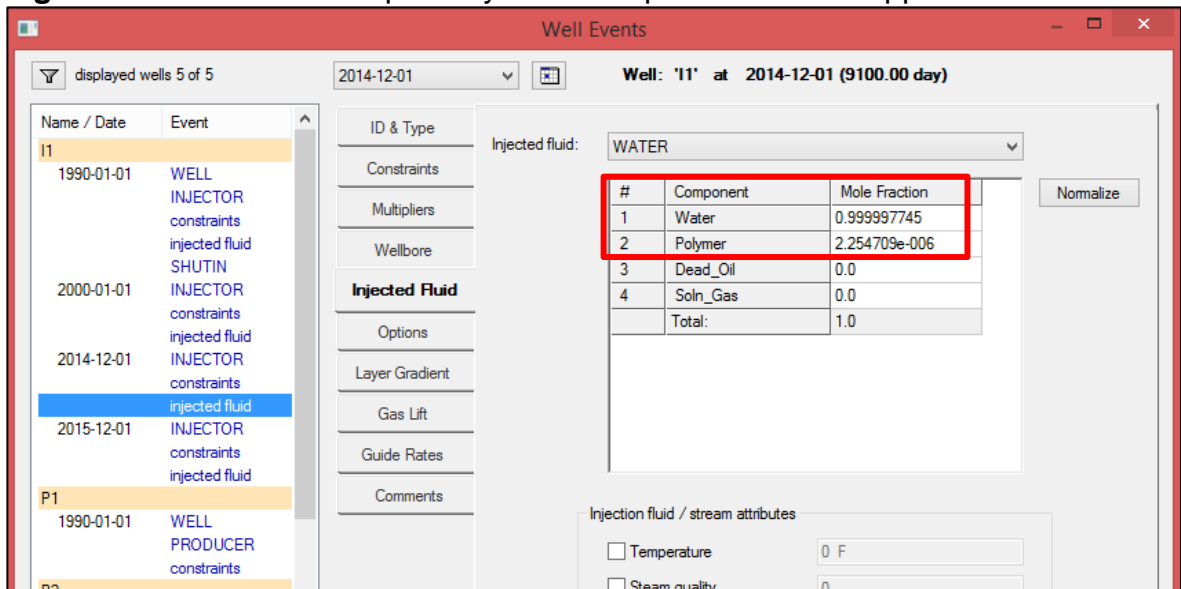
Figura 68. Fraccion molar para 100 % inyección de agua



Fuente: elaboración propia con base en: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

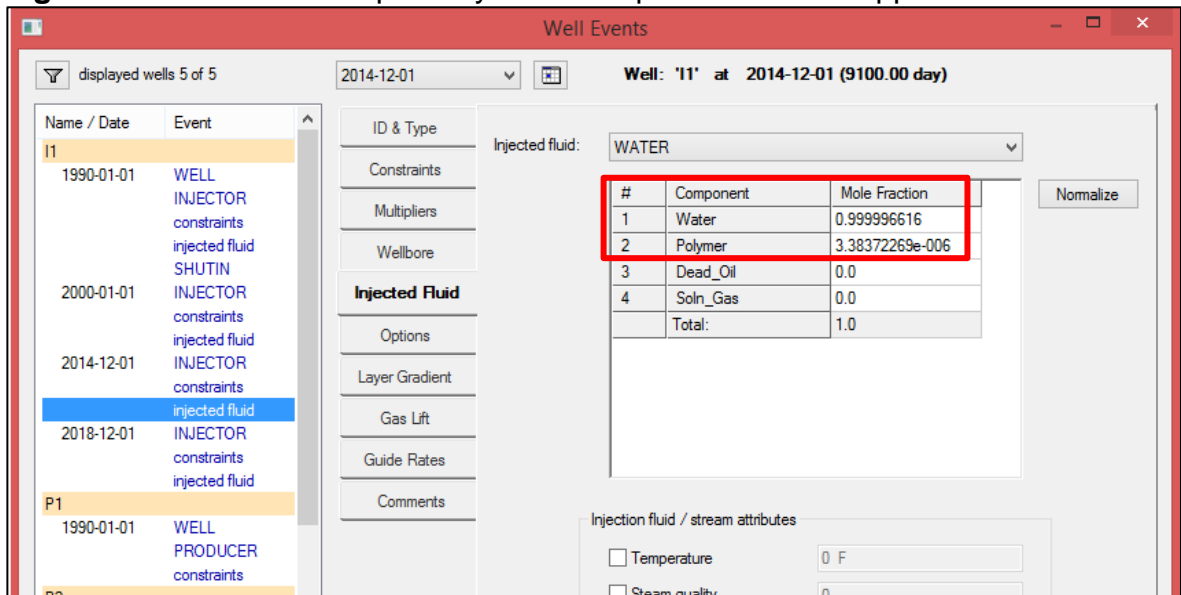
Dado que se definieron distintos escenarios de tiempo de inyección de polímero (ver **Figura 65**), las fracciones molares del bache inyectado cambian respecto a las concentraciones objeto de estudio (ver **Figura 64**). En la **Figura 69**, **Figura 70** y **Figura 71**, se pueden ver las fracciones molares utilizadas para la inyección de polímero a **1000 ppm**, **1500 ppm** y **2000 ppm** respectivamente.

Figura 69. Fraccion molar para inyección de polímero a 1000 ppm



Fuente: elaboración propia con base en: COMPUTER MODELLING GROUP , CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

Figura 70. Fraccion molar para inyección de polímero a 1500 ppm



Fuente: elaboración propia con base en: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

Figura 71. Fraccion molar para inyección de polímero a 2000 ppm

The screenshot shows the 'Well Events' window for well 'I1' at 2014-12-01. The 'Injected Fluid' table is as follows:

#	Component	Mole Fraction
1	Water	0.999995486
2	Polymer	4.51384468e-006
3	Dead_Oil	0.0
4	Soln_Gas	0.0
Total:		1.0

Fuente: elaboración propia con base en: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

6. ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN EN EL MODELO CONCEPTUAL

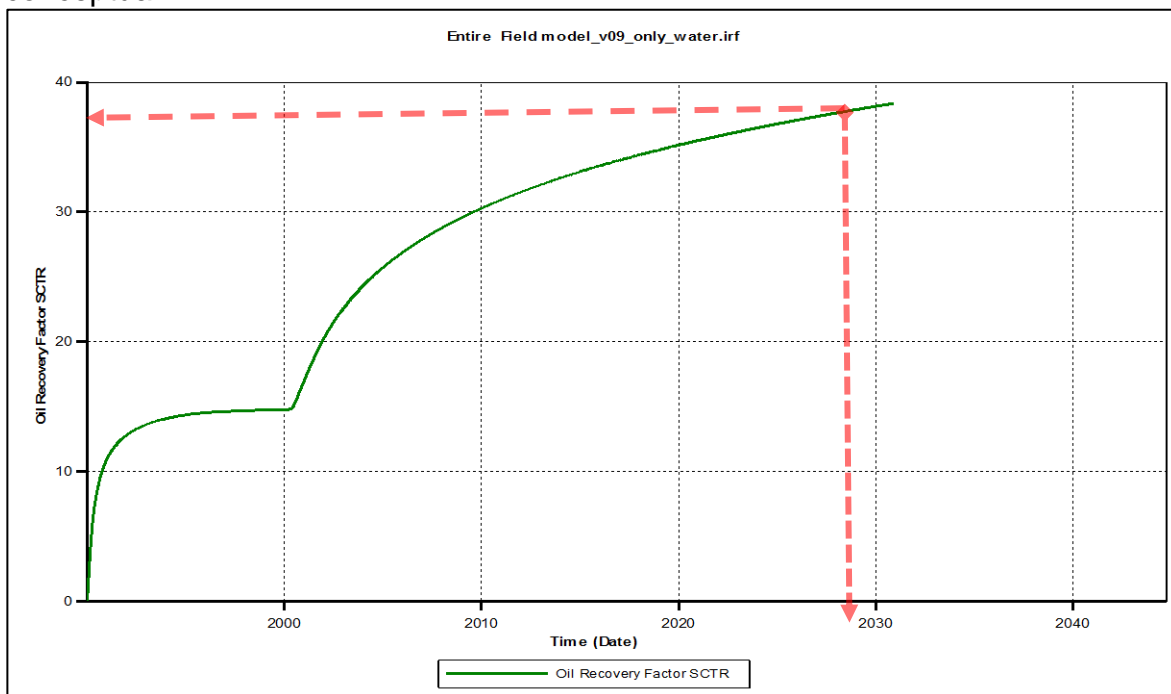
Después de realizada la simulación con cada uno de los casos de inyección y sus respectivos escenarios, se muestran a continuación, los resultados a fin de realizar el análisis de sensibilidad de cada uno de los parámetros modificados en el polímero. Los resultados son evaluados a nivel de campo, y luego se mostrarán por caso y por concentración para realizar la comparación de los parámetros evaluados.

6.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación, se muestran los resultados por caso.

6.1.1 Caso base. Como se observa en la **Figura 72**, con el proceso de inyección de agua del **Caso base** se obtiene un factor de recobro del **38.38%** al final de la inyección el 1 de Diciembre del 2030. Adicionalmente, se observa un incremento significativo en el factor de recobro, con respecto a la etapa de inyección de agua, en la cual dicho factor no es mayor al 15%.

Figura 72. Factor de recobro respecto al tiempo en el caso base del modelo conceptual



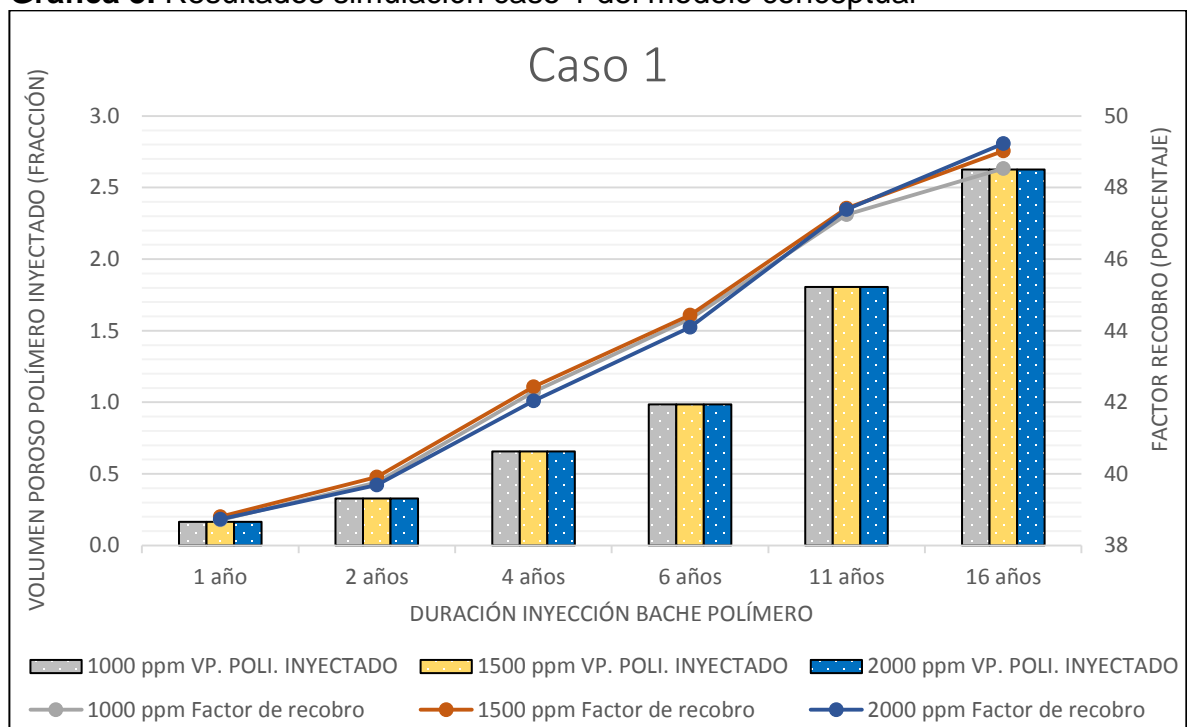
Fuente: elaboración propia con base en: COMPUTER MODELLING GROUP, CMG. Steam, Thermal and advance processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

6.1.2 Caso 1. Con los resultados obtenidos de la simulación del **Caso 1 (Gráfica 3)**, el factor de recobro presenta una variación no mayor al 0.7 %, para cada uno de los tiempos de inyección, por lo cual se pudo concluir que la concentración de

polímero no es un factor determinante en el factor de recobro. Lo anterior se puede explicar en razón a que el valor utilizado en este caso del factor de resistencia residual (RRFT) del polímero no es significativo y no es cercano a las condiciones reales del comportamiento del polímero.

Adicionalmente, en este caso se observó que a 2000 ppm, con tiempos de inyección de 11 y 16 años, el factor de recobro es de 47.39% y 49.23% respectivamente. Lo anterior implica un incremento del factor de recobro de tan solo el 1.84 %, en un lapso de 5 años, valor que no parece ser justificado para una inyección de volumen poroso del 82 %.

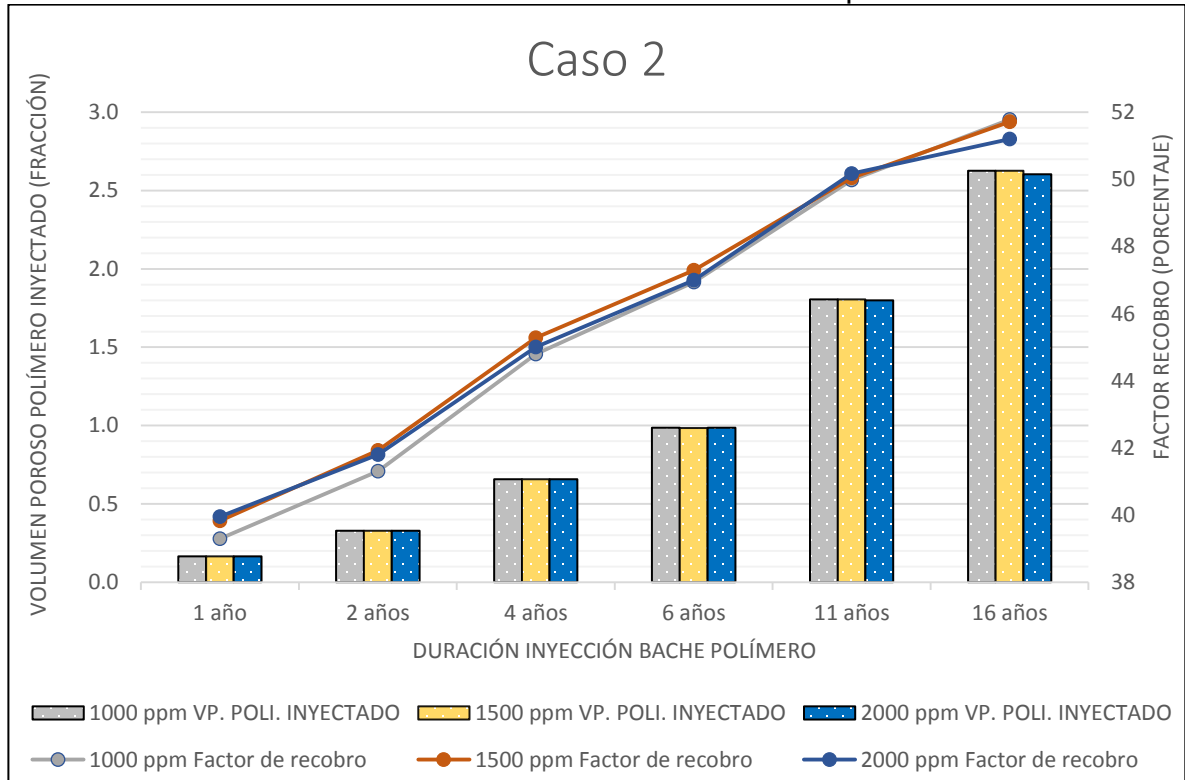
Gráfica 3. Resultados simulación caso 1 del modelo conceptual



Fuente: elaboración propia.

6.1.3 Caso 2. Si se comparan los **Casos 1 y 2 (Gráficas 3 y 4)** se observa que el volumen poroso inyectado a diferentes concentraciones, no presenta variación e igualmente este volumen no se ve afectado por el aumento del valor de RRFT aplicado en el **Caso 2**. También se observa, al comparar las gráficas del **Caso 1** y **2**, que el factor de recobro es mayor para el **Caso 2 (51.78%)** y **corresponde** a una concentración de **1000 ppm** y un volumen de inyección de polímero del **263%**.

Gráfica 4. Resultados simulación caso 2 del modelo conceptual



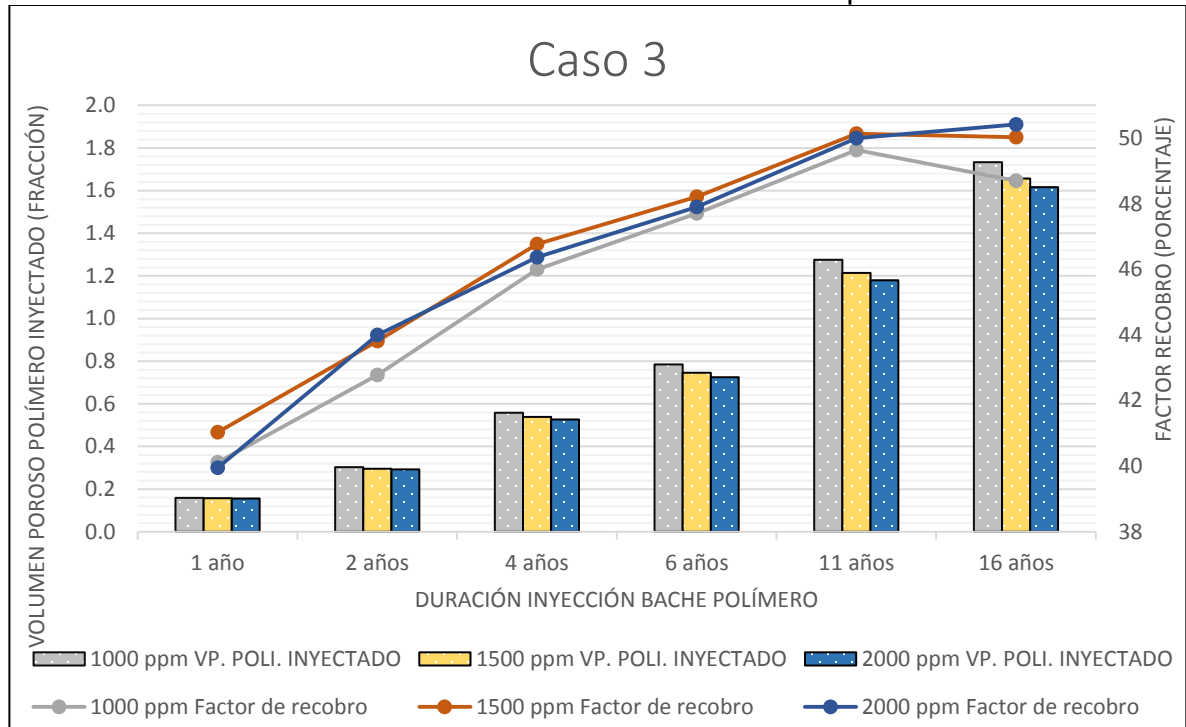
Fuente: elaboración propia.

6.1.4 Caso 3. Para este caso (**Gráfica 5**) se observa en cuanto a la concentración del polímero, que a mayor valor de este, se requiere un menor volumen poroso de inyección de polímero, sin importar el término de tiempo; Por otra parte, en contraste con el caso anterior (**Caso 2**) se observa que el volumen poroso de inyección, si se ve afectado por el aumento en el valor de RRFT e igualmente, en lo que respecta al incremento en el factor de recobro respecto a la inyección de agua en el mejor de los casos es en promedio del **11.62%** y se da cuando se inyectan en promedio **1.22 veces** de volumen poroso de polímero.

Por otro lado, se observa en la **Gráfica 5 (Caso 3)**, que la inyección de polímero a un tiempo de **11 años** es el escenario más óptimo, por lo que después de este tiempo, no se justifica inyectar más polímero para obtener el mismo incremento en el factor de recobro, incluso, se observa a 16 años, una tendencia de disminución de factor de recobro en el escenario de **1000 ppm**, esta disminución puede estar asociada a la obstrucción por causa del polímero retenido en las gargantas porales de la roca, con la consecuente disminución de la permeabilidad. Cuando el polímero es adsorbido por la roca, en ocasiones este puede ser removido con el agua fresca que es inyectada detrás del bache de polímero, sin embargo, como el escenario de 16 años de inyección polimérica no se contempla inyección de agua detrás del

bache, dicha obstrucción se hace más evidente, y restringiendo el flujo del petróleo y por consiguiente el aumento en el factor de recobro.

Gráfica 5. Resultados simulación caso 3 del modelo conceptual

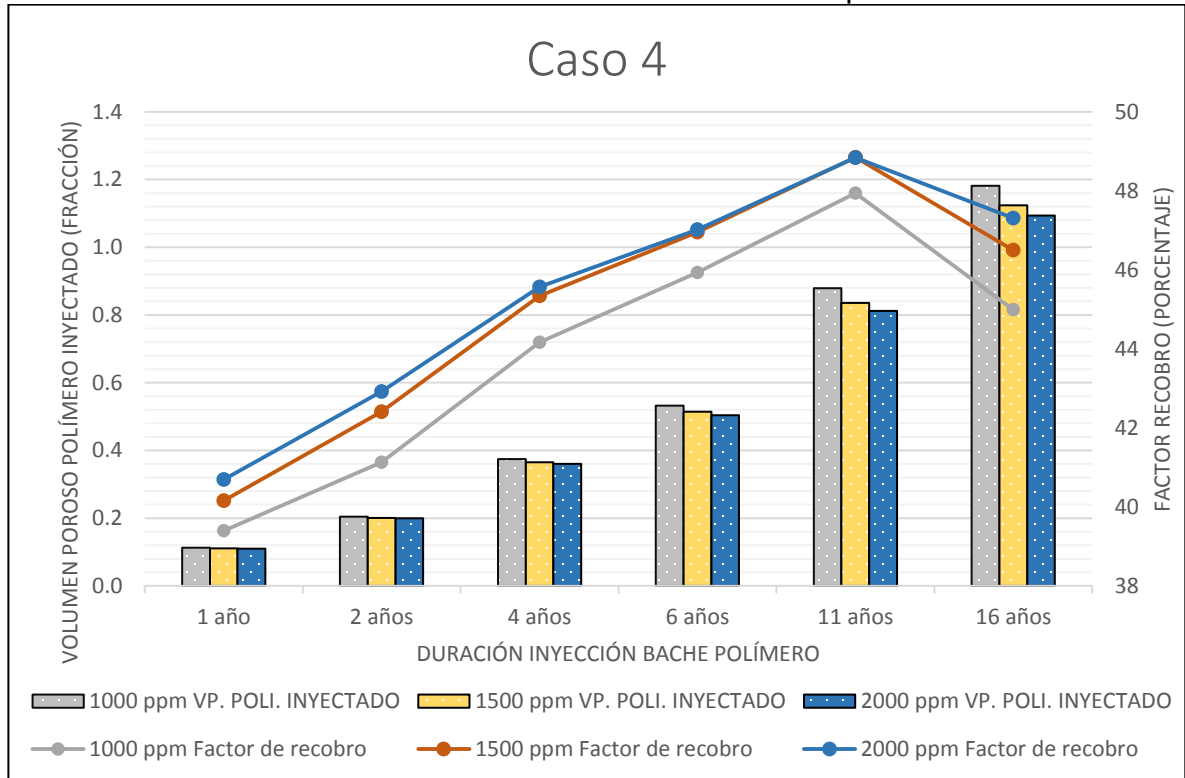


Fuente: elaboración propia.

6.1.5 Caso 4. A partir de este caso (**Gráfica 6**), con el aumento de la viscosidad del polímero, el fenómeno de obstrucción de gargantas porales anteriormente descrito se hace más evidente y puede ser observado en las **Gráficas 6, 7 y 8**.

En la **Gráfica 6**, se puede apreciar que el mejor escenario de inyección es el de **11 años** y que después de este tiempo, el factor de recobro disminuye. Esta misma observación se puede hacer para las **Gráficas 7 (Caso 5)** y **8 (Caso 6)**. En lo referente al **Caso 4** se observa puntualmente, que al inyectar polímero con concentraciones de **1500 ppm y 2000 ppm**, se obtiene el mismo factor de recobro y no sucede lo mismo con el escenario de **1000 ppm**, el cual en todos los escenarios de tiempo, se encuentra muy por debajo de las demás concentraciones. De acuerdo a lo anterior, se puede definir en primera instancia, que el mejor escenario de inyección para el **Caso 4**, correspondería a una concentración de **1500 ppm** y un tiempo de **11 años de inyección**. Sin embargo, respecto al volumen de inyección se observa que no hay mayor diferencia (**1.9%**) en cuanto al factor de recobro, entre un tiempo de inyección a **6 años** y uno de **11 años**.

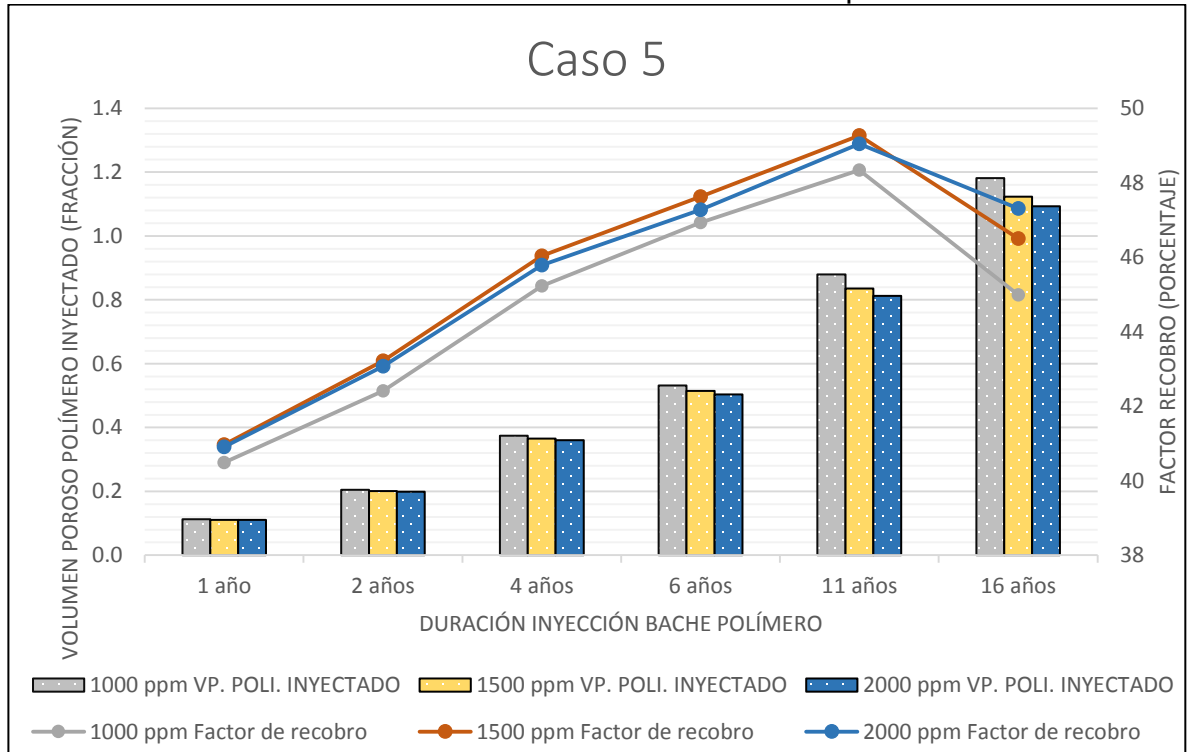
Gráfica 6. Resultados simulación caso 4 del modelo conceptual



Fuente: elaboración propia.

6.1.6 Caso 5. Teniendo en cuenta que la única diferencia entre el **Caso 4** y el **Caso 5** es el valor de la adsorción residual (ADRT), el modelamiento de un proceso reversible en el **Caso 5** si presenta diferencias en las curvas para cada concentración con respecto al **Caso 4**. En la **Gráfica 7 (Caso 5)** se puede observar que las curvas a diferentes concentraciones tienden a estar más cercanas, sin embargo en el escenario de concentración a **1500 ppm**, se tiene un mayor factor de recobro, utilizando el mismo volumen poroso de polímero que para una concentración de **2000 ppm**.

Gráfica 7. Resultados simulación caso 5 del modelo conceptual

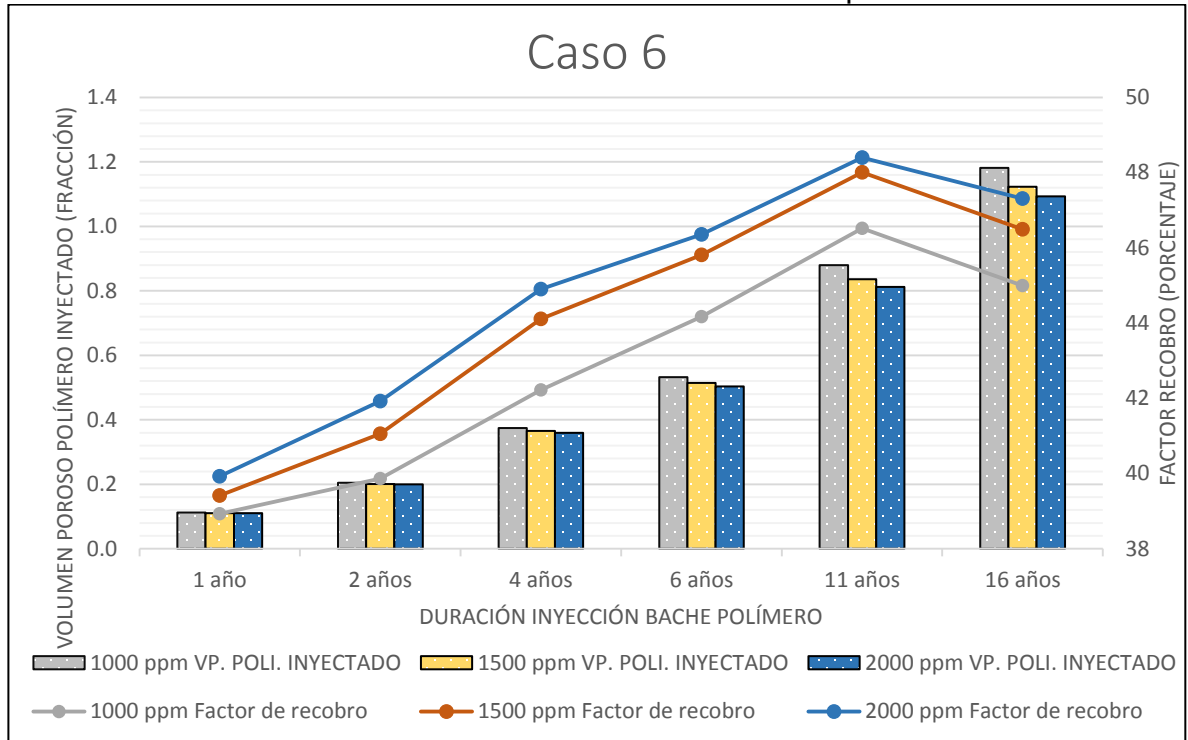


Fuente: elaboración propia.

6.1.7 Caso 6. Para el **Caso 6 (Gráfica 8)**, se observa una notable separación en las curvas de concentración, lo cual se puede explicar por ello, la suposición de un proceso completamente irreversible en comparación con el caso anterior (**Caso 5**). Al realizar este tipo de modelamiento, la eficiencia de barrido para cada una de las concentraciones, depende de la viscosidad del polímero o del factor de resistencia residual; así mismo, la remoción de las partículas de polímero adsorbidas durante la inyección de la fase polimérica, también pueden tener efecto durante la segunda etapa de inyección de agua, las cuales, al ser removidas ayudan al desplazamiento y flujo del petróleo por la disminución en el taponamiento (antes mencionado) de las gargantas porales de la roca.

En lo que refiere al comportamiento de las curvas observado en la **Gráfica 8 (Caso 6)**, se observa que, en principio, el mejor escenario de producción es el de la concentración de **2000 ppm** a un tiempo de inyección de **11 años**, pero por otra parte el escenario de inyección a **1500 ppm**, para este mismo tiempo, ofrece valores de factor de recobro muy cercanos (con una diferencia de solo **0.39%**). El escenario de **1000 ppm** parecería descartable, debido a que requiere mayor volumen poroso de polímero inyectado y sus recobros están por debajo de los dos casos antes mencionados.

Gráfica 8. Resultados simulación caso 6 del modelo conceptual



Fuente: elaboración propia.

6.2 ANALISIS DE RESULTADOS CON BASE EN LA CONCENTRACIÓN DEL POLÍMERO INYECTADO

Para este análisis, se puede observar las **Gráficas 9, 10 y 11, en las cuales** se presenta el comportamiento del factor de recobro frente al volumen poroso de polímero inyectado para cada uno de los escenarios de concentración de polímero. De acuerdo a lo anterior, se puede observar, que dichas gráficas son muy similares en cuanto a la tendencia en las curvas, no obstante, en el numeral anterior (6.1) se explicó en detalle las diferencias, respecto a la concentración para cada uno de los casos.

Por otra parte, se puede ver en estas graficas que en los **Casos 1, 2 y 3** se mantuvo la viscosidad constante, con un valor de 6 cP, y se varió el factor RRFT del polímero, observando al final, que este factor tiene incidencia en la recuperación de petróleo. Así mismo, se puede observar en los **Casos 1 y 2**, que estos requieren de grandes cantidades de volumen poroso de polímero inyectado. En lo que se refiere al **Caso 3** y su comparación con el **Caso 2**, se pudo evidenciar que al aumentar el valor de RRFT, el volumen poroso inyectado del polímero fue afectado. Adicionalmente, si se tiene en cuenta el factor de recobro máximo obtenido en el **Caso 2**, en comparación con el del **Caso 3**, se observa que en este último, no se llega a obtener este máximo valor, pero sin embargo y tomando como referencia el escenario a una concentración de **1500 ppm**, se puede decir que para obtener un

factor de recobro del **50%** en el **Caso 2** se requiere inyectar **1.81** veces de volumen poroso de polímero, mientras que en el **Caso 3** se necesita un volumen menor, equivalente a **1.21** veces.

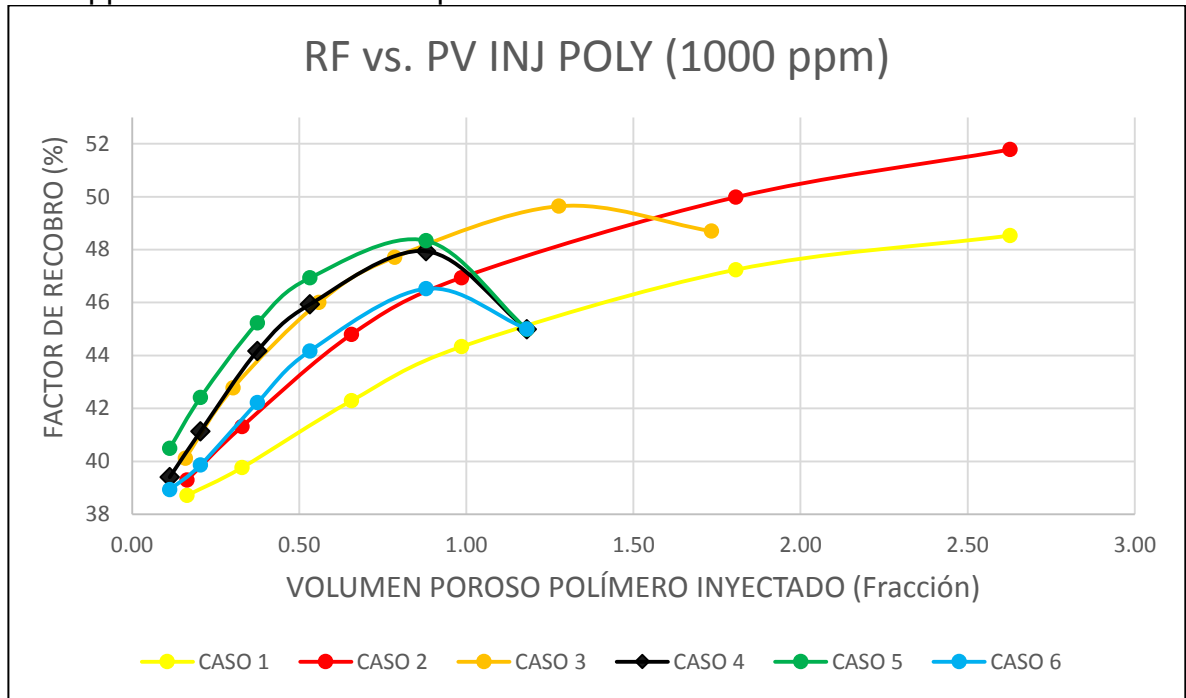
En cuanto a los Casos **4, 5 y 6**, se asumió un valor de viscosidad de 10 cP, y el comportamiento de su volumen poroso difiere de los casos anteriores (1,2 y 3) siendo notablemente menor. De acuerdo con lo anterior, se observa que al aumentar la viscosidad se utilizaron menores volúmenes de inyección para obtener el mismo factor de recobro; para ilustrar esto y tomando como ejemplo la **Gráfica 10**, se puede ver que para obtener un factor de recobro del **49.27%** en el **Caso 5** se requiere inyectar **0.83** veces de volumen poroso, mientras que para los **Caso 2 y 3**, se requiere un volumen mayor, es decir de **1 y 1.53** veces respectivamente.

Por otra parte, a fin de analizar el efecto de la adsorción del polímero, se plantearon los Casos **4, 5, y 6**, en los cuales, al observar los resultados, el **Caso 4**, es un caso intermedio entre los **Casos 5 y 6**, y esto se puede confirmar en la observación de las gráficas 9,10 y 11, ya mencionadas. En lo referente a un proceso de adsorción irreversible, como el planteado para el **Caso 6**, es evidente que los valores de factor de recobro no son los más altos en comparación con los otros dos casos (**4 y 5**), en cambio, para el **Caso 5** donde se modela un proceso reversible, se observa que los valores de factor de recobro son los más altos entre los tres casos mencionados, y en efecto se puede explicar por la remoción de las partículas de polímero después del paso del bache.

Por último, al evaluar el efecto de la concentración, se puede observar que, para cada uno de los casos, la concentración de **1000 ppm** afecta significativamente el factor de recobro (**Gráfica 9**).

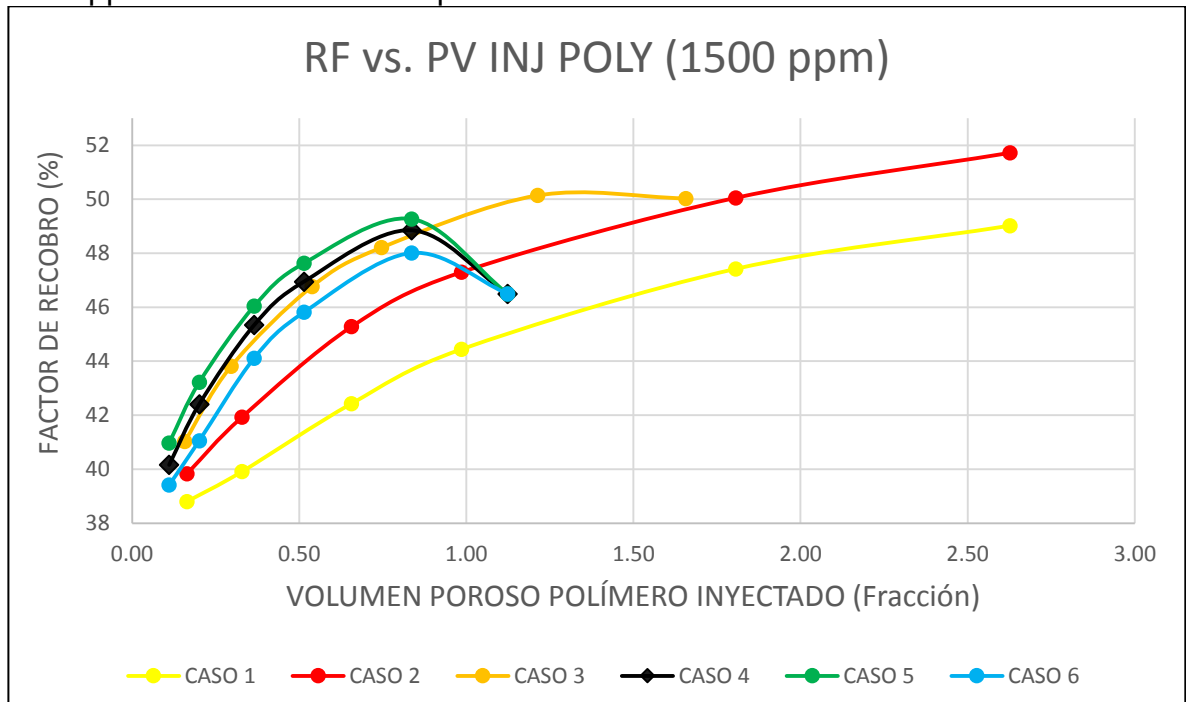
El análisis de sensibilidad sugiere que la concentración óptima de inyección es la de 1500 ppm debido a que ofrece un factor de recobro muy similar a la de 2000 ppm pero requiriendo menos cantidad de polímero inyectado. A su vez, el **Caso 5** es el mejor caso de inyección de polímero porque requiere inyectar un slug size de 0.83 con una viscosidad de 10 cP, un RRFT de 4 y simulando un proceso de adsorción reversible (adsorción residual de 0 mg/gr roca) obteniendo factores de recobro de alrededor del 49%.

Gráfica 9. Factor de recobro respecto a volumen poroso de polímero inyectado a 1000 ppm en el modelo conceptual



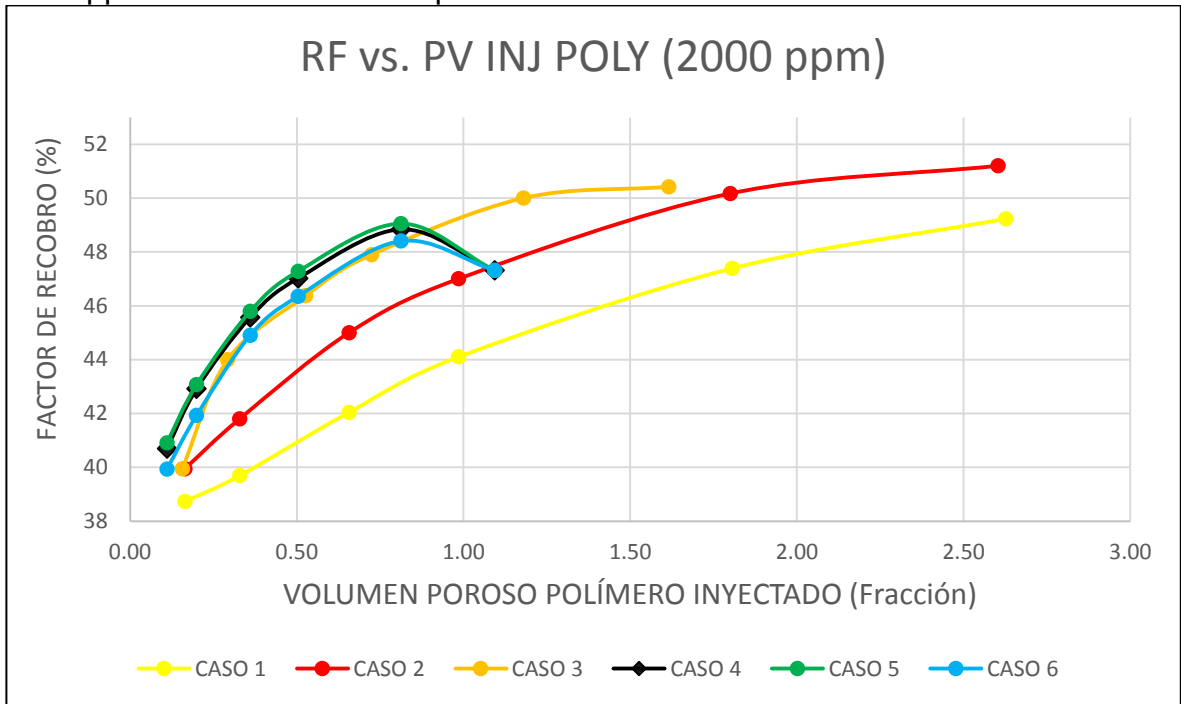
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 10. Factor de recobro respecto a volumen poroso de polímero inyectado a 1500 ppm en el modelo conceptual



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 11. Factor de recobro respecto a volumen poroso de polímero inyectado a 2000 ppm en el modelo conceptual



Fuente: elaboración propia.

7. CONCLUSIONES

- Se realizó un refinamiento de la malla para poder realizar el ajuste histórico dividiendo la malla en 5 partes, cada una con una permeabilidad diferente, sin variar la permeabilidad absoluta del núcleo (44 md), lo cual demostró que el refinamiento de la malla tiene efectos en la producción acumulada de petróleo en el núcleo.
- En el ajuste histórico del núcleo, el caso ajustado obtuvo un resultado con un factor de recobro de 50.21%, el cual tiene un porcentaje de error de 1.38% respecto al valor histórico que tiene un factor de recobro del 50.91%.
- Para el modelamiento de la inyección de polímero en el núcleo un valor común de Factor de resistencia residual (RRFT) es aproximadamente de 3. Sin embargo, para poder realizar el ajuste histórico se tuvo que ingresar el valor de 12 para ajustar la presión del núcleo, el cual es muy alejado del valor común. Por esto, se puede concluir que el núcleo analizado en laboratorio tenía algún tipo de daño, el cual se ve reflejado en el alto factor de resistencia residual necesario para el ajuste histórico.
- En los resultados de la simulación de la inyección en el núcleo, se puede inferir que el factor de recobro tiende a aumentar hasta cierto límite (50.6%) sin importar el tiempo en el cual se inyecte el polímero.
- A partir de los casos evaluados para el ajuste histórico de la inyección de polímero en el núcleo, comparando los casos #1 y #2 con el caso #3 se demuestra que a un mayor valor de factor de resistencia residual (RRFT) la presión aumentará proporcionalmente.
- En el modelo conceptual al comparar el caso 1, el caso 2 y el caso 3 el aumento del factor de resistencia residual permite obtener el mismo factor de recobro en menor tiempo. Específicamente y sin tener en cuenta las concentraciones se obtienen factores de recobro alrededor del 47% inyectando un volumen poroso de polímero de 1.75, 1 y 0.54 veces para el caso 1, caso 2 y caso 3 respectivamente.
- Analizando el caso 3 y caso 4 del modelo conceptual, el aumento de la viscosidad de polímero de 6 cP a 10 cP no aumentó los valores del factor de recobro en el caso 4 frente a los valores obtenidos en el caso 3. Sin embargo, se evidencia que para obtener un factor de recobro de alrededor del 49% se requiere inyectar aproximadamente el 80% de volumen poroso en el caso 4 frente al 100% que se requiere en el caso 3.
- Al aumentar la viscosidad del polímero en el modelo conceptual, el escenario mas óptimo en los casos 4, 5 y 6 del modelo conceptual es el de inyectar polímero durante 11 años, a partir de este tiempo inyectar polímero por 16 años representa una disminución en el factor de recobro del 3.35% en el peor de los casos.
- Contrastando los casos 5 y 6 del modelo conceptual, se puede establecer que el efecto de adsorción residual también influye en el factor de recobro. A un volumen poroso inyectado del 80% los factores de recobro para distintas

concentraciones en un proceso reversible varían desde el 48.2% hasta el 49.2% (diferencia del 1%) mientras que para un proceso irreversible dichos factores varían en rangos de 46.2% a 48.3% (diferencia del 2.1%) para el mismo volumen poroso inyectado.

- Mediante la simulación del modelo conceptual se logró concluir que los parámetros adecuados para la inyección de polímero en el Campo Palogrande-Cebú corresponden a un factor de resistencia residual (RRFT) de 4, una viscosidad de 10 cP, una concentración de 1500 ppm, un slug size de 0.83 equivalente a la inyección de polímero durante 11 años y una adsorción residual (ADRT) del polímero de 0 mg/gr roca.
- Con la selección de los parámetros adecuados para la inyección de polímero en el Campo Palogrande-Cebú el factor de recobro aumenta del 38.38% al 49.27% mediante la inyección de polímero.

8. RECOMENDACIONES

- Ajustar la simulación realizada a un modelo del campo completo o como alternativa a otros sectores del campo para verificar los resultados de este proyecto.
- Realizar la evaluación financiera para los diferentes casos de inyección de polímero teniendo en cuenta las concentraciones del mismo y los tiempos de inyección.
- Se recomienda evaluar la inyección del polímero con diferentes patrones de inyección ya que en este proyecto se evaluó únicamente un patrón de cinco pozos invertido.

BIBLIOGRAFÍA

- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Open Round Colombia 2010. 2010. 25p.
- BARRERO, Darío, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, A New Proposal. Bogotá, Colombia: ANH and B&M Exploration Ltda., 2007. 92 p.
- BILLMEYER. Fred, Ciencia de los polímeros, 2004. p. 259.
- CARCOANA, Aurel. Applied Enhanced Oil Recovery. United States of America. 1992.287 p.
- 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.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018.ISBN 9789588585673 153p.
- JIMENEZ, R, et al. Análisis Comparativo de Procesos de Inyección de Polímeros Ejecutados en Colombia. Acipet. 2017. 16p.
- LITTMANN, W. Polymer Flooding. Developments in petroleum science since 24. Amsterdam, Oxford, Tokio 1998. 212 p.
- NATIONAL PETROLEUM CAOUNCIL. Enhanced Oil Recovery. United States of America. 1984. 292 p.
- PÉREZ, R, et al. Mature Field Revitalization Using Polymer Flooding: Palogrande - Cebú Field Case. SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 2017. 185552-MS.14p.
- PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 1984. 558 p.
- RUBIANO, Henry. La Industria Petrolera en el Huila en la década de los 90. Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias Sociales y Humanas. 2010. 208p.

SEN. R, Biotechnology in petroleum recovery: The microbial EOR, Prog. Energy Combust. Sci., vol. 34, no. 6, 2008. 1366 p.

VARGAS, Roberto, et al. Correlación Petrofísica en Superficie con Subsuelo de Formaciones Productoras Subcuenca de Neiva. Neiva, Colombia. Revista Ingeniería y Región. 2013. 98 p.

WILLHITE, Paul & GREEN Don W. Enhanced Oil Recovery 1998. 545 p.